Kurz- und langfristige Angebotskurven für Rohöl und die Konsequenzen für den Markt

Von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Bergakademie Freiberg
genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

doctor rerum politicarum

Dr. rer. pol.

vorgelegt

von Daniel Schlothmann, Master of Arts in Economics
geboren am 22.07.1983 in Moers

Gutachter: Univ.-Prof. Dr. Bruno Schönfelder, Freiberg
Univ.-Prof. Dr. Dirk Rübbelke, Freiberg

Tag der Verleihung: 08. März 2016

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis……..…VII
Tabellenverzeichnis…….…..XII
Abkürzungsverzeichnis……..…XV
1 Einleitung 1
2 Rohöl - Eine naturwissenschaftliche Einführung 5
2.1 Chemische Eigenschaften von Rohöl 5
2.2 Entstehung von Rohöl 6
2.3 Migration und Wanderung von Rohöl 10
2.3.1 Primäre Migration 10
2.3.2 Sekundäre Migration 12
2.4 Eigenschaften und Entstehung von Lagerstätten 14
2.4.1 Eigenschaften der Speichergesteine 14
2.4.2 Ölfallen 16
2.5 Klassifizierung von Ölvorkommen 19
3 Charakteristika von Rohölprojekten 23
3.1 Der Lebenszyklus von Ölprojekten 23
3.1.1 Explorationsphase 24
3.1.2 Erschließungsphase 25
3.1.3 Förderphase 26
3.1.3.1 Primäre Förderung 28
3.1.3.2 Sekundäre Förderung 28
3.1.3.3 Tertiäre Förderung (Enhanced Oil Recovery Methoden) 29
3.2 Arten von Ölprojekten 30
3.2.1 Konventionelle Onshore-Projekte 31
3.2.2 Offshore-Projekte 32
3.2.3 Tight-Oil-Projekte 34
3.2.4 Ölsand- und Schwerstölprojekte 36
3.2.5 Ölschieferprojekte 38
4 Historie der Ölindustrie 40
4.1 Anfänge der Ölindustrie 40
4.2 Von der Jahrhundertwende bis 1960 41
4.3 Die Anfangsjahre der OPEC 45
4.4 Die erste und zweite Ölkrise 50
4.5 Der Gegenschock der 1980er und 1990er Jahre 55
4.6 Jüngere Entwicklungen im Ölmarkt seit Ende der 1990er Jahre 66
5 Ökonomik von Rohölprojekten 70
5.1 Stand der Forschung 70
5.1.1 Volkswirtschaftliche Angebotskurven 70
5.1.2 Theorien erschöpfbarer Ressourcen 73

5.1.3 Forschungsstand zur Ölmarktmodellierung 77
5.1.4 Forschungsstand zu Ölangebotskurven 79
5.2 Kostenarten bei Rohölprojekten 85
5.2.1 Technische Kosten..... 85
5.2.1.1 Explorations- und Erschließungskosten 86
5.2.1.2 Finanzierungskosten und Diskontierung 94
5.2.1.3 Förderkosten..... 97
5.2.2 Staatlicher Einfluss auf die Ölindustrie und fiskalische Kosten..... 98
5.2.2.1 Rechtlicher Rahmen und Vertragsformen..... 98
5.2.2.2 Fiskalischer Rahmen 102
5.3 Verfahren zur Ermittlung der Angebotskurven 106
5.3.1 Die Vollkostenkurve..... 107
5.3.2 Die kurzfristige Angebotskurve 108
5.3.3 Die langfristige Angebotskurve..... 109
5.3.4 Vorgehensweise und Annahmen bei der Erstellung der Angebotskurven 111
6 Fallstudien zu den bedeutendsten Förderländern 115
6.1 OPEC-Länder..... 117
6.1.1 Algerien 118
6.1.1.1 Geschichte der algerischen Ölindustrie..... 118
6.1.1.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der algerischen Ölindustrie . 120
6.1.1.3 Gegenwart der Ölindustrie in Algerien 124
6.1.1.4 Ermittlung der algerischen Kostenkurven für 2014 126
6.1.1.5 Ermittlung der langfristigen Angebotskurve..... 129
6.1.2 Angola 132
6.1.2.1 Geschichte der angolanischen Ölindustrie 132
6.1.2.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der angolanischen Ölindustrie 135
6.1.2.3 Gegenwart der Ölindustrie in Angola 138
6.1.2.4 Ermittlung der angolanischen Kostenkurven für 2014 141
6.1.2.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurve 145
6.1.3 Ecuador..... 151
6.1.3.1 Geschichte der ecuadorianischen Ölindustrie 151
6.1.3.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der ecuadorianischen Ölindustrie 155
6.1.3.3 Gegenwart der Ölindustrie in Ecuador..... 156
6.1.3.4 Ermittlung der ecuadorianischen Angebotskurven für 2014 158
6.1.3.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 160
6.1.4 Iran..... 165
6.1.4.1 Geschichte der iranischen Ölindustrie..... 165
6.1.4.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der iranischen Ölindustrie ... 171
6.1.4.3 Gegenwart der Ölindustrie im Iran..... 173

6.1.4.4 Ermittlung der iranischen Kostenkurven für 2014 175
6.1.4.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 178
6.1.5 Irak 185
6.1.5.1 Geschichte der irakischen Ölindustrie 187
6.1.5.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der irakischen Ölindustrie ... 192
6.1.5.3 Gegenwart der Ölindustrie im Irak 195
6.1.5.4 Ermittlung der irakischen Kostenkurven für 2014 202
6.1.5.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurve 205
6.1.6 Katar 208
6.1.6.1 Geschichte der katarischen Ölindustrie 208
6.1.6.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der katarischen Ölindustrie . 210
6.1.6.3 Gegenwart der Ölindustrie in Katar 212
6.1.6.4 Ermittlung der katarischen Kostenkurven für 2014 215
6.1.6.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 218
6.1.7 Kuwait 223
6.1.7.1 Geschichte der kuwaitischen Ölindustrie 224
6.1.7.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kuwaitischen Ölindustrie 227
6.1.7.3 Gegenwart der Ölindustrie in Kuwait 228
6.1.7.4 Ermittlung der kuwaitischen Kostenkurven für 2014 230
6.1.7.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 233
6.1.8 Libyen 239
6.1.8.1 Geschichte der libyschen Ölindustrie 241
6.1.8.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der libyschen Ölindustrie 245
6.1.8.3 Gegenwart der Ölindustrie in Libyen 248
6.1.8.4 Ermittlung der libyschen Angebotskurven für 2014 249
6.1.8.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 252
6.1.9 Nigeria 256
6.1.9.1 Geschichte der nigerianischen Ölindustrie 256
6.1.9.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der nigerianischen Ölindustrie 259
6.1.9.3 Gegenwart der Ölindustrie in Nigeria 262
6.1.9.4 Ermittlung der nigerianischen Kostenkurven für 2014 263
6.1.9.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 268
6.1.10 Saudi-Arabien 273
6.1.10.1 Geschichte der saudischen Ölindustrie 274
6.1.10.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der saudischen Ölindustrie .. 281
6.1.10.3 Gegenwart der Ölindustrie in Saudi-Arabien 282
6.1.10.4 Ermittlung der Kostenkurven für 2014 283
6.1.10.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 286
6.1.11 Vereinigte Arabische Emirate 290
6.1.11.1 Geschichte der Ölindustrie in den VAE 291

6.1.11.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der Ölindustrie in den VAE 295
6.1.11.3 Gegenwart der Ölindustrie in den VAE 296
6.1.11.4 Ermittlung der Kostenkurven für 2014 297
6.1.11.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 300
6.1.12 Venezuela 306
6.1.12.1 Geschichte der venezolanischen Ölindustrie..... 306
6.1.12.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der Ölindustrie in Venezuela314
6.1.12.3 Gegenwart der venezolanischen Ölindustrie..... 316
6.1.12.4 Ermittlung der venezolanischen Kostenkurven für 2014..... 319
6.1.12.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 322
6.2 Nicht-OPEC-Länder 328
6.2.1 USA 329
6.2.1.1 Geschichte der US-Ölindustrie..... 329
6.2.1.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der US-Ölindustrie 336
6.2.1.3 Gegenwart der US-Ölindustrie..... 341
6.2.1.4 Ermittlung der US-Kostenkurven im Jahr 2014..... 348
6.2.1.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 357
6.2.2 Kanada 365
6.2.2.1 Geschichte der kanadischen Ölindustrie 366
6.2.2.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kanadischen Ölindustrie 376
6.2.2.3 Gegenwart der kanadischen Ölindustrie 380
6.2.2.4 Ermittlung der kanadischen Kostenkurven für 2014..... 385
6.2.2.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 396
6.2.3 Mexiko..... 401
6.2.3.1 Geschichte der mexikanischen Ölindustrie 401
6.2.3.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der mexikanischen Ölindustrie ……..405
6.2.3.3 Gegenwart der mexikanischen Ölindustrie 408
6.2.3.4 Ermittlung der mexikanischen Kostenkurven für 2014 410
6.2.3.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 413
6.2.4 Brasilien..... 420
6.2.4.1 Geschichte der brasilianischen Ölindustrie 420
6.2.4.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der brasilianischen Ölindustrie …….425
6.2.4.3 Gegenwart der Ölindustrie in Brasilien..... 429
6.2.4.4 Ermittlung der brasilianischen Kostenkurven für 2014 430
6.2.4.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 435
6.2.5 Großbritannien..... 440
6.2.5.1 Geschichte der britischen Ölindustrie 440
6.2.5.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der britischen Ölindustrie.... 446
6.2.5.3 Gegenwart der britischen Ölindustrie 449
6.2.5.4 Ermittlung der britischen Kostenkurven für 2014..... 450

6.2.5.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 454
6.2.6 Norwegen 458
6.2.6.1 Geschichte der norwegischen Ölindustrie 458
6.2.6.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der norwegischen Ölindustrie 463
6.2.6.3 Gegenwart der Ölindustrie in Norwegen 466
6.2.6.4 Ermittlung der norwegischen Kostenkurven für 2014 467
6.2.6.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 471
6.2.7 Aserbaidschan 477
6.2.7.1 Geschichte der aserbaidschanischen Ölindustrie 478
6.2.7.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der aserbaidschanischen Ölindustrie 482
6.2.7.3 Gegenwart der Ölindustrie in Aserbaidschan 483
6.2.7.4 Ermittlung der aserbaidschanischen Kostenkurven für 2014 486
6.2.7.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 489
6.2.8 Kasachstan 493
6.2.8.1 Geschichte der kasachischen Ölindustrie 493
6.2.8.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kasachischen Ölindustrie 498
6.2.8.3 Gegenwart der Ölindustrie in Kasachstan 501
6.2.8.4 Ermittlung der kasachischen Kostenkurven für 2014 502
6.2.8.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 506
6.2.9 Russland 512
6.2.9.1 Geschichte der russischen Ölindustrie 512
6.2.9.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der russischen Ölindustrie ... 521
6.2.9.3 Gegenwart der russischen Ölindustrie 525
6.2.9.4 Ermittlung der russischen Kostenkurven für 2014 526
6.2.9.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 532
6.2.10 China 541
6.2.10.1 Geschichte der chinesischen Ölindustrie 542
6.2.10.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der chinesischen Ölindustrie 546
6.2.10.3 Gegenwart der chinesischen Ölindustrie 549
6.2.10.4 Ermittlung der chinesischen Kostenkurven im Jahr 2014 550
6.2.10.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven 554
6.3 Zusammenfassung der Fallstudien 564
7 Ermittlung regionaler und globaler Angebotskurven 567
7.1 Aggregierte Angebotskurven der OPEC 567
7.2 Aggregierte Angebotskurven der untersuchten Nicht-OPEC-Länder 572
7.3 Aggregierte Angebotskurven der betrachteten Länder 577
7.4 Ermittlung des langfristigen Ölmarktgleichgewichts 583
7.5 Kritische Beurteilung der Ergebnisse 587
8 Zusammenfassung 588

9 Anhang 593
10 Quellenverzeichnis 613

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Van Krevelen Diagramm 8
Abbildung 2.2: Source Rock Concept 10
Abbildung 2.3: Querschnitt einer antiklinalen Falle 17
Abbildung 2.4: System direkt miteinander verbundener Fallen 17
Abbildung 2.5: Typische strukturelle und stratigraphische Fallen 19
Abbildung 2.6: Klassifizierung von Erdölvorkommen 20
Abbildung 2.7: Entwicklung der statischen Reichweite der globalen Ölreserven seit 1980 22
Abbildung 3.1: Lebenszyklus eines Ölprojekts 23
Abbildung 3.2: Phasen und Kosten eines typischen Explorationsprogramms 24
Abbildung 3.3: Typische Entwicklung der Fördermenge über die Förderphase 26
Abbildung 3.4: Typen von Ölplattformen und Offshore-Beispielprojekt 32
Abbildung 3.5: Typisches Förderprofil von konventionellen und Tight-Oil-Projekten. 35
Abbildung 4.1: OPEC Fördermenge in den Jahren 1978/79 53
Abbildung 4.2: Iranische und irakische Fördermenge 1980/81 (einschl. Kondensaten) 55
Abbildung 4.3: Fördermenge neuer Förderregionen Ende der 1970er / Anfang der 1980er Jahre 57
Abbildung 4.4: Ölpreisentwicklung in den 1980er Jahren 58
Abbildung 4.5: Ölpreisentwicklung seit Anfang der 1990er Jahre 63
Abbildung 4.6: Entwicklung der OPEC-Reservekapazität seit 2001 68
Abbildung 5.1: Kurz- und langfristige Durchschnitts- und Grenzkostenkurven 72
Abbildung 5.2: Produzentenrente 73
Abbildung 5.3: Hubbert-Kurve 79
Abbildung 5.4: Angebotskurven basierend auf der kumulierten Fördermenge 82
Abbildung 5.5: Bohrlochkosten in Abhängigkeit von Standort und Bohrtiefe 89
Abbildung 5.6: Tiefenabhängige Bohrlochkosten 89
Abbildung 5.7: Durchschnittliche Bohrlochtiefe von Ölbohrungen in den USA 90
Abbildung 5.8: Typen von Rechtsvereinbarungen zur Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten 99
Abbildung 6.1: Förderung flüssiger Energieträger in Algerien von 1965 bis 2012 120
Abbildung 6.2: Fördermenge und Kapazität in Algerien seit 2001 124
Abbildung 6.3: Kurzfristige Angebotskurven in Algerien 128
Abbildung 6.4: Algerische Vollkostenkurven 2014 128
Abbildung 6.5: Algerische Vollkostenkurven 2019 und 2024 130
Abbildung 6.6: Langfristige Angebotskurven in Algerien 131
Abbildung 6.7: Förderung flüssiger Energieträger in Angola 133
Abbildung 6.8: Fördermenge und Förderkapazität in Angola seit 2007 139
Abbildung 6.9: Zusammensetzung der angolanischen Ölförderung 140
Abbildung 6.10: Kurzfristige Angebotskurven in Angola 144
Abbildung 6.11: Angolanische Vollkostenkurven 2014 145

Abbildung 6.12: Angolanische Vollkostenkurven 2019 und 2024 148
Abbildung 6.13: Langfristige Angebotskurven in Angola 149
Abbildung 6.14: Förderung flüssiger Energieträger in Ecuador 152
Abbildung 6.15: Fördermenge und Förderkapazität in Ecuador seit Dezember 2007 . 157
Abbildung 6.16: Kurzfristige Angebotskurven in Ecuador 159
Abbildung 6.17: Ecuadorianische Vollkostenkurven 2014 160
Abbildung 6.18: Ecuadorianische Vollkostenkurven 2019 und 2024 163
Abbildung 6.19: Langfristige Angebotskurve in Ecuador 163
Abbildung 6.20: Fördermenge flüssiger Energieträger im Iran 169
Abbildung 6.21: Fördermenge und Förderkapazität im Iran 174
Abbildung 6.22: Kurzfristige Angebotskurve im Iran 177
Abbildung 6.23: Iranische Vollkostenkurven 2014 178
Abbildung 6.24: Iranische Vollkostenkurven 2019 und 2024 182
Abbildung 6.25: Langfristige Angebotskurve im Iran 183
Abbildung 6.26: Förderung flüssiger Energieträger im Irak 190
Abbildung 6.27: Fördermenge und Förderkapazität im Irak 192
Abbildung 6.28: IEA-Prognose zur irakischen Fördermenge bis zum Jahr 2020 199
Abbildung 6.29: Kurzfristige Angebotskurven im Irak 204
Abbildung 6.30: Irakische Vollkostenkurven 2014 204
Abbildung 6.31: Irakische Vollkostenkurven 2019 und 2024 206
Abbildung 6.32: Langfristige Angebotskurve des Irak 207
Abbildung 6.33: Katarische Fördermenge flüssiger Energieträger 209
Abbildung 6.34: Ölfördermenge- und Kapazität in Katar seit 2001 210
Abbildung 6.35: Kurzfristige Angebotskurve in Katar 217
Abbildung 6.36: Katarische Vollkostenkurve 2014 218
Abbildung 6.37: Katarische Vollkostenkurven 2019 und 2024 221
Abbildung 6.38: Langfristige Angebotskurve Katars 222
Abbildung 6.39: Förderung flüssiger Energieträger in Kuwait 225
Abbildung 6.40: Ölfördermenge- und Kapazität in Kuwait seit 2001 229
Abbildung 6.41: Kurzfristige Angebotskurve in Kuwait 231
Abbildung 6.42: Kuwaitische Vollkostenkurven 2014 233
Abbildung 6.43: Kuwaitische Vollkostenkurven 2019 und 2024 237
Abbildung 6.44: Langfristige Angebotskurven in Kuwait 238
Abbildung 6.45: Förderung flüssiger Energieträger in Libyen 243
Abbildung 6.46: Ölfördermenge- und Kapazität in Libyen seit 2001 248
Abbildung 6.47: Kurzfristige Angebotskurven in Libyen 251
Abbildung 6.48: Libysche Vollkostenkurven 2014 252
Abbildung 6.49: Libysche Vollkostenkurven 2019 und 2024 254
Abbildung 6.50: Langfristige Angebotskurven in Libyen 255
Abbildung 6.51: Nigerianische Förderung flüssiger Energieträger 1970 - 2012 258
Abbildung 6.52: Ölfördermenge- und Kapazität in Nigeria seit 2001 262
Abbildung 6.53: Kurzfristige Angebotskurven in Nigeria 267

Abbildung 6.54: Nigerianische Vollkostenkurven 2014 268
Abbildung 6.55: Nigerianische Vollkostenkurven 2019 und 2024 271
Abbildung 6.56: Langfristige Angebotskurven in Nigeria 271
Abbildung 6.57: Förderung flüssiger Energieträger in Saudi-Arabien 276
Abbildung 6.58: Ölfördermenge- und Kapazität in Saudi-Arabien seit 2001 279
Abbildung 6.59: Kurzfristige Angebotskurve in Saudi-Arabien 285
Abbildung 6.60: Saudische Vollkostenkurven 2014 286
Abbildung 6.61: Saudische Vollkostenkurven 2019 und 2024 288
Abbildung 6.62: Langfristige Angebotskurve Saudi-Arabiens 289
Abbildung 6.63: Förderung flüssiger Energieträger in den VAE 292
Abbildung 6.64: Ölfördermenge- und Kapazität in den VAE seit 2001 294
Abbildung 6.65: Kurzfristige Angebotskurven in den VAE 299
Abbildung 6.66: Vollkostenkurven des Jahres 2014 in den VAE 300
Abbildung 6.67: Vollkostenkurven 2019 und 2024 in den VAE 304
Abbildung 6.68: Langfristige Angebotskurven in den VAE 305
Abbildung 6.69: Förderung flüssiger Energieträger in Venezuela 309
Abbildung 6.70: Ölfördermenge- und Kapazität in Venezuela seit 2001 312
Abbildung 6.71: Kurzfristige Angebotskurven in Venezuela 321
Abbildung 6.72: Venezolanische Vollkostenkurven 2014 322
Abbildung 6.73: Venezolanische Vollkostenkurven 2019 und 2024 326
Abbildung 6.74: Langfristige Angebotskurven in Venezuela 326
Abbildung 6.75: Entwicklung der US-Fördermenge seit dem Jahr 1900 341
Abbildung 6.76: Tight-Oil- und Tight-Gas-Lagerstätten in den USA 342
Abbildung 6.77: Förderprofil von US-Tight-Oil-Projekten (bedeutendste Regionen) 343
Abbildung 6.78: Fördermengenrückgang bei US-Tight-Oil-Projekten in den ersten fünf Jahren 343
Abbildung 6.79: US-Tight-Oil-Fördermenge nach Lagerstätten 344
Abbildung 6.80: Kurzfristige Angebotskurven in den USA 356
Abbildung 6.81: US-Vollkostenkurven 2014 356
Abbildung 6.82: Durchschnittliche tägliche Fördermenge eines neuen Bohrlochs in der Bakken-Formation 358
Abbildung 6.83: US-Vollkostenkurven 2019 und 2024 362
Abbildung 6.84: Langfristige Angebotskurven in den USA 362
Abbildung 6.85: Konventionelle kanadische Ölförderung nach Regionen seit 1947 .. 367
Abbildung 6.86: Entwicklung der Ölsandfördermenge 371
Abbildung 6.87: Kanadische Tight-Oil-Fördermenge nach Lagerstätten 384
Abbildung 6.88: Förderprofil kanadischer Tight-Oil-Projekte 385
Abbildung 6.89: Vollkosten von Ölsandprojekten 388
Abbildung 6.90: Kurzfristige Angebotskurven in Kanada 395
Abbildung 6.91: Kanadische Vollkostenkurven 2014 395
Abbildung 6.92: Kanadische Vollkostenkurven 2019 und 2024 398
Abbildung 6.93: Langfristige Angebotskurven für Kanada 399

Abbildung 6.94: Förderung flüssiger Energieträger in Mexiko 404
Abbildung 6.95: Kurzfristige Angebotskurven in Mexiko..... 412
Abbildung 6.96: Mexikanische Vollkostenkurven 2014..... 413
Abbildung 6.97: Mexikanische Vollkostenkurven 2019 und 2024..... 417
Abbildung 6.98: Langfristige Angebotskurven in Mexiko 418
Abbildung 6.99: Förderung flüssiger Energieträger in Brasilien 423
Abbildung 6.100: Ölfördermenge in Brasilien..... 430
Abbildung 6.101: Kurzfristige Angebotskurven in Brasilien..... 434
Abbildung 6.102: Brasilianische Vollkostenkurven 2014..... 434
Abbildung 6.103: Brasilianische Vollkostenkurven 2019 und 2024..... 438
Abbildung 6.104: Langfristige Angebotskurven in Brasilien 439
Abbildung 6.105: Förderung flüssiger Energieträger in Großbritannien 442
Abbildung 6.106: Grenzsteuersatz auf britische Ölprojekte 443
Abbildung 6.107: Fördermengen der vier größten britischen Felder 444
Abbildung 6.108: Anzahl an die Ölförderung in der britischen Nordsee aufnehmenden Projekten..... 445
Abbildung 6.109: Britische Ölfördermenge 449
Abbildung 6.110: Kurzfristige Angebotskurve in Großbritannien..... 453
Abbildung 6.111: Britische Vollkostenkurve 2014..... 454
Abbildung 6.112: Britische Vollkostenkurven 2019 und 2024..... 456
Abbildung 6.113: Langfristige Angebotskurven in Großbritannien 456
Abbildung 6.114: Förderung flüssiger Energieträger in Norwegen..... 459
Abbildung 6.115: Resultate der klassischen Lizensierungsrunden Norwegens seit 2002 462
Abbildung 6.116: Break-Even Preis neuer Projekte in Norwegen..... 469
Abbildung 6.117: Kurzfristige Angebotskurve in Norwegen 470
Abbildung 6.118: Norwegische Vollkostenkurve 2014 471
Abbildung 6.119: Norwegische Vollkostenkurven 2019 und 2024 474
Abbildung 6.120: Langfristige Angebotskurve in Norwegen 475
Abbildung 6.121: Förderung flüssiger Energieträger in Aserbaidschan 481
Abbildung 6.122: Fördermengen im ACG-Feld..... 484
Abbildung 6.123: Fördermenge in Aserbaidschan..... 485
Abbildung 6.124: Kurzfristige Angebotskurve in Aserbaidschan..... 488
Abbildung 6.125: Aserbaidschanische Vollkostenkurve 2014 489
Abbildung 6.126: Aserbaidschanische Vollkostenkurven 2019 und 2024 491
Abbildung 6.127: Langfristige Angebotskurve in Aserbaidschan 491
Abbildung 6.128: Förderung flüssiger Energieträger in Kasachstan 494
Abbildung 6.129: Kurzfristige Angebotskurven in Kasachstan..... 505
Abbildung 6.130: Kasachische Vollkostenkurven 2014 505
Abbildung 6.131: Kasachische Vollkostenkurven 2019 und 2024 510
Abbildung 6.132: Langfristige Angebotskurven in Kasachstan..... 511
Abbildung 6.133: Förderung flüssiger Energieträger in Russland..... 518

Abbildung 6.134: Kurzfristige Angebotskurven in Russland 528
Abbildung 6.135: Russische Vollkostenkurven 2014 531
Abbildung 6.136: Russische Vollkostenkurven 2019 und 2024 539
Abbildung 6.137: Langfristige Angebotskurven in Russland 540
Abbildung 6.138: Förderung flüssiger Energieträger in China 544
Abbildung 6.139: Kurzfristige Angebotskurven in China..... 552
Abbildung 6.140: Chinesische Vollkostenkurven 2014 554
Abbildung 6.141: Chinesische Vollkostenkurven 2019 und 2024 561
Abbildung 6.142: Langfristige Angebotskurven in China 562
Abbildung 7.1: Kurzfristige Angebotskurven der OPEC 567
Abbildung 7.2: OPEC-Vollkostenkurve 2014..... 568
Abbildung 7.3: OPEC-Vollkostenkurven 2019 und 2024..... 569
Abbildung 7.4: Langfristige Angebotskurven der OPEC (sortiert nach Projektphase) 570
Abbildung 7.5: Langfristige Angebotskurven der OPEC..... 571
Abbildung 7.6: Kurzfristige Angebotskurven Nicht-OPEC..... 573
Abbildung 7.7: Nicht-OPEC-Vollkostenkurven 2014 574
Abbildung 7.8: Nicht-OPEC-Vollkostenkurven 2019 und 2024 575
Abbildung 7.9: Langfristige Angebotskurven Nicht-OPEC (sortiert nach Projektphase) 576
Abbildung 7.10: Langfristige Angebotskurven Nicht-OPEC..... 577
Abbildung 7.11: Kurzfristige Angebotskurven - Global 578
Abbildung 7.12: Globale Vollkostenkurven 2014..... 579
Abbildung 7.13: Globale Vollkostenkurven 2019 und 2024..... 580
Abbildung 7.14: Langfristige Angebotskurven – Global (sortiert nach Projektphase) 581
Abbildung 7.15: Langfristige Angebotskurven – Global 582
Abbildung 7.16: Langfristige Ölmarktgleichgewichte 586
Abbildung 9.1: Querschnitt eines Fracking-Projekts 593
Abbildung 9.2: Lizenzgebiete in Angola..... 596
Abbildung 9.3: Geographische Lage der kuwaitischen Ölfelder 597
Abbildung 9.4: Ölblöcke im Orinoco-Gebiet 598
Abbildung 9.5: Bohrplatte im Bakken-Feld 599
Abbildung 9.6: Geographische Lage der kanadischen Ölsandvorkommen 600
Abbildung 9.7: Western Canada Sedimentary Basin 601
Abbildung 9.8: Ölfelder in Saskatchewan..... 601
Abbildung 9.9: Ölregionen in Mexiko 602
Abbildung 9.10: Britische Öl- und Gasgebiete in der Nordsee..... 604
Abbildung 9.11: Öl- und Gas-Lizenzgebiete in Norwegen..... 605
Abbildung 9.12: Erschließungsplan für das Kashagan-Feld 607
Abbildung 9.13: Ölregionen in Russland (1) 608
Abbildung 9.14: Ölregionen in Russland (2) 609
Abbildung 9.15: Geographische Verteilung der chinesischen Lagerstätten..... 610

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Natürliche Zusammensetzung von Rohöl 6
Tabelle 2.2: Effektive Porosität von Gesteinsschichten 15
Tabelle 2.3: Permeabilität von Gesteinsschichten 16
Tabelle 2.4: Globale Ölvorkommen 21
Tabelle 3.1: Durchschnittlicher Fördermengenrückgang 27
Tabelle 4.1: Globale Fördermengen und Reserven 1948 und 1972 44
Tabelle 4.2: Ölkonsum ausgewählter Industrieländer von 1977 bis 1983 56
Tabelle 4.3: Globale Ölnachfrage in den 1980er Jahren 61
Tabelle 4.4: Weltwirtschaftswachstum und globaler Ölverbrauch 63
Tabelle 4.5: Fördermengenentwicklung in den Jahren 1989 bis 1995 64
Tabelle 4.6: Zusammenschlüsse im Ölsektor um die Jahrtausendwende 66
Tabelle 5.1: Studien zur Preiselastizität des Ölangebots 81
Tabelle 5.2: Anteil der Explorationsaufwendungen an den Explorations- und Erschließungsaufwendungen 91
Tabelle 5.3: Anteil der Explorationsbohrungen an insgesamt getätigten Explorations- und Erschließungsbohrungen 92
Tabelle 5.4: Progressivität von Steuern und Abgaben 104
Tabelle 5.5: Von großen Ölgesellschaften im Jahr 2014 verwendete Diskontfaktoren . 95
Tabelle 5.6: Nominale Anleihe-Renditen von Ölgesellschaften 96
Tabelle 6.1: Royaltysätze in Algerien 123
Tabelle 6.2: Erschließungskosten je Bohrung 126
Tabelle 6.3: Förderkosten und Fördermengen in Angola im Jahr 2014 141
Tabelle 6.4: Bereits in der Förderphase befindliche Projekte in Block 17 (Angola) ... 143
Tabelle 6.5: Ölprojekte mit baldigem Förderstart in Angola 146
Tabelle 6.6: Kosten der Ölprojekte mit baldigem Förderstart in Angola 146
Tabelle 6.7: Zusammensetzung des Konsortiums im Iran 167
Tabelle 6.8: Aktuelle und geplante Erschließungsprojekte im Iran 179
Tabelle 6.9: Resultate der irakischen Lizensierungsrunden 197
Tabelle 6.10: Fördermengen der katarischen Ölfelder 213
Tabelle 6.11: Schätzungen zu den Förderkapazitäten in Kuwait 229
Tabelle 6.12: Schätzungen zu den kuwaitischen Ölreserven 234
Tabelle 6.13: Royaltysätze in Nigeria 261
Tabelle 6.14: Übersicht über die Tiefwasserprojekte in Nigeria 264
Tabelle 6.15: Saudische Ölfelder nach Zeit der Entdeckung und Größe 275
Tabelle 6.16: Erschließungskosten je Förderbohrloch in Saudi-Arabien 284
Tabelle 6.17: Fördermengen der Ölfelder in den VAE 296
Tabelle 6.18: Erschließungskosten je Bohrloch in den VAE 298
Tabelle 6.19: Explorations- und Erschließungskosten der PDV 319
Tabelle 6.20: Zusammenfassung der Schwerstölprojekte in Venezuela 324
Tabelle 6.21: US-Fördermenge von 1919 bis 1929 331

Tabelle 6.22: Fördermengenentwicklung bei Tight-Oil-Projekten 344
Tabelle 6.23: Tight-Oil-Lagerstätten in den USA 345
Tabelle 6.24: Ergebnisse der US-Offshore-Pachtvergaberunden 2012 bis 2014 346
Tabelle 6.25: Tight-Oil-Lagerstätten in den USA 349
Tabelle 6.26: Explorations- und Erschließungskosten je Barrel 349
Tabelle 6.27: US-Tight-Oil-Explorations- und Erschließungskosten nach Ollenberger 350
Tabelle 6.28: Projekte im US-Golf von Mexiko 352
Tabelle 6.29: US-Onshore-Förderkosten verschiedener Ölgesellschaften im Jahr 2014 354
Tabelle 6.30: Prognose der EIA 2015 (und 2014) zu Ölpreis und US-Fördermenge .. 357
Tabelle 6.31: Ölsandprojekte in Alberta seit 2002 373
Tabelle 6.32: Tight-Oil-Lagerstätten in Kanada..... 389
Tabelle 6.33: Explorations- und Erschließungskosten kanadischer Tight-Oil-Vorkommen 389
Tabelle 6.34: Konventionelle Ölfelder in Alberta und Saskatchewan 391
Tabelle 6.35: Erschließungskosten der kanadischen Offshore-Felder 392
Tabelle 6.36: Förderkosten- und Mengen von Cenovus Energy im Jahr 2014 393
Tabelle 6.37: Kanadische Fördermenge und Kosten im Jahr 2014 394
Tabelle 6.38: CAPP-Prognose zur zukünftigen Fördermenge 396
Tabelle 6.39: Fördermengen neuer Ölsandprojekte 400
Tabelle 6.40: Lagerstättentiefe und Bohrlochkosten in Mexiko 410
Tabelle 6.41: Bohrlochkosten in Mexiko 411
Tabelle 6.42: Explorations- und Erschließungskosten 412
Tabelle 6.43: Reserven und kumulierte Fördermengen in Mexiko 414
Tabelle 6.44: Fördermengenprognosen des brasilianischen Energieministeriums 435
Tabelle 6.45: Kosten der zuletzt erschlossenen britischen Ölfelder..... 451
Tabelle 6.46: Explorations- und Erschließungskosten in der britischen Nordsee..... 452
Tabelle 6.47: Fördermenge und verbleibende Reserven in Norwegen 466
Tabelle 6.48: Zehn bedeutendste norwegische Felder im Jahr 2014..... 467
Tabelle 6.49: Fördermenge und Förderkosten in Norwegen tätiger Ölgesellschaften . 468
Tabelle 6.50: In der Erschließungsphase befindliche Projekte in Norwegen..... 472
Tabelle 6.51: Kasachische Ölfördermenge in den Jahren 2009 und 2014 501
Tabelle 6.52: Förderkosten in Kasachstan 503
Tabelle 6.53: Ölfördermenge in der Sowjetunion 514
Tabelle 6.54: Ausfuhrzoll für russisches Rohöl 524
Tabelle 6.55: Förderkosten in Russland 528
Tabelle 6.56: Explorations- und Erschließungskosten von Rosneft und Lukoil 530
Tabelle 6.57: Zusammensetzung der russischen Fördermenge 539
Tabelle 6.58: Windfall-Abgabe in China 548
Tabelle 6.59: Royalties in China 548
Tabelle 6.60: Wichtigste Ölfelder und Regionen in China im Jahr 2014..... 550

Tabelle 6.61: Fördermengen und Förderkosten der chinesischen Ölgesellschaften 550
Tabelle 6.62: Explorationskosten der staatlichen chinesischen Ölgesellschaften 553
Tabelle 6.63: Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten in China 553
Tabelle 6.64: Unkonventionelle Ölvorkommen in China 556
Tabelle 6.65: Explorationskosten der CNOOC 560
Tabelle 6.66: Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten der CNOOC 561
Tabelle 6.67: Zusammenfassung des rechtlichen und fiskalischen Rahmens 564
Tabelle 6.68: Zusammenfassung der individuellen Angebotskurven 565
Tabelle 7.1: Preiselastizität der Ölnachfrage 583
Tabelle 7.2: Einkommenselastizität der Ölnachfrage 584
Tabelle 9.1: Entwicklung des Upstream Capital Cost Index (UCCI) und des Upstream Operating Cost Index (UOCI) seit dem Jahr 2005 594
Tabelle 9.2: Tiefenabhängige Bohrlochkosten 595
Tabelle 9.3: Fördermenge von Bundesstaaten mit Tight-Oil-Vorkommen 599
Tabelle 9.4: Bohrlochkosten und durchschnittliche Bohrtage 599
Tabelle 9.5: Kumulierte Fördermenge je Tight-Oil-Bohrloch 600
Tabelle 9.6: Bohrlöcher und Fördermenge der bedeutendsten Ölfelder der Region Norte 603
Tabelle 9.7: Bedeutendste Ölfelder Norwegens 606
Tabelle 9.8: Beteiligte Ölgesellschaften an den fünf großen PSVs in Aserbaidschan . 607
Tabelle 9.9: Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten konventioneller US-Onshore-Felder 611
Tabelle 9.10: Bedeutendste aus Standard Oil hervorgegangene Ölgesellschaften 612

Abkürzungsverzeichnis

AB	Alberta (Kanada)
ADMA	Abu Dhabi Marine Areas Ltd.
ADNOC	Abu Dhabi National Oil Company
ADPC	Abu Dhabi Petroleum Company
ALNAFT	Algerische Agentur zur Erschließung der Öl- und Gasvorkommen
ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	American Petroleum Institute
AZN	Aserbaidschan Manat
b/d	Barrel am Tag
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMO	Bank of Montreal
BNOC	British National Oil Company
BOE	Barrel of Oil Equivalent
BOEM	Bureau of Ocean Energy Management
BSEE	Bureau of Safety and Environmental Enforcement
BTU	British Thermal Units
CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers
CERI	Canadian Energy Research Institute
CFP	Compagnie Francaise des Pétroles
CIT	Corporation Income Tax
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CNPC	China Petroleum and Natural Gas Corporation
CO	Colorado (USA)
CSS	Cyclic Steam Simulation
CSUR	Canadian Society for Unconventional Resources
CVP	Corporation Venezolana de Petroleo
DECC	Department of Energy & Climate Change
DPSA	Development and Production Sharing Agreement
EIA	Energy Information Administration (US-Energieagentur)
EPSA	Exploration and Production Sharing Agreement
EROI	Energy Return on Investment
ETSA	Enhanced Technical Service Agreement
EUR	Estimated Ultimate Recovery
EY	Ernst & Young
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading Vessel
FSRMA	Federal Subsoil Resources Management Agency
GvM	Golf von Mexiko
HOL	Hydrocarbon Organic Law
IEA	Internationale Energieagentur
IFP	Institut Français du Pétrole
INOC	Iraq National Oil Company
IPC	Iraq Petroleum Company
IWF	Internationaler Währungsfonds
k. A.	Keine Angaben
kb/d	Tausend Barrel am Tag
KMG	KazMunayGas JSC
KNPC	Kuwait National Petroleum Company
KOC	Kuwait Oil Company

KPC	Kuwait Petroleum Company
KS	Kansas (USA)
LNG	Liquified Natural Gas
LNOC	Libyan National Oil Corporation
MB	Manitoba (Kanada)
mb/d	Millionen Barrel am Tag
mD	Millidarcy
MET	Mineral Extraction Tax
Mio.	Millionen
MPE	Ministry of Petroleum and Energy
Mrd.	Milliarden
ND	North Dakota (USA)
NE	Nebraska (USA)
NEB	National Energy Board
NIOC	National Iranian Oil Company
NNOC	Nigerian National Oil Corporation
NNPC	Nigerian National Petroleum Corporation
NOK	Norwegische Kronen
NPC	National Petroleum Council
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
o. J.	ohne Jahr
OCSLA	Outer Continental Shelf Lands Act
OGJ	Oil & Gas Journal
OIP	Oil in Place
OOIP	Original Oil in Place
OPEC	Organisation Erdöl exportierender Länder
p. a.	per annum (jährlich)
PDV	Petróleos de Venezuela, S. A.
PEDEC	Petroleum Engineering & Development Company
PRT	Petroleum Revenue Tax
PSV	Production Sharing Contract (Produktionsteilungsvertrag)
QNB	Qatar National Bank
QP	Qatar Petroleum
QPC	Qatar Petroleum Company
RMB	Chinesische Renmimbi
RUB	Russischer Rubel
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage Drilling
SD	South Dakota (USA)
SK	Saskatchewan (Kanada)
SOCAR	State Oil Company of the Azerbaijani Republic
SPC	Supreme Petroleum Council
TCO	TengizChevroil
TPC	Turkish Petroleum Company
TX	Texas (USA)
UCCI	Upstream Capital Cost Index
UN	Vereinte Nationen
UOCI	Upstream Operating Cost Index
USGS	United States Geological Survey
VAE	Vereinigte Arabische Emirate
WK	Wechselkurs
WTI	West Texas Intermediate
WY	Wyoming (USA)
ZADCO	Zakum Development Company

1 Einleitung

Seit ihren Anfängen Mitte des 19. Jahrhunderts hat sich die Ölindustrie zu einem der bedeutendsten Wirtschaftssektoren und Erdöl zum wichtigsten Rohstoff der modernen Industriegesellschaft entwickelt. So lag der Anteil von Erdöl am globalen Primärenergieverbrauch gemäß BP (2015) im Jahr 2014 bei 32,5 % und machte 37,7 % am Verbrauch fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas und Erdöl) aus.[1] Sowohl das Angebot als auch die Nachfrage sind auf globaler Ebene seit den Anfängen der Ölindustrie, von wenigen Jahren abgesehen, stetig angestiegen. So belief sich die globale Fördermenge im Jahr 2014 auf ca. 85 bis 90 Mio. Barrel am Tag.[2]
Erdöl steckt zum einen direkt in vielen, durch die Petrochemie erzeugten, Zwischen- und Endprodukten und beeinflusst zum anderen, aufgrund seiner Verwendung als Treibstoff die Transportkosten maßgeblich. Entsprechend wirken sich Änderungen der Ölpreise erheblich auf die globale Konjunktur aus. So dienen Ölpreisänderungen im Rahmen der Konjunkturtheorie häufig als Beispiel für exogene Angebotsschocks.[3]
Änderungen der Ölpreise wirken sich nicht nur auf das allgemeine Preisniveau aus, was wiederum die geldpolitischen Entscheidungen von Zentralbanken beeinflusst, sondern auch auf die Leistungsbilanzen ölexportierender und ölimportierender Staaten. Auch der Staatshaushalt einiger stark vom Ölsektor abhängiger Länder wird wesentlich durch die Entwicklung der Ölpreise beeinflusst. Der Ölpreis ist somit in vielerlei Hinsicht für die globale Wirtschaft und die einzelner Staaten von Bedeutung.
In der Vergangenheit zeichneten sich die Ölpreise jedoch häufig durch eine hohe Volatilität aus. So schwankten die nominalen Preise der beiden Referenzsorten WTI (West Texas Intermediate) und Brent in den Jahren 2000 bis 2014 zwischen 18 und 140 US-$ je Barrel und halbierten sich seit dem Sommer 2014 innerhalb weniger Monate auf zuletzt weniger als 40 US-$ je Barrel.

In den vergangenen Jahrzehnten wurde eine Vielzahl an naturwissenschaftlichen, technischen und wirtschaftswissenschaftlichen Studien zum Thema Erdöl verfasst. Naturwissenschaftler entwickelten unter anderem Theorien zur Entstehung von Erdöl und Lagerstätten und nahmen Schätzungen über die regionalen und globalen Vorkommen vor. In den technischen Disziplinen wurden insbesondere Technologien und Verfahren zur Exploration, Erschließung und Förderung der Vorkommen analysiert und entwickelt. In wirtschaftswissenschaftlichen Studien wurden unter anderem Theorien zum Verhalten von Anbietern und Nachfragern, sowie deren Einfluss auf die Preisentwicklung entwickelt. Auch der Einfluss nicht-fundamentaler Faktoren (wie Spekulation an den Finanzmärkten) auf den Ölpreis wurde in wirtschaftswissenschaftlichen Studien behandelt.

Aufgrund der Bedeutung von Erdöl für die globale Wirtschaft wäre anzunehmen, dass die Ölsektoren der bedeutenden Förderländer bereits eingehend untersucht wurden. Mit

---

[1] Vgl. Eigene Berechnung basierend auf: BP (2015), S. 41.
[2] 1 Barrel = 159 Liter. Die Begriffe „Erdöl“ und „Rohöl“ werden im Folgenden synonym verwendet.
[3] Vgl. Abel et al. (2014).

Blick auf die Literatur lässt sich jedoch feststellen, dass der Ölsektor nur weniger ölreicher Länder bisher unter Berücksichtigung verschiedener Gesichtspunkte untersucht wurde. So werden häufig nur einzelne Aspekte wie die Fördermenge bzw. mögliche zukünftige Fördermengen, die rechtlichen und fiskalischen Rahmenbedingungen, die historische Entwicklung der Ölindustrie oder die Förderkosten bestimmter Arten von Projekten betrachtet. Entsprechend wurden bisher auch für die meisten bedeutenden Förderländer keine Angebotskurven ermittelt, in denen die Fördermenge des Landes und die in dem Land anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Ein wesentlicher Grund hierfür besteht im hohen Maß an Intransparenz in der Ölindustrie. So veröffentlichen Ölgesellschaften nur selten projektbezogene Informationen zu den Kosten. Besonders hoch ist das Maß an Intransparenz in den Ländern der Organisation Erdöl exportierender Staaten (OPEC), von denen einige überhaupt keine aktuellen Informationen zu den Förderkosten, sowie Explorations- und Erschließungskosten, veröffentlichen.

Mit der vorliegenden Arbeit werden vor diesem Hintergrund drei wesentliche Ziele verfolgt: Zum einen soll ein umfassender Überblick über die Ölindustrien bedeutender Förderländer geschaffen werden. Zudem sollen für die wichtigsten Förderländer Angebotskurven ermittelt werden, die sowohl die Grenzkosten der Förderung als auch die förderbaren Mengen beinhalten. Diese Angebotskurven sollen sowohl zur Darstellung der aktuellen Situation (bezogen auf das Jahr 2014) als auch zur Prognose der Entwicklungen bis zum Jahr 2024 dienen. Das dritte Ziel besteht in der Ermittlung globaler Angebotskurven und darauf basierend eines langfristigen Ölmarktgleichgewichts, indem auch die Nachfrage mit einbezogen wird. Darauf aufbauend sollen anhand der ermittelten Angebotskurven auch Prognosen über den Ölpreis vorgenommen werden. Die zentrale Fragestellung, die hinter diesen drei Zielen steckt, lautet entsprechend:
Wie viel Erdöl lässt sich gegenwärtig und zukünftig zu welchen Kosten fördern und was bedeutet dies für die zukünftige Ölpreisentwicklung?

Die zur Beantwortung dieser Fragen vorzunehmende Analyse wird in mehreren Untersuchungsschritten vorgenommen.In den einführenden Kapiteln 2 und 3 werden zunächst die Grundlagen zur Ressource Erdöl und Erdölprojekten erörtert. Kapitel 2 liefert dabei eine naturwissenschaftliche Einführung zur Ressource Erdöl. Hierbei wird insbesondere auf die chemischen Eigenschaften des Rohstoffs, seine Enstehung und die Bildung von Lagerstätten eingegangen. Diese naturwissenschaftliche Einführung ist notwendig, da sich sowohl Lagerstätten, als auch das in ihnen befindliche Erdöl in ihren Eigenschaften erheblich voneinander unterscheiden können. Die Eigenschaften der Lagerstätten und des in ihnen enthaltenen Erdöls wiederum sind maßgeblich für das anzuwendende Förderverfahren und wirken sich somit auch auf die Kosten von Ölprojekten aus. An die naturwissenschaftliche Einführung schließt sich in Kapitel 3 die Beschreibung von Ölprojekten an. Hierbei werden sowohl der übliche Lebenszyklus solcher Projekte als auch die verschiedenen, von den Eigenschaften des Erdöls und der Lagerstätte abhängigen, Arten von Ölprojekten betrachtet.

Für eine Einordnung der gegenwärtigen Vorgänge im Ölmarkt ist die Betrachtung der historischen Entwicklungen der Ölindustrie unabdingbar, da sich viele Entwicklungsmuster über die Zeit in ähnlicher Form wiederholen. Diese Betrachtung der Geschichte der globalen Ölindustrie wird in Kapitel 4 vorgenommen.

Nachdem in den Kapiteln 2 und 3 naturwissenschaftliche und technische Aspekte beleuchtet wurden und in Kapitel 4 die Historie der Ölindustrie erörtert wurde, wird in Kapitel 5 ausführlich auf die Ökonomik von Ölprojekten eingegangen. Hierzu wird zunächst ein Überblick über den wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsstand zum Ölsektor geliefert. Hierbei wird zunächst auf die mikroökonomische Theorie zu kurz- und langfristigen Kostenfunktionen und die daraus ableitbaren Angebotskurven, sowie die prominentesten Theorien zur Ökonomik erschöpflicher Ressourcen und damit verbundener Rentenbegriffe eingegangen. Anschließend werden verschiedene, auf Ölprojekte anwendbare und in den zu ermittelnden Angebotskurven Berücksichtigung findende, Arten von Kosten erörtert.

Da sich die zu ermittelnden Angebotskurven aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Ölindustrie in mancherlei Hinsicht von „konventionellen" volkswirtschaftlichen Angebotskurven unterscheiden, wird in Abschnitt 5.3 auf diese Unterschiede eingehend eingegangen und das konkrete Verfahren zur Ermittlung der Angebotskurven erörtert. Dabei werden abschließend auch die wichtigsten, bei der Ermittlung der Angebotskurven Berücksichtigung findenden, Annahmen zusammengefasst.

Während die Kapitel 2 bis 5 der Einführung in die Thematik und der Erörterung des Analyseverfahrens dienen, findet die eigentliche Analyse in den Kapiteln 6 und 7 statt.

Zur detaillierten Betrachtung des Ölsektors der wichtigsten Förderländer und der Ermittlung der individuellen Angebotskurven werden in Kapitel 6 Fallstudien zu 22 Ländern erstellt. Diese Fallstudien umfassen die zwölf aktuellen OPEC-Mitglieder und zehn der gegenwärtig bedeutendsten Nicht-OPEC-Länder.[4] Alle Fallstudien folgen dabei demselben grundsätzlichen Schema. An eine kurze Einführung zum jeweiligen Land schließt sich die Analyse des Ölsektors an. Hierbei wird zunächst die historische Entwicklung der Ölindustrie im jeweiligen Land beschrieben. Die Analyse der gegenwärtigen Situation bezieht sich auf das Jahr 2014. Für dieses Jahr werden zunächst die rechtlichen und fiskalischen Rahmenbedingungen für die Ölindustrie erörtert und die fiskalischen Elemente identifiziert, welche sich auf die Grenzkosten von Ölprojekten auswirken. Anschließend wird, auf Basis vorhandener Informationen und Daten, eine Schätzung der Fördermenge im Jahr 2014 unter Berücksichtigung der verschiedenen, in Kapitel 3 beschriebenen, Projektarten vorgenommen. Für die jeweiligen Projektarten werden anschließend Schätzungen zu den Förderkosten vorgenommen, so dass sich auf den Kosten basierende Angebotskurven für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte ermitteln lassen. Hierbei werden sowohl technische Kosten als auch fiskalische Elemente berücksichtigt, welche sich auf die Grenzkosten auswirken. Die Ermittlung der Angebotskurven erfolgt sowohl ex-post für das Jahr 2014 als auch als ex-ante, indem Prognosen für die Jahre

[4] Hierbei handelt es sich um die, hinsichtlich ihrer Fördermenge im Jahr 2010, größten Förderländer außerhalb der OPEC.

2019 und 2024 vorgenommen werden. Berücksichtigt werden in den Angebotskurven nur solche Kosten, die bei der Exploration, Erschließung und Förderung anfallen. Diese Kosten werden auch als Upstream-Kosten bezeichnet. Die mit dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb des geförderten Rohöls verbundenen Kosten[5] hingegen werden nicht berücksichtigt, wobei eine exakte Trennung häufig nur schwer möglich ist.
Hinsichtlich der für das Jahr 2014 ermittelten Angebotskurven wird zwischen Vollkostenkurven, die auch bereits versunkene Explorations- und Erschließungskosten enthalten, und kurzfristigen Angebotskurven unterschieden. Bei den kurzfristigen Angebotskurven werden nur die in der Förderphase anfallenden Kosten berücksichtigt und somit steht die Frage im Mittelpunkt, welcher Ölpreis basierend auf den kurzfristigen Grenzkosten notwendig ist, damit die Förderung aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten fortgesetzt wird.
An die Ermittlung der Kostenkurven für das Jahr 2014 schließen sich Prognosen des zukünftigen Angebots in den Jahren 2019 und 2024 an. Das zukünftige Angebot wird unter Berücksichtigung des natürlichen Fördermengenrückgangs aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten und der potentiellen zusätzlichen Fördermenge aus solchen Projekten, die sich gegenwärtig bereits in der Erschließungsphase befinden oder deren Erschließung wahrscheinlich ist, prognostiziert. Zunächst werden für die Jahre 2019 und 2024 Vollkostenkurven ermittelt. Anschließend wird die langfristige Angebotskurve, basierend auf der Vollkostenkurve des Jahres 2024, ermittelt, indem die nicht entscheidungsrelevanten Kosten, d. h. die bereits versunkenen Explorations- und Erschließungskosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte, ausgeblendet werden.
Während die maßgebliche Kostengleichung und die grundlegenden Annahmen für alle Länder identisch sind, müssen für die Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten – aufgrund der sehr unterschiedlichen Datenlage – verschiedene Verfahren angewandt werden. Als Informationsquellen für die Kosten und Fördermengen werden Veröffentlichungen und Daten von Ölgesellschaften, internationaler Organisationen und Institutionen, staatlicher Institutionen, andere Forschungsarbeiten sowie Meldungen von Nachrichtenagenturen (wie Reuters und Bloomberg) und der Presse zu jüngeren Entwicklungen verwendet.
Die in Kapitel 6 im Rahmen der Fallstudien ermittelten Angebotskurven auf Länderebene werden in Kapitel 7 zur Ermittlung der globalen Angebotskurven aggregiert. Hierbei wird ebenfalls sowohl die Gegenwart betrachtet, als auch Prognosen zur zukünftigen Entwicklung, bezogen auf die Jahre 2019 und 2024, vorgenommen. Durch die Einbeziehung möglicher Entwicklungspfade der globalen Nachfrage wird anschließend das langfristige Ölmarktgleichgewicht ermittelt, anhand dessen sich auch die auf fundamentalen Faktoren basierende Prognose des Ölpreises vornehmen lässt. Eine kritische Beurteilung und Zusammenfassung der Ergebnisse liefert Kapitel 8. Abschließend wird ein Ausblick auf potentiellen, auf den Erkenntnissen dieser Arbeit aufbauenden, Forschungsbedarf gegeben.

[5] Diese Stufen der Wertschöpfungskette werden auch als Midstream und Downstream bezeichnet.

2 Rohöl - Eine naturwissenschaftliche Einführung

Da die zur Ölförderung notwendigen Fördertechniken – und entsprechend auch die damit verbundenen Kosten – ganz maßgeblich von den Eigenschaften des zu fördernden Erdöls und der Lagerstätte, in der sich die Vorkommen befinden, abhängen, soll zunächst eine naturwissenschaftliche Einführung vorgenommen werden.[6]
Zunächst werden kurz die chemischen Eigenschaften von Rohöl – insbesondere hinsichtlich seiner Zusammensetzung – beschrieben. Anschließend wird die biogene Entstehungstheorie, der heutzutage üblicherweise verwendete Erklärungsansatz für die Entstehung von Rohöl, näher betrachtet. Hierbei wird auch auf die Wanderung des entstandenen Erdöls zur Lagerstätte eingegangen. Darauf folgen die Beschreibung der wichtigsten Eigenschaften von Lagerstätten und eine Klassifizierung der Lagerstätten hinsichtlich ihrer Entstehung und Ausgestaltung. Abschließend werden verschiedene Definitionen und Abgrenzungen von Vorkommen erläutert.

2.1 Chemische Eigenschaften von Rohöl

Gemäß der US-Energieagentur handelt es sich bei Rohöl um ein (Stoff)-gemisch aus Kohlenwasserstoffen, das in flüssiger Form in natürlichen Untergrundreservoirs vorkommt und auch unter Atmosphärendruck flüssig bleibt, nachdem es die Oberfläche erreicht hat.[7]
Rohöle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Farbe und Zähflüssigkeit. Öl, das nahe der Erdoberfläche gefunden wird (wie beispielsweise Ölschiefer, Bitumen) ist dabei in der Regel zähflüssiger, als solches in tiefer gelegenen und entsprechend wärmeren Lagerstätten. Die Zähflüssigkeit hängt jedoch nicht nur von Tiefe und Temperatur der Lagerstätte, sondern auch vom Alter des Öls ab. Die Dichte von Erdöl wird gemäß API (American Petroleum Institute) in Schwereeinheiten gemessen:

$$(2.1)\ {}^{\circ}API = \frac{141{,}5}{spezifische\ Dichte\ 60/60^{\circ}\mathrm{F}} - 131{,}5,$$

mit 60/60°F als spezifische Dichte des Rohöls bei 60°F, verglichen mit der Dichte von Wasser bei 60°F. Somit verhalten sich die API-Grade invers proportional zur Dichte.[8]
Gemäß der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) weisen leichte Öle einen API-Grad von ca. 20 bis 45 auf, wohingegen Schwerstöle und Bitumen API-Grade von weniger als 10 aufweisen (was einer spezifischen Dichte von 1,0 entspricht). Somit werden Schwerstöle als solche Öle definiert, die eine höhere Dichte als Wasser aufweisen. Rohöl mit einem API-Grad zwischen 10 und 20 wird als Schweröl bezeichnet.[9]

---

[6] Dies umfasst die Disziplinen Chemie, Geologie und Physik.
[7] Vgl. EIA (o. J. a).
[8] Vgl. Selley (1997), S. 26f.
[9] Vgl. BGR (2009).

Bei Rohöl handelt es sich um ein Kohlenstoff-Wasserstoff-Gemisch mit geringeren Anteilen an Schwefel, Sauerstoff und Stickstoff sowie Spuren von Vanadium, Nickel und anderen Elementen (vgl. Tabelle 2.1). Die jeweiligen Anteile der verschiedenen Elemente unterscheiden sich dabei von Lagerstätte zu Lagerstätte.

Tabelle 2.1: Natürliche Zusammensetzung von Rohöl (in % des Gewichts)

Element	***Minimum***	**Maximum**
Kohlenstoff	82,2	87,1
Wasserstoff	11,8	14,7
Schwefel	0,1	5,5
Sauerstoff	0,1	4,5
Stickstoff	0,1	1,5
Andere	Spuren	0,1

Quelle: Selley (1997), S. 27.

Von den jeweiligen Anteilen der in Tabelle 2.1 aufgeführten Elemente hängt wiederum die Qualität des Erdöls ab, da Elemente wie Schwefel bei der Verarbeitung des Erdöls zu einem Endprodukt separiert werden müssen, so dass ein höherer Schwefelanteil die Qualität mindert.[10]

2.2 Entstehung von Rohöl

Erste Theorien zur Entstehung von Rohöl wurden bereits zu Zeiten der Renaissance entwickelt. So gelten die Werke „De Natura eorum quae Effluunt ex Terra“ aus dem Jahr 1546 von Georgius Agricola und „Alchemia“ von Andreas Libavius aus dem Jahr 1597 gemäß Höök et al. (2010, S. 1998) als Ursprünge moderner Theorien zur Ölentstehung. Im Laufe des 19. Jahrhunderts beschäftigten sich verschiedene Studien mit der biogenen bzw. organischen Entstehung des Rohöls, bei der es sich um die aktuell vorherrschende Theorie handelt. So fanden verschiedene Forscher bei ihren Analysen von Gesteinsschichten bereits in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts heraus, dass Öl offenbar aus sehr alten Meeressedimenten stammt. Erste, Anfang des 20. Jahrhunderts erstellte, europäische Studien zu kohlenstoffreichen Gesteinen bestätigten die Theorien zur biogenen Entstehung von Rohöl.[11] Die Grundlage für die heutigen Kenntnisse zum sogenannten Ölfenster – der Tiefe, in der Rohöl in der Regel entsteht – bildeten geologische Feldstudien der Jahre 1958 bis 1965.[12]

Neben der biogenen Entstehungstheorie entstand Ende des 19. Jahrhunderts die abiotische bzw. anorganische Entstehungstheorie, die insbesondere in der ehemaligen Sowjetunion ab Mitte des 20. Jahrhunderts weiterentwickelt wurde und noch heute unter manchen Forschern Anklang findet, wenn auch in deutlich geringerem Ausmaß als die

[10] Schwelarmes Rohöl wird als „süß“ und schwelreiches Rohöl als „sauer“ bezeichnet.
[11] Vgl. Höök et al. (2010a), S. 1998.
[12] Vgl. Ebenda, S. 1999.

biogene Theorie.[13] Da es sich bei der biogenen Entstehungstheorie um die allgemein anerkannte Theorie handelt, wird im Folgenden ausschließlich diese erörtert.
Die organische bzw. biogene Entstehungstheorie besagt grundsätzlich, dass Erdöl und Erdgas sich aus den Überresten von Pflanzen und Tieren bilden. Bei diesen für die Bildung von Öl und Gas verantwortlichen Pflanzen und Tieren soll es sich um mikroskopisch kleine Lebewesen handeln.[14]
Grundsätzlich stellt pflanzliches Plankton (Phytoplankton) die Hauptquelle des organischen Materials in marinen Sedimenten dar.[15] In seichtem Wasser mit ausreichendem Licht für die Photosynthese hingegen ist marines Phytobenthos (hauptsächlich Algen) die Hauptquelle. In beiden Fällen sind Bakterien, welche die toten Organismen bearbeiten, eine weitere Quelle des organischen Kohlenstoffs. In Sedimenten in küstennahen Gebieten und Deltas stellt auch biotopfremdes, vom Land stammendes, organisches Material wie Pollen, Sporen und andere Pflanzenteile einen wichtigen "Spender" des organischen Materials dar.[16]
Die genannten, mikroskopisch kleinen, Lebewesen lebten in frühzeitlichen Meeren und Flüssen, wie dies auch heute noch der Fall ist. Von den Flüssen wiederum wurden sie zusammen mit Matsch und Schlamm in Seen gespült. Auch in flachen Meeren und an den Rändern warmer Ozeane lebten sie, wo sie, wenn sie starben, in einem langsamen, stetigen Regen zum Grund sanken. Die meisten dieser Lebewesen wurden jedoch gefressen oder oxidiert bevor sie den Grund erreichen konnten. Diejenigen wiederum, die den Grund erreichten, wurden von Schlamm und Matsch begraben. So bildete sich ein Gemisch aus Sediment (Körner von Schlicksand und Matsch) und organischem Material, das von Sauerstoff abgeschlossen im Wasser gelöst war. [17]
Unter geologischen Bedingungen, wie sie an der Erdoberfläche herrschen – insbesondere die hohe Konzentration an Sauerstoff – ist alles organische Material instabil, wird also mit der Zeit zersetzt. Geringe Sauerstoffkonzentration, bzw. die Abwesenheit von Sauerstoff, wie sie am Grund von Meeren vorherrscht, reduziert die Rate der Zersetzung des organischen Materials, da dieses unter solchen Bedingungen nicht direkt zu CO_2 (Kohlendioxid) oxidiert werden kann. Zwar findet eine Zersetzung des organischen Materials durch Bakterien statt, jedoch ist diese gering genug, dass sich über viele tausend Jahre eine dicke Schicht aus Sediment und organischem Material am Meeresgrund bilden kann.[18]

Entstehung von Kerogen

Unter Kerabitumen (kurz: Kerogen) wird der in organischen Lösungsmitteln und wässrigen alkalischen Lösungen unlösliche Bestandteil der organischen Materie des Sediment-

---

[13] Siehe hierzu bspw. Gold (1998).
[14] Vgl. Van Dyke (1997), S. 13.
[15] Vgl. Meinhold und Pätz (1978), S. 38.
[16] Tissot und Welte (1984), S. 59.
[17] Vgl. Van Dyke (1997), S. 13.
[18] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 60f.

gesteins verstanden. Kerogen entsteht unter den milden Temperatur- und Druckverhältnissen junger Sedimente und ist unter diesen Bedingungen stabil, so dass seine Eigenschaften in geringen Vergrabungstiefen nahezu unverändert bleiben. Grundsätzlich unterscheidet man in Abhängigkeit seiner Elementzusammensetzung aus Wasserstoff, Kohlenstoff und Sauerstoff zwischen 3 Haupttypen (Typ I bis Typ III) von Kerogen, die in Abbildung 2.1, dem sogenannten „Van Krevelen Diagramm", dargestellt sind.[19]

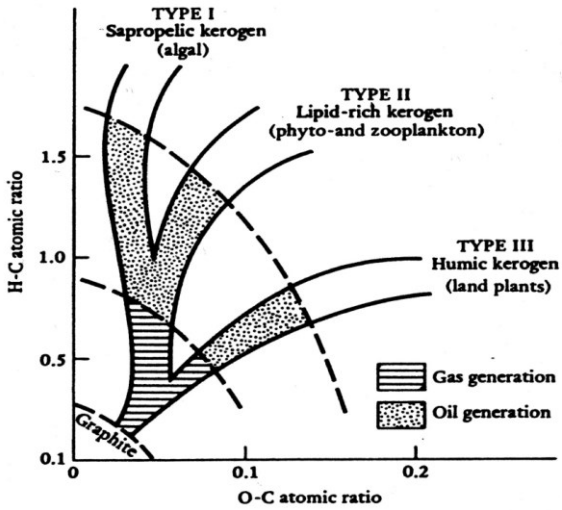


FIGURE 5.13 Graph showing the maturation paths of the three different types of kerogen.

Abbildung 2.1: Van Krevelen Diagramm

Quelle: Selley (1997), S. 204.

Kerogen vom Typ I stammt hauptsächlich aus abgestorbenen Algen und weist, verglichen mit den beiden anderen Kerogen-Typen, einen höheren Anteil an Wasserstoff gegenüber Sauerstoff auf. Aus Kerogen vom Typ I entsteht als finaler Kohlenwasserstoff überwiegend Rohöl. Das organische Material des Kerogens vom Typ II beinhaltet ebenfalls einen großen Teil abgestorbener Algen, darüber hinaus aber auch organisches Material verschiedener Planktonarten. Gegenüber des Kerogens vom Typ I weist es ein geringeres H:C-Verhältnis auf, das aber größer eins ist. Aus dem Kerogen des Typs II entstehen als finale Kohlenwasserstoffe sowohl Erdöl als auch Erdgas. Kerogen des Typ III entsteht hauptsächlich aus dem Lignin abgestorbener Landpflanzen. Im Vergleich zu den beiden ersten Kerogen-Typen weist es ein niedrigeres H:C-Verhältnis von deutlich unter eins auf. Aus Kerogen dieses Typs entsteht als finaler Kohlenwasserstoff hauptsächlich Erdgas.[20] Da für die Entstehung von Rohöl nur Kerogen der Typen I und II von Bedeutung sind, sollen auch nur diese im weiteren Verlauf betrachtet werden.
Mit der Zeit steigt die Vergrabungstiefe des Sediments und des in ihm enthaltenen Kerogens an, so dass es höheren Temperaturen und größerem Druck ausgesetzt wird. Unter den neuen Bedingungen verliert das Kerogen an Stabilität.[21] Bei der nun stattfindenden

[19] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 160.
[20] Vgl. Selley (1997), S. 203.
[21] Vgl. Ebenda, S. 199.

Evolution des organischen Materials wird zwischen den drei Teilphasen Diagenese, Katagenese und Metagenese unterschieden.

Diagenese

Die am Grund von Gewässern lagernden Sedimente bestehen zu großen Teilen aus Wasser, Mineralien, totem organischen Material und verschiedensten lebenden Mikroorganismen. Diese Gemische befinden sich jedoch in einem instabilen Zustand.[22]

Die Diagenese des Materials findet im flachen Untergrund (in einer Tiefe von wenigen hundert und gelegentlich wenigen tausend Metern) unter gemäßigten Bedingungen hinsichtlich Temperatur und Druck statt. In dieser Phase werden Methan, Kohlenstoffdioxid und Wasser vom organischen Material abgestoßen und hinterlassen als komplexes Kohlenwasserstoff-Gemisch das Kerogen. Endresultat der Diagenese des organischen Materials ist die Reduktion seines Sauerstoffgehalts, während das Verhältnis von Kohlenstoff zu Wasserstoff nahezu unverändert bleibt.[23]

Hinsichtlich der Erdölsuche zeichnet sich die Phase der Diagenese insbesondere dadurch aus, dass das entstandene Kerogen noch unreif ist und nur sehr wenige Kohlenwasserstoffe entstehen.[24]

Katagenese

Bei der Katagenese handelt es sich um die Hauptphase der Ölentstehung, in der sich das sogenannte Ölfenster (Temperaturbereich in dem Öl entsteht) befindet.[25] Diese Phase vollzieht sich im tieferen Untergrund, wenn die Vergrabungstiefe der Sedimente zunimmt und entsprechend auch die Temperatur (auf ca. 50 bis 150°C) und der Druck (auf ca. 300 bis 1500 Bar) ansteigen. Kohlenwasserstoffe – zunächst in Form von Öl, in späteren Phasen in Form von flüssigem Gas und Kondensaten – lösen sich während der Katagenese aus dem Kerogen.[26]

Metagenese

Die abschließende Phase der Metagenese ist für die Entstehung von Rohöl nicht von Bedeutung, da dessen Entstehungsprozess bereits während der Katagenese abgeschlossen wurde. Die Metagenese findet bei extrem hohen Temperaturen und Druck statt. Die noch verbliebenen Kohlenwasserstoffe – normalerweise nur noch Methan – werden in dieser Phase ausgestoßen. Das Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnis sinkt solange, bis nur noch Kohlenstoff in Form von Graphit übrig bleibt.[27]

---

[22] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 69.
[23] Vgl. Selley (1997), S. 199 sowie Tissot und Welte (1984), S. 69.
[24] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 163.
[25] Vgl. Ebenda, S. 163.
[26] Vgl. Selley (1997), S. 200 sowie Tissot und Welte (1984), S. 71f.
[27] Vgl. Selley (1997), S. 200.

2.3 Migration und Wanderung von Rohöl

Grundsätzlich können sich Erdöl und Erdgas in jedem Gestein ansammeln, das eine ausreichend hohe Porosität und Permeabilität aufweist. In den meisten Fällen handelt es sich beim Lagerstättengestein um Sandsteine oder Karbonate. Üblicherweise enthalten die Lagerstätten anfänglich keine ausreichende Menge organischen Materials um die Menge an Öl und Gas selbst zu generieren, die sich im Laufe der Zeit in ihnen ansammelt. Der Ansatz, dass Öl und Gas in organisch reichhaltigen, im Allgemeinen feinkörnigen, Muttergesteinen gebildet wird und dass ein Teil davon anschließend abwandert und sich in einer Lagerstätte ansammelt, wird als "Source Rock Concept" bezeichnet (vgl. Abbildung 2.2).[28]

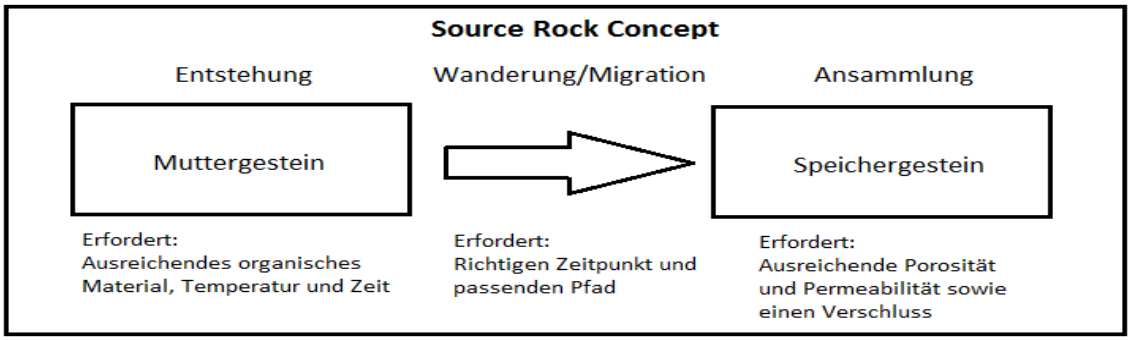


Abbildung 2.2: Source Rock Concept

Basierend auf Barker (1996), S. 27.

2.3.1 Primäre Migration

Unter primärer Migration versteht man die Wanderung der im Rahmen der Katagenese entstandenen Kohlenwasserstoffe von ihrem Muttergestein zu einem Ort wo sie sich, in Form von Tröpfchen oder als zusammenhängende Phase flüssiger Kohlenwasserstoffe, sammeln können.[29]

Durch die Katagenese sind in den Sedimentgesteinen aus Kerogen winzige und weitverstreute organische Ölteilchen entstanden. Diese einzelnen Teilchen müssen jedoch erst zusammenkommen, damit sich eine Lagerstätte bilden kann.[30]

Es wird also eine gerichtete Antriebskraft benötigt, welche die Kohlenwasserstoffe aus dem Muttergestein in die Lagerstätte bewegt. Mit zunehmender Vergrabungstiefe steigt der Druck und treibt die Verdichtung an, die das Öl aus dem Gestein drückt. Zudem sorgen die steigenden Temperaturen für eine Ausdehnung des Wassers und anderer Flüssigkeiten in den Poren und sorgen damit für zusätzlichen internen Druck im Muttergestein. Auch der Entstehungsprozess als solcher erzeugt Überdruck im System. Dieser Überdruck führt zu einem Druckunterschied zwischen der Innenseite des Muttergesteins und seiner Umgebung. Dieser Druckunterschied ist größer als der hydrostatische Druck

[28] Vgl. Barker (1996), S. 27.
[29] Vgl. Speight (2011), S. 41.
[30] Vgl. BP (1989), S. 22f.

(Druck durch das unbewegliche Wasser) und daher kann das entstandene Öl sowohl nach oben als auch nach unten aus dem Muttergestein hinausgepresst werden. Eine Lagerstätte könnte sich somit beispielsweise direkt oberhalb des Muttergesteins befinden.[31]
Konkret werden die isolierten Öltropfen durch die folgenden, auf sie einwirkenden, Kräfte beeinflusst:

- Kapillarkräfte,
- Oberflächenspannung,
- Schwerkraft oder Auftrieb (da Öl leichter ist als Wasser),
- Druckunterschiede (durch die Bewegung des in den Poren fließenden Wassers).[32]

Von den vier genannten Kräften wirkt lediglich die Oberflächenspannung bewegungshemmend und nur Druckdifferenzen sind groß genug, um diese Hemmungen zu überwinden - und dies auch nur dann, wenn sich ein hinreichend großer Tropfen bzw. Faden (von mindestens einem Meter Länge) gebildet hat.[33]
Kapillarkräfte bezeichnen das Phänomen, dass Flüssigkeiten nach oben getrieben werden, wenn sie sich in einem engen Kapillarröhrchen befinden. Der Kapillardruck ist dabei die Differenz zwischen dem Umgebungsdruck außerhalb des Röhrchens und dem Druck, der von der Spalte in der sich die Flüssigkeit befindet, ausgeht. Der Kapillardruck nimmt mit zunehmendem Spaltendurchmesser (bzw. zunehmender Porengröße) ab, so dass die entsprechende Flüssigkeit in engeren Spalten einen höheren Auftrieb erfährt, als in breiteren. Zudem hängt der Kapillardruck auch mit der Oberflächenspannung zusammen, die durch zwei benachbarte Flüssigkeiten erzeugt wird. Der Kapillardruck steigt dabei mit steigender Oberflächenspannung an.[34]
An Stellen des Meeresbodens, an denen sich feinkörnige, tonige Sedimente ablagern, entwickeln sich vorzugsweise sauerstoffarme- oder freie Verhältnisse. Wenn auf solche Gebiete große Mengen organischen Materials fallen, dann ist es sehr wahrscheinlich, dass ein erheblicher Teil davon im Rahmen der Katagenese in Öl umgewandelt wird. Dieses Öl kann dann gemeinsam mit dem bei der Verfestigung ausgepressten Wasser in die benachbarten Sandsteine einwandern. Sobald nun die pressende Kraft in den Sandsteinen nachlässt und die Öltröpfchen den größeren Porenraum zwischen den Sandkörnern erreicht haben, verringert sich ihre Geschwindigkeit, weil der Druckabfall oder die Fließgeschwindigkeit des Wassers nicht mehr hoch genug ist, um die Oberflächenspannung zu überwinden. Im Laufe der Zeit sammeln sich so mehr und mehr dieser winzigen Öltropfen im Porenraum des Sandsteins an und verbinden sich allmählich zu längeren Tropfen oder Fäden. Je größer diese Ansammlungen werden, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass sie auch durch die geringen Druckdifferenzen/ Fließgeschwindigkeiten in Bewegung gesetzt werden.[35]

---

[31] Vgl. Barker (1996), S. 28f.
[32] Vgl. BP (1989), S. 22-23.
[33] Vgl. Ebenda, S. 22-23.
[34] Vgl. Selley (1997), S. 253.
[35] Vgl. BP (1989), S. 24.

Eine weitere Unterscheidung lässt sich zwischen der frühen und späten primären Migration treffen. Die frühe primäre Migration findet in den ersten 1.500 Metern Vergrabungstiefe statt, wo die Sedimente einen Großteil ihrer Porosität verlieren und eine große Menge an Wasser abgeben. Diese frühe Migration findet vor der Hauptphase der Kohlenwasserstoff-Bildung aus Kerogen statt, da der Großteil der globalen Ölvorkommen bei Temperaturen von mindestens 50 bis 70°C in einer Tiefe von mindestens 1.000 bis 1.500 Metern gebildet wird. In oberflächennäheren Sedimenten in einer Vergrabungstiefe von weniger als 1.500 m finden sich hingegen nur geringe Mengen an Kohlenwasserstoffen.[36]

Die „späte" primäre Migration, die während der Hauptphase der Katagenese stattfindet, ereignet sich normalerweise in Tiefen zwischen 1.500 und 3.500 Metern, wo sich auch die meisten Ölvorkommen befinden.[37] Das Einsetzen der späten primären Migration wird sowohl vom Verhältnis von Tiefe und Porosität, als auch vom generativen Potential des jeweiligen Muttergesteins beeinflusst. Verschiedene Faktoren bestimmen die Entstehung einer einzelnen Ölphase und ihre Bewegung durch das Muttergestein. Zu diesen gehören die Porosität, das Verhältnis von festem zu flexiblem Porenwasser, der durchschnittliche Querschnitt der Poren, die Menge und Art des Kerogens und das Vorhandensein eines dreidimensionalen Kerogen-Netzwerks sowie schließlich die Menge des aus dem Kerogen entstandenen Erdöls.[38]

In Tiefen von über ca. 3.000 Metern sinkt die Porosität unter 10% und ein großer Teil des Hohlraumvolumens wird durch unbewegliches Porenwasser eingenommen. Bei der fortgesetzten Entstehung von Erdgas und Erdöl mit zunehmender Vergrabungstiefe werden die entstandenen, separaten Ölphasen nun vom Kerogen wegbewegt, indem sich durch den, vom neuentstandenen Gas und Öl ausgehenden, Druck kleinste Poren im Gestein bilden, in die das Öl eindringen und sich bewegen kann. Dies geschieht in Tiefen zwischen 3.000 und 4.000 Metern. In der Hauptphase der Kohlenwasserstoffentstehung liegt somit eine druckgetriebene Bewegung der Kohlenwasserstoffe als Mechanismus der primären Migration vor. In geringeren Tiefen können sich die Ölphasen durch die bereits vorhandenen Poren bewegen, so dass keine Rissbildung in der Gesteinsschicht notwendig ist. Unterhalb von 4.000 Metern und bei Temperaturen von über 150°C wird die Bildung flüssiger Kohlenwasserstoffe endgültig von der Bildung von Gas abgelöst.[39]

2.3.2 Sekundäre Migration

Während die primäre Migration das Verlassen des Muttergesteins durch das entstandene Erdöl beschreibt, umfasst die sekundäre Migration die Wanderung der einzelnen Öltropfen zu einer Lagerstätte. Diese Wanderung kann sich über Entfernungen von über 100 km

[36] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 325-336.
[37] Vgl. Ebenda, S. 327.
[38] Vgl. Ebenda, S. 336.
[39] Vgl. Ebenda, S. 336f.

horizontal und tausenden Metern vertikal erstrecken.[40]
Drei Faktoren beeinflussen die sekundäre Migration und die anschließende Entstehung von Öl- und Gaslagerstätten. Dies sind der auftriebsbedingte Anstieg von Öl und Gas in wassergesättigten, porösen Gesteinen, der Kapillardruck der die Mehrphasenströmung bestimmt und die hydrodynamischen Strömungen. Ihren Abschluss findet die sekundäre Migration entweder mit der Bildung von Lagerstätten oder im Durchsickern der Kohlenwasserstoffe an die Erdoberfläche.[41]
Im Anfangsstadium der sekundären Migration wirken im Wesentlichen dieselben Kräfte, die auch die primäre Migration beeinflussen. Wenn die Kohlenwasserstoffe die Muttergesteinsschichten als separate Kohlenwasserstoffphasen verlassen haben und im weiteren Verlauf größere Hohlräume in Speichergesteinen (bspw. Sandstein, Karbonatgestein) erreichen, sollten sie sich dort zu größeren Öl- oder Gastropfen vereinen. Größere Öltropfen können aufgrund der Auftriebskraft aufwärts fließen, wohingegen für kleinere Tropfen der Fließwiderstand aufgrund einer höheren Oberflächenspannung je Volumeneinheit größer ausfällt. Solche Kohlenwasserstoffe, die ihr Muttergestein in einem ungelösten Zustand verlassen, steigen nicht aufgrund von Auftriebskräften, sondern folgen dem unterirdischen Wasserfluss (hydrodynamische Strömungen). Wenn sich diese schließlich vom Wasser loslösen, durchlaufen sie dieselbe Entwicklung wie Kohlenwasserstoffe, die bereits das Muttergestein als separate Phasen verlassen haben.[42]
Die Kräfte des Auftriebs und des fließenden Wassers bewegen Öl und Gas durch die Poren des Gesteins, wobei die Richtung überwiegend aufwärtsgerichtet ist. Die Bewegung nach oben endet, sobald ein Gestein mit zu kleinen oder zu wenigen Poren keine weitere Wanderung zulässt. Eine solche, abdeckende Schicht wird als „cap rock“ bezeichnet. Entlang der Grenze zur abdeckenden Schicht geht die Migration solange weiter, bis der höchste Punkt dieser Gesteinsschicht erreicht ist. Dort reichert sich allmählich Öl oder Gas an und schließlich entsteht eine Lagerstätte.[43]
Die allgemeine Flussrichtung, der das wandernde Öl folgt, ist zwar grundsätzlich aufwärtsgerichtet, hängt allerdings von der Beschaffenheit der Gesteine ab. Permeable Gesteinsschichten stellen dabei die Route dar, der die Ölphasen bevorzugt folgen. Die grundsätzliche Aufwärtsbewegung des Öls aufgrund der Auftriebskraft schließt in Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen auch die Möglichkeit nicht aus, dass sich das Öl von einem jüngeren Muttergestein in eine ältere Lagerstätte bewegt.[44]
Unter hydrostatischen Bedingungen (d. h. es findet kein unterirdischer Wasserfluss statt) würden die Auftriebskräfte groß genug werden, um die, der sekundären Migration entgegenwirkenden Kapillarkräfte, zu übersteigen. Öl, das in einem Reservoir unter hydrostatischen Bedingungen gefangen ist, befindet sich im Gleichgewicht zwischen Auftriebskräften und Kapillardruck.[45]

---

[40] Vgl. Barker (1996), S. 32.
[41] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 341.
[42] Vgl. Ebenda, S. 342.
[43] Vgl. BP (1989), S. 24.
[44] Vgl. Barker (1996), S. 32f.
[45] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 342f.

Findet ein unterirdischer Wasserfluss statt, so liegen hydrodynamische Bedingungen vor, die sich auf die sekundäre Migration auswirken. Dieser Wasserfluss kann, in Abhängigkeit von seiner Richtung, die sekundäre Migration von Kohlenwasserstoffen entweder behindern oder fördern. Verläuft der Wasserfluss aufwärts, so werden die Auftriebskräfte des sich bewegenden Erdöls verstärkt. Verläuft die hydrodynamische Strecke abwärts, müssen die Auftriebskräfte größer sein als unter hydrostatischen Bedingungen um den entgegenwirkenden Fließdruck überkompensieren zu können.[46]
Grundsätzlich folgen sehr feinteilige Öltropfen, wie sie zu Beginn der sekundären Migration vorliegen, dem Gesetzt des Auftriebs weniger strikt und werden deutlich einfacher durch relativ schwachen hydrodynamischen Wasserfluss bewegt. Der Gesamteinfluss hydrodynamischer Wasserbewegungen ist daher insbesondere in den Anfangsphasen der sekundären Migration groß und lässt mit späteren Phasen nach.[47]
Wenn die Ölpartikel wachsen, werden sie zunehmend der Auftriebskraft ausgesetzt. Die Aufwärtsbewegung von Ölpartikeln aufgrund der Auftriebskraft beginnt, wenn die entgegenwirkenden Kapillardrücke gering sind und kein ausreichender Gegenfluss des Wassers vorliegt. Aufgrund der Auftriebskraft sucht das Öl stets den höchsten Punkt in einer Lagerstätte oder im Speichergestein. Seine Bewegung folgt dabei der Richtung des geringsten Widerstands. Die sich bewegenden Ölpartikel vereinigen sich auf ihrem Weg zu Kugeln und Fäden. Dies steigert ihre Auftriebskraft und hilft ihrer Bewegung durch engere Porenöffnungen. Schließlich kann eine Situation erreicht werden, in welcher der Durchmesser der Poren so klein wird, dass der Kapillardruck nicht mehr für eine Weiterwanderung ausreicht. In diesem Moment beginnt sich das Öl in einer Lagerstätte anzusammeln, die am Ende entweder groß genug ist um eine wirtschaftliche Förderung der Vorkommen zu ermöglichen oder sie stellt lediglich eine lokal begrenzte, kleine Ansammlung von Kohlenwasserstoffen dar, deren Ausbeutung sich nicht lohnt.[48]

2.4 Eigenschaften und Entstehung von Lagerstätten

Eine wirtschaftliche Förderung des Rohöls ist nur dann möglich, wenn es sich in einer hinreichend großen Lagerstätte ansammeln konnte. Eine solche Lagerstätte kann jedoch nur entstehen, wenn das Lagerstättengestein verschiedene Anforderungen erfüllt.

2.4.1 Eigenschaften der Speichergesteine

Die Hauptanforderung an die Gesteinsschichten besteht darin, dass diese Hohlräume bzw. Poren aufweisen müssen, in denen sich das Öl sammeln und durch die das Öl bis zur Lagerstätte fließen kann.[49] Hinsichtlich dieser Hohlräume müssen Lagerstätten zwei notwendige physikalische Eigenschaften aufweisen:

---

[46] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 344f.
[47] Vgl. Ebenda, S. 347.
[48] Vgl. Ebenda, S. 349.
[49] Vgl. Dikkers (1985), S. 103.

a) Porosität

Porosität ist die erste der beiden notwendigen Eigenschaften zur Bildung einer Lagerstätte und ist definiert als Anteil (in %) der Hohlräume bzw. Poren am Gesamtvolumen eines Gesteins.[50]

$$(2.2)\ Porosität\ (in\ \%) = \frac{Hohlraumvolumen}{Gesamtvolumen\ des\ Gesteins} \cdot 100$$ [51]

Entscheidend für die hinreichende Ansammlung von Öl in Hohlräumen ist nicht nur der prozentuale Anteil der Hohlräume am Gesamtvolumen, also die absolute Porosität, sondern auch die Größe der einzelnen Hohlräume. So kann die absolute Porosität in Schichten sehr feinkörnigen Gesteins durchaus bei 40 bis 50% liegen, aber dennoch nicht ausreichen um eine Einlagerung von Öl zuzulassen, da die Hohlräume absolut zu klein sind. Hohlräume, die zur Entstehung von Lagerstätten beitragen, müssen folglich größer sein. Dieser Teil der Porosität wird als effektive Porosität bezeichnet. In der Realität hat sich gezeigt, dass die effektive Porosität solcher Gesteinsschichten, die Kohlenwasserstoffe enthalten, in einer relativ engen Spanne variiert:[52]

Tabelle 2.2: Effektive Porosität von Gesteinsschichten

Porosität	Bedeutung für Lagerstätten
< 10 %	Schlecht, Produktivität zweifelhaft
10 – 15 %	Ausreichend
15 – 25 %	Gut (am häufigsten vorkommende Spanne in produktiven Reservoirs)
> 25 %	Hervorragend (jedoch selten)

Eigene Darstellung basierend auf Dikkers (1985), S. 106.

Wie in Tabelle 2.2 zu sehen, steigt der Aufwand der Erschließung und Förderung mit abnehmender Porosität und entsprechend sinkt die Wirtschaftlichkeit der Ausbeutung. Die meisten bereits erschlossenen Lagerstätten weisen eine effektive Porosität von 15 bis 25 % auf.

b) Permeabilität

Die Permeabilität misst die Durchlässigkeit von Gesteinsschichten für Flüssigkeiten und Gase. Mit zunehmender Größe von Hohlräumen können Flüssigkeiten leichter durch die entsprechenden Gesteinsschichten fließen. In der Regel kommen größere Hohlräume in Gesteinen mit größeren Steinkörnern vor, so dass ein positiver Zusammenhang zwischen Korngröße und Permeabilität besteht.[53]

Die Messung der Permeabilität erfolgt, indem der tatsächliche Fluss einer Flüssigkeit (oder eines Gases) durch ein als Stichprobe dienendes Teilstück eines Gesteins analysiert

[50] Vgl. Dikkers (1985), S. 104.
[51] Vgl. Selley (1997), S. 240.
[52] Vgl. Dikkers (1985), S. 105f.
[53] Vgl. Ebenda, S. 107.

wird. Die Maßeinheit für Permeabilität lautet Darcy. Da in den meisten Speichergesteinen die Permeabilität jedoch nur den Bruchteil eines Darcys beträgt, wird als üblichere Einheit der Millidarcy (mD = 0,001 Darcy) verwendet.[54]
Die Permeabilität von Speichergesteinen ist eines der wichtigsten Elemente bei der Analyse der Ergiebigkeit einer Lagerstätte. Für die Beurteilung von Lagerstätten werden folgende Einschätzungen verwendet:

Tabelle 2.3: Permeabilität von Gesteinsschichten

Permeabilität	Bedeutung für Lagerstätten
10 mD	Schlecht
100 mD	Ausreichend - gut
1000 mD = (1 D)	Hervorragend

Eigene Darstellung basierend auf Dikkers (1985), S. 108.

Permeabilitäten von über einem Darcy kommen zwar vor, sind jedoch sehr selten.[55]
Einen wichtigen Parameter für die Lagerstättentechnik stellt die relative Permeabilität dar. Die relative Permeabilität beschreibt die Art und Weise wie sich Öl und Wasser die im Speichergestein vorhandene Permeabilität teilen, wenn beide Flüssigkeiten die Hohlräume füllen. Hierbei gilt, dass ein höherer Anteil von Öl in den Hohlräumen einhergeht mit einer höheren Permeabilität des Öls, sodass das Öl leichter durch die Hohlräume fließen kann. Entgegengesetzt verhält es sich bei steigendem Wasseranteil.[56]

2.4.2 Ölfallen

Schließlich sammeln sich Öl und Gas in sogenannten Fallen an. Levorsen (1967, "Geology of Petroleum") definiert eine Falle als "den Ort, an dem Öl und Gas an einer weiteren Bewegung gehindert werden".
Eine solche Falle besteht aus einem porösen Speichergestein mit einer nach oben hin konvexen Form, das durch ein sehr dichtes und relativ impermeables Abdichtungsgestein nach oben versiegelt wird. Entscheidend für die Geometrie von Fallen ist, dass sie von vertikalen und horizontalen Ebenen eingeschlossen sein müssen, die keine größeren Lecks aufweisen, durch die die Kohlenwasserstoffe entweichen können. Sofern diese Bedingungen gegeben sind, kann sich ein invertierter Behälter bilden.[57]
Abbildung 2.3 stellt den Aufbau einer einzelnen Falle am Beispiel einer antiklinalen Falle dar. Der höchste Punkt, an dem sich innerhalb der Falle Öl ansammeln kann, wird als Gipfel- oder Kulminationspunkt bezeichnet. Aufgrund der Auftriebskräfte wandert das Öl zunächst dorthin. Der niedrigste Punkt wird als Überlaufpunkt bezeichnet und beschreibt eine horizontale Ebene. Fallen können sich bis zu diesem unteren Überlaufpunkt

[54] Vgl. Dikkers (1985), S. 107.
[55] Vgl. Ebenda, S. 108.
[56] Vgl. Ebenda, S. 109.
[57] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 357.

füllen. Die Zone unmittelbar unterhalb des Öls wird als Bodenwasser und die Zone des Reservoirs, die seitlich an die Falle angrenzt, als Randzone bezeichnet.[58]

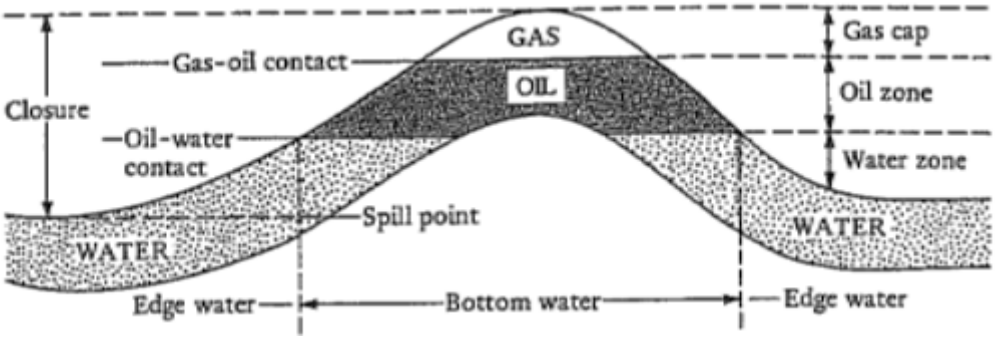


Abbildung 2.3: Querschnitt einer antiklinalen Falle

Quelle: Selley (1997), S. 308.

Fallen sind selten komplett gefüllt, da beispielsweise die Ölspalte selten bis zu dem Punkt herab reicht, an dem es aus der Falle auslaufen würde. Außerdem sind Fallen in dem Sinne nicht ganz gefüllt, dass nicht der gesamte verfügbare Porenraum des Speichergesteins von Öl und Gas besetzt ist, da stets ein Rest an Wasser verbleibt, der nicht verdrängt werden kann.[59]

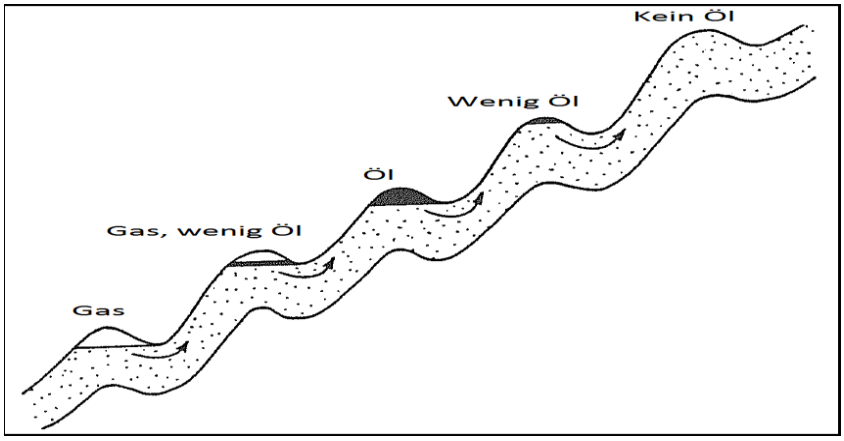


Abbildung 2.4: System direkt miteinander verbundener Fallen

Basierend auf Barker (1996), S. 36.

Sofern mehrere strukturelle Fallen entlang eines Trägersystems auftreten, beginnt sich das wandernde Öl zunächst in der untersten, nach oben verschlossenen Lagerstätte anzusammeln bis diese voll ist. Wenn nun mehr Kohlenwasserstoffe durch das Trägersystem zu dieser Falle fließen, muss diese überlaufen (vgl. Abbildung 2.4). Somit beginnt sich die nächste auf dem Weg befindliche Falle zu füllen. Sofern eine Falle sowohl Öl als auch

[58] Vgl. Selley (1997), S. 308.
[59] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 360.

Gas enthält, wird sich das Gas aufgrund seiner geringeren Dichte im oberen Bereich der Falle ansammeln und das Öl bleibt aufgrund seiner höheren Dichte darunter. Somit ist es das Öl, das sich an der Überlaufstelle an der Unterseite der Falle befindet und entsprechend überläuft, wenn weiteres Öl oder Gas in diese Falle eindringt, so dass diese ihre Kapazitätsgrenze erreicht. Endresultat des Prozesses ist, dass die untersten Fallen komplett mit Gas gefüllt sind, darauf eine Falle mit Gas an der Oberseite und Öl an der Unterseite und am Überlaufpunkt folgt und höher gelegene Fallen mit Öl gefüllt sind. Schließlich können noch leere Fallen folgen, die bisher noch nicht vom Öl erreicht wurden.[60]
Öl- und Gaslagerstätten unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer Entstehung und physischen Ausgestaltung. Sie lassen sich grundsätzlich in folgende Haupttypen einteilen:

1. Strukturelle Fallen
2. Stratigraphische Fallen
3. Hydrodynamische Fallen
4. Kombinierte Fallen

Strukturelle Fallen sind solche Fallen, deren Geometrie durch tektonische Prozesse nach der Sedimentation der involvierten Lagerstätten gestaltet wird. Solche Fallen entstehen durch Faltungen und Zerrungen der Gesteinsschichten.[61] Antiklinalen (vgl. Abbildung 2.3) stellen unter den strukturellen Lagerstätten den am häufigsten auftretenden Lagerstättentyp dar. Aufwölbungen mit zu allen Seiten abfallenden Flanken bieten bei entsprechender Flächenausdehnung die besten Chancen für große Lagerstätten.[62]
Entstehen Fallen aufgrund von Ablagerungsprozessen (z. B. eine Sandschicht, die von Schiefer umgeben und eingeschlossen wird oder ein poröses Riffgestein, das von dichtem Kalkstein und Schiefer bedeckt wird), werden sie als stratigraphische Fallen bezeichnet.[63]
Die Entstehung stratigraphischer Fallen erfolgt also durch die Ablagerung oder Abtragung von Sedimenten und unterscheidet sich hierdurch von strukturellen Fallen, die - wie bereits beschrieben - durch tektonische Ereignisse entstehen.[64]
Bei den meisten heute bekannten Lagerstätten handelt es sich um strukturelle Fallen, die mit geophysikalischen und geologischen Explorationstechniken im Vergleich zu stratigraphischen Fallen leichter zu lokalisieren sind. Stratigraphische Fallen haben hingegen erst in der jüngeren Vergangenheit an Bedeutung gewonnen. Bisweilen ist auch eine Kombination von tektonischen Ereignissen und Ablagerungsgründen für die Bildung einer Falle verantwortlich.[65]

---

[60] Vgl. Barker (1996), S. 34f und Selley (1997), S. 308f.
[61] Vgl. Selley (1997), S. 313.
[62] Vgl. BP (1989), S. 25.
[63] Vgl. Tissot und Welte (1984), S. 357.
[64] Vgl. Ebenda, S. 364.
[65] Vgl. Ebenda, S. 360.

Eine Übersicht über die üblichen Typen struktureller und stratigraphischer Fallen liefert Abbildung 2.5.

(a) Strukturelle Fallen (b) Stratigraphische Fallen

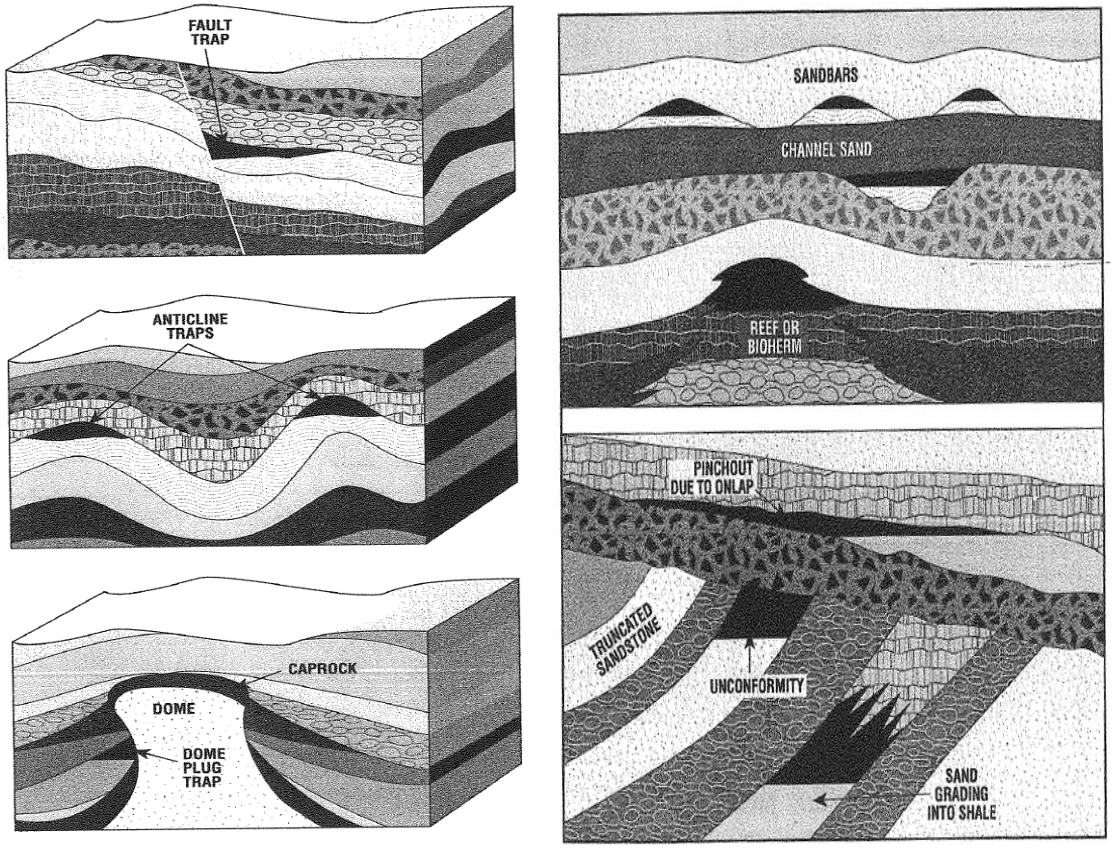


Abbildung 2.5: Typische strukturelle und stratigraphische Fallen
Quelle: Van Dyke (1997), S. 17, 19.

Hydrodynamische Fallen, die nur einen sehr geringen Anteil an den bekannten Lagerstätten ausmachen, entstehen, wenn die abwärts gerichtete Bewegung des Wassers der aufwärts gerichteten Bewegung des Öls entgegenwirkt, so dass das Öl auch ohne das Vorliegen eines strukturellen oder stratigrafischen Verschlusses gefangen wird. Diese Art von Fallen kommt jedoch eher selten vor. Kombinierte Fallen wiederum entstehen durch eine Kombination von mindestens zwei der vorgestellten Entstehungsprozesse.[66]

2.5 Klassifizierung von Ölvorkommen

Das entstandene Erdöl, unabhängig davon ob es sich in einer wirtschaftlich ausbeutbaren Lagerstätte angesammelt hat oder nicht, stellt zunächst einmal ein Vorkommen dar und kann entsprechend klassifiziert werden. Aufgrund der vielen Millionen Jahre, die der Genese- und Wanderungsprozess erfordert, kann das vor Beginn der Ölförderung im Untergrund befindliche Erdöl als statische Größe betrachtet werden.

[66] Vgl. Selley (1997), S. 314.

Eine grafische Übersicht über die Klassifizierungsmöglichkeiten von Ölvorkommen liefert Abbildung 2.6.

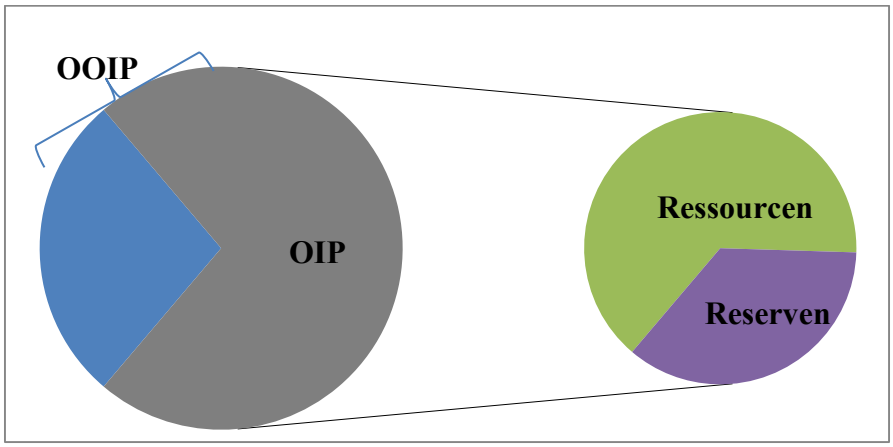


Abbildung 2.6: Klassifizierung von Erdölvorkommen

Quelle: Schlothmann und Kleinow (2014), S. 12.

Auf eine Lagerstätte bezogen werden die ursprünglichen Vorkommen als Original Oil-in-Place (OOIP) bezeichnet. Ist aus der entsprechenden Lagerstätte bereits Öl gefördert worden, handelt es sich bei den noch in der Lagerstätte verbliebenen Vorkommen um Oil-in-Place (OIP).[67]

Alles zu Beginn in einer Lagerstätte befindliche, gewinnbare Erdöl wird auch als Gesamtpotential (Estimated Ultimate Recovery, EUR) bezeichnet. Das aktuell noch gewinnbare Erdöl (nachdem schon ein Teil der Vorkommen gefördert wurde) wird als verbleibendes Potential bezeichnet.[68]

Die noch in der Lagerstätte befindlichen Vorkommen setzen sich aus Ressourcen und Reserven zusammen. Die Ressourcen umfassen dabei die geologisch nachgewiesenen, aktuell aber nicht wirtschaftlich gewinnbaren sowie die nicht-nachgewiesenen, aber aufgrund geologischer Bedingungen in dem Gebiet zu erwartenden Vorkommen. Reserven hingegen umfassen den Teil der Vorkommen, der gegeben der derzeitigen technischen Möglichkeiten und Preise wirtschaftlich extrahiert werden kann.[69]

Die Reserven, für die weltweit verschiedenste Klassifizierungsarten existieren, werden üblicherweise hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit ihres Nachweises in sichere (proved – P1), wahrscheinliche (probable – P2) und mögliche (possible – P3) Reserven untergliedert. Darüber hinaus existieren noch weitere Untergliederungen, die beispielsweise hinsichtlich Durchführbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Förderung noch weitere Differenzierungen vornehmen.[70]

Die Reserven unterliegen im Zeitverlauf teilweise erheblichen Schwankungen, da sich diese aufgrund der getroffenen Definition aus mehreren Gründen ändern können. So führt

[67] Vgl. Bukold (2009), S. 93.
[68] Vgl. BGR (2009), S. 24.
[69] Vgl. Ebenda, S. 23f.
[70] Vgl. Ebenda, S. 25f.

die Entdeckung neuer, rentabel förderbarer Ölvorkommen ebenso zu einem Anstieg der Reserven wie ein Anstieg der Ölpreise, durch den die wirtschaftliche Ausbeutung von bisher als Ressourcen klassifizierten Ölvorkommen möglich wird. Auch die Fortentwicklung bereits bestehender und die Entwicklung neuer Fördermethoden können zu einem Anstieg der Reserven führen. Im Umkehrschluss sollte ein erheblicher Rückgang der Ölpreise dazu führen, dass bisher wirtschaftlich abbaubare Vorkommen dies nicht mehr sind und somit wieder den Ressourcen zugeordnet werden sollten (was in der Realität jedoch so gut wie nie geschieht). Ein Verbot bestimmter Fördermethoden könnte ebenfalls zur Folge haben, dass Vorkommen aus der Gruppe der Reserven ausscheiden. Die stärksten negativen Auswirkungen auf die Reserven gehen von der Ölförderung selbst aus, da die Reserven mit jedem geförderten Barrel um ebendieses sinken. Insofern sollte zu erwarten sein, dass die Reserven in solchen Ländern, in denen Öl zu geringen Kosten extrahiert werden kann (d.h. die Reserven sind nahezu unabhängig vom Ölpreis) und in denen keine nennenswerten Neufunde gemacht werden, aufgrund der dort stattfindenden Ölförderung sinken sollten.
Basierend auf ihrem Gesamtpotential (EUR) werden Ölfelder heutzutage üblicherweise in die drei Kategorien kleine Ölfelder (unter 100 Mio. Barrel), große Ölfelder (zwischen 100 und 500 Mio. Barrel) und Riesenfelder (giant fields, ab 500 Mio. Barrel) unterteilt. Riesenfelder machen dabei weniger als 1 Prozent der bekannten Felder aus.[71]
Tabelle 2.4 liefert eine kleine Übersicht über jüngere Schätzungen zu den globalen Ölvorkommen.

Tabelle 2.4: Globale Ölvorkommen (in Mrd. Barrel)

Energieträger	**Ressourcen (BGR (2014)**	**Reserven (BGR 2014)**	**Reserven OPEC (2014)**	**Reserven BP (2014)**
Konventionelles Erdöl	1.183,4	1.249,5		
Bitumen/Ölsand	463,1	198,5		167,8
Schwerstöl	448,4	154,4		220,5
Tight-Oil	360,2	< 3,7		
Ölschiefer	749,7			
Gesamt	3.204,8	1.606,1	1.489,9	1.687,9

Datenquellen: OPEC (2014), S. 22; BGR (2014), S. 15 und BP (2014).

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) unterscheidet zwischen verschiedenen Arten von Ölvorkommen. So werden neben konventionellen Vorkommen auch die in dieser Arbeit berücksichtigten, unkonventionellen Ölvorkommen wie Ölsand, Schwerstöl, Tight-Oil und Ölschiefer aufgeführt. Das ermittelte Oil-in-Place in Höhe von ca. 4,8 Bio. Barrel setzt sich dabei zu zwei Dritteln aus Ressourcen und einem Drittel aus Reserven zusammen. Die von BP ermittelten Reserven übersteigen die Schätzung der BGR um ca. 80 Mrd. Barrel und beziehen sich auf die nachgewiesenen Reserven. Die Angaben der OPEC beziehen sich lediglich auf konventionelle Ölvorkommen, so dass

[71] Vgl. Robelius (2007), S. 75f.

bspw. die kanadischen Ölsandvorkommen, die sich auf ca. 165 Mrd. Barrel belaufen, nicht berücksichtigt sind. Dies erklärt die, im Vergleich zu den beiden anderen Quellen, geringer ausfallende Schätzung.
Neben der absoluten Menge der Vorkommen lässt sich auch deren Reichweite ermitteln. Die Reichweite entspricht dem Verhältnis von Reserven und laufender Jahresförderung. Unterschieden wird hierbei zwischen der statischen und der dynamischen Reichweite. Die statische Reichweite unterstellt einen weiterhin konstanten Verbrauch, geht also davon aus, dass die heutige Nachfrage und Fördermenge auch in der Zukunft bestehen bleibt. Sie gibt somit an, in wie vielen Jahren die Reserven bei konstanter Förderung aufgebrauch wären. Aleklett und Campbell (2003) sehen die Verwendung der statischen Reichweite als Maß für die Erschöpfung der Vorkommen kritisch, da es ihrer Ansicht nach „absurd“ ist anzunehmen, dass die Fördermenge für eine bestimmte Anzahl an Jahren unverändert bleibt und dann plötzlich auf null sinkt, wenn alle Lagerstätten erschöpft sind. Entsprechend findet häufig die dynamische Reichweite Verwendung. Diese gibt an, wann die Ressource aufgebraucht wäre, wenn eine bestimmte Rate von Neuerschließungen mit einer mit konstanter Wachstumsrate ansteigenden Förderung konfrontiert wäre und berücksichtigt somit auch Änderungen der Vorkommen und Fördermenge über die Zeit.[72]
Setzt man die von BP geschätzten globalen Ölreserven von ca. 1,7 Bio. Barrel ins Verhältnis zur Fördermenge in Höhe von ca. 32,4 Mrd. Barrel im Jahr 2014,[73] ergibt sich eine statische Reichweite von etwa 52,5 Jahren (vgl. Abbildung 2.7). Der Anstieg der statischen Reichweite in der jüngeren Vergangenheit seit 2006 lässt sich primär auf einen Anstieg der globalen Ölreserven (um ca. 24% von 1,37 auf 1,70 Bio. Barrel in den Jahren 2005 bis 2014) zurückführen, wohingegen die Fördermenge im gleichen Zeitraum um lediglich ca. 8,4% (von 29,9 auf 32,4 Mrd. Barrel im Jahr) angestiegen ist.[74]

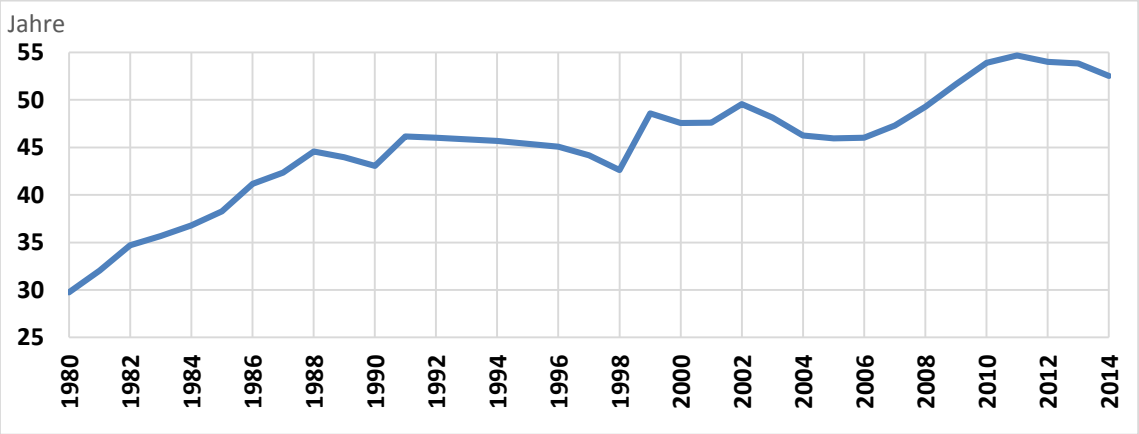


Abbildung 2.7: Entwicklung der statischen Reichweite der globalen Ölreserven seit 1980

Datenquelle für Fördermenge und Reserven: BP (2015).

[72] Vgl. Wacker und Blank (1999), S. 2f, Ströbele et al. (2012), S. 24f und Aleklett und Campbell (2003), S. 15.
[73] Vgl. BP (2015).
[74] Datenquelle: BP (2015).

3 Charakteristika von Rohölprojekten

In Abhängigkeit von den Eigenschaften der Lagerstätte (bspw. Grad der Porosität des Lagerstättengesteins) und des in ihr enthaltenen Erdöls (bspw. Schwerstöl/ Bitumen vs. Leichtöl), sowie dem Standort der Lagerstätte (Onshore/ Offshore) lassen sich verschiedene Arten von Ölprojekten identifizieren, die im Folgenden hinsichtlich ihrer wichtigsten Charakteristika erläutert werden sollen. Bevor dies geschieht wird zunächst auf den üblichen Lebenszyklus von Ölprojekten eingegangen, indem die Hauptphasen, die durchlaufen werden, erläutert werden.

3.1 Der Lebenszyklus von Ölprojekten

Erdölprojekte lassen sich hinsichtlich ihres zeitlichen Ablaufs in die Explorations-, Erschließungs-, Förder- und Rückbauphase unterteilen.[75] Darüber hinaus lassen sich Nebenphasen identifizieren, die bspw. die Suche nach nutzbaren Landflächen und die Vergabe von Genehmigungen umfassen.
Eine beispielhafte Darstellung für den Lebenszyklus eines Ölprojektes liefert die Abbildung 3.1. Die Explorations- und Erschließungsphase werden dabei von Jahn et al. zu einer Phase (Pre-production) zusammengefasst.

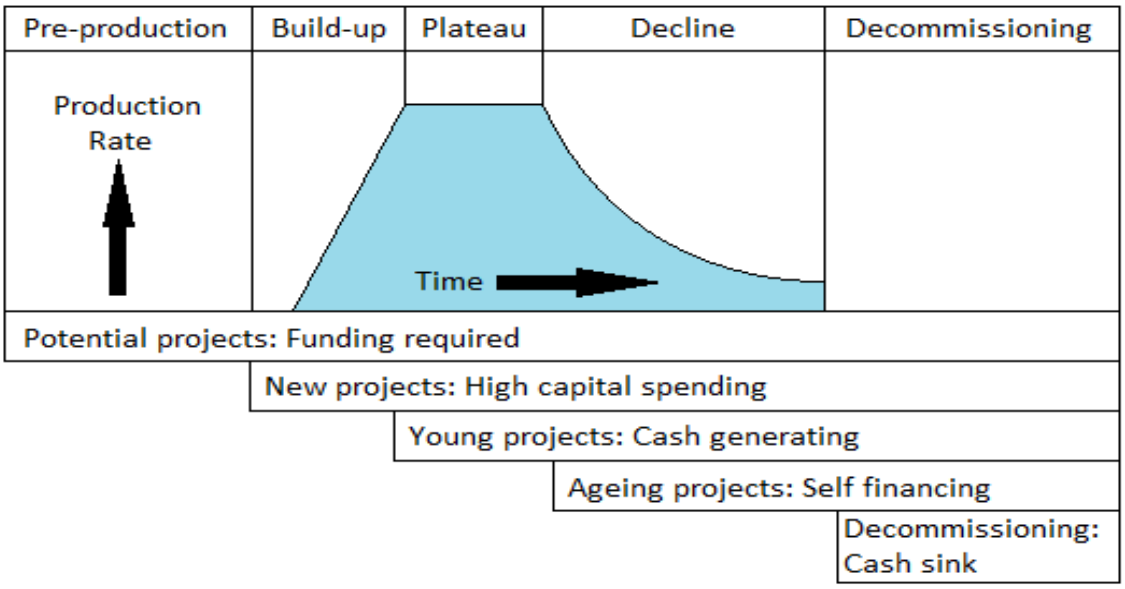


Abbildung 3.1: Lebenszyklus eines Ölprojekts

Quelle: Jahn et al. (1998), S. 3.

Im Folgenden werden nur die in dieser Arbeit betrachteten Phasen der Exploration, Erschließung und Förderung beschrieben. Zwar durchlaufen alle Ölprojekte diese drei Hauptphasen (sofern Öl aus einer Lagerstätte gefördert wird und ein Projekt nicht bereits vorher aufgegeben wird), jedoch unterscheiden sich diese oft erheblich, in Abhängigkeit

[75] Vgl. Hyne (2012), S. 237.

von der Projektart und der Größe der Lagerstätte, hinsichtlich ihrer Dauer und konkreten Ausgestaltung.

3.1.1 Explorationsphase

Nachdem eine Landfläche, deren Untergrund auf Ölvorkommen untersucht werden soll, ausgewählt worden ist und entsprechende Genehmigungen für die Untersuchungen vergeben worden sind, beginnt die Exploration des Gebiets. Der zeitliche Ablauf eines typischen Explorationsprojekts wird in Abbildung 3.2 dargestellt. Grundsätzlich unterscheiden Jahn et al. (1998) zwischen drei Teilphasen – Anfangsbewertung, geologische und geophysikalische Voruntersuchungen und Explorationsbohrungen. Die tatsächliche Dauer der einzelnen Phasen und die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Teilphasen und Jahre unterscheiden sich jedoch in der Praxis in Abhängigkeit von den jeweiligen Eigenschaften eines Projekts (z. B. Onshore vs. Offshore) teils erheblich.

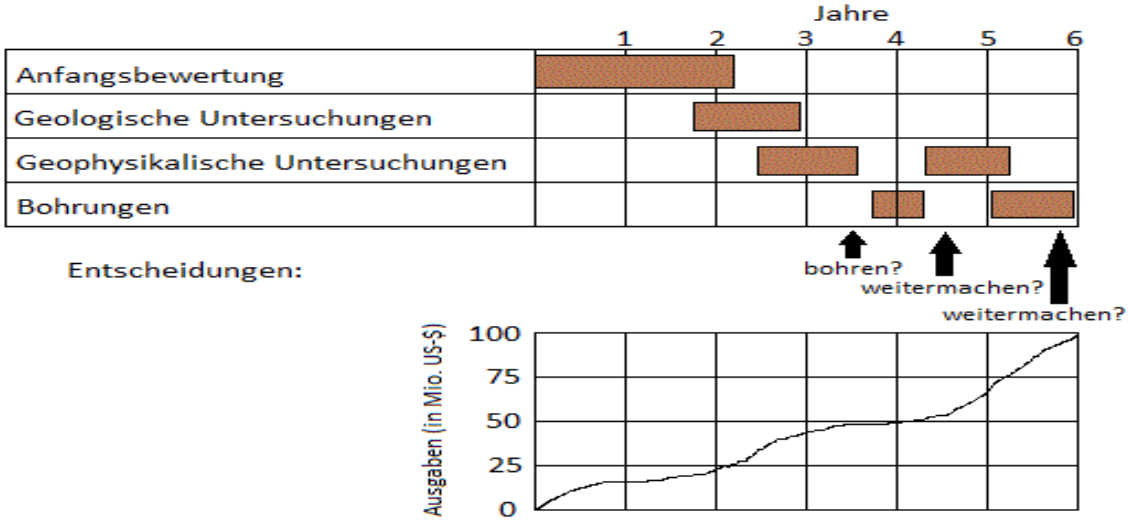


Abbildung 3.2: Phasen und Kosten eines typischen Explorationsprogramms

Quelle: Jahn et al. (1998), S. 4.

Nachdem die Anfangsbewertung abgeschlossen ist, werden seismische Voruntersuchungen durchgeführt. Bei diesen wird ein Bild des Untergrunds erstellt, indem das von den Gesteinsschichten abhängige Echo künstlich erzeugter Schallwellen ausgewertet wird. Dadurch entstehende Bilder lassen erste Schlüsse zu, ob die Gesteinsschichten grundsätzlich für die Bildung einer Lagerstätte geeignet sind.[76] Anfang der 1990er Jahre wurde mit der Entwicklung der 3D-Seismik begonnen, die heutzutage die 2D-Seismik weitestgehend verdrängt hat und genauere Rückschlüsse über den Aufbau einer Lagerstätte zulässt.[77]

Sofern die seismischen Voruntersuchungen auf das Vorhandensein einer Lagerstätte hindeuten, werden anschließend Erkundungsbohrungen durchgeführt. Diese Bohrungen in,

[76] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 30.
[77] Vgl. Buja (2014), S. 320.

bis dahin unerforschtem Untergrund, erfolgen in der Regel senkrecht, um einen möglichst kurzen Weg zur potentiellen Lagerstätte aufzuweisen. Gemäß Reich und Amro verläuft weltweit lediglich eine von 70 Erkundungsbohrungen in der Hinsicht erfolgreich, dass sie weitere Untersuchungen rechtfertigt. Dies liegt daran, dass lediglich bei 10 von 70 Bohrungen überhaupt Kohlenwasserstoffe gefunden werden und nur eine der verbleibenden 10 Bohrungen Kohlenwasserstoffvorkommen in hinreichender Menge für eine weitere Exploration aufweist.[78]
Jahn et al. (1998) sehen die Erfolgswahrscheinlichkeit von Explorationen etwas optimistischer. Demnach führt weltweit durchschnittlich eine von zehn Explorationsbohrungen zum Fund eines wirtschaftlich gewinnbaren Ölvorkommens.[79]
Die erhebliche Divergenz zwischen den Schätzungen zur Erfolgswahrscheinlichkeit von Explorationsbohrungen lässt sich dadurch erklären, dass Ölgesellschaften hierzu kaum verlässliche Daten veröffentlichen, insbesondere was nicht-erfolgreiche Explorationen angeht.
An eine erfolgreiche Erkundungsbohrung schließen sich Bestätigungsbohrungen an, mit deren Hilfe unter anderem die Ausdehnung der Lagerstätte, die Qualität der Kohlenwasserstoffe und die Eigenschaften der Lagerstätte, bspw. hinsichtlich Porosität und Permeabilität, ermittelt werden sollen. Basierend auf den so gewonnenen Informationen kann dann ein detailliertes Lagerstättenmodell erstellt werden.[80]

3.1.2 Erschließungsphase

Sofern die Exploration erfolgreich verlaufen ist und sich die Lagerstätte gemäß der vorgenommenen Beurteilung rentabel ausbeuten lassen sollte, schließt sich an die Explorationsphase die Erschließungsphase an. An deren Ende steht die Fertigstellung der zur Ölförderung notwendigen technischen Anlagen.[81]
Hierbei wird zunächst ein Erschließungsplan erstellt, der insbesondere den zeitlichen Ablauf der Erschließung, die Planung aller ober- und unterirdischen, für die Ölförderung notwendigen, Anlagen sowie Kosten und Arbeitseinsatz berücksichtigt. Die Erschließung umfasst dann den, auf dem Erschließungsplan basierenden, Entwurf der Anlagen, die Beschaffung des Materials, die Anfertigung und Installation aller Anlagen und schließlich die Inbetriebnahme der Förderanlagen.[82]
Im Mittelpunkt der Erschließungsphase steht die Planung und Konstruktion der Förderbohrungen. Diese sollen so vorgenommen werden, dass das in der Lagerstätte befindliche Rohöl bestmöglich zur Bohrung fließen kann, weshalb sich Förderbohrungen in ihren Eigenschaften von den bereits betrachteten Explorationsbohrungen unterscheiden. So verlaufen moderne Förderbohrungen zumeist mehrere Kilometer weit horizontal in der

[78] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 30f.
[79] Vgl. Jahn et al (1998), S. 327.
[80] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 30f.
[81] Vgl. Gudmestad et al. (2010), S. 144.
[82] Vgl. Jahn et al (1998), S. 6 und Leffler et al. (2011), S. 140.

ölführenden Schicht, da so eine größere Kontaktfläche zwischen der Bohrung und dem Öl entsteht und dies eine größere Fördermenge je Bohrloch ermöglicht.[83]
Neben der Förderbohrung müssen in Abhängigkeit von den Lagerstätteneigenschaften eventuell bereits in der Erschließungsphase Injektionsbohrungen vorgenommen werden. Mit deren Hilfe wird der Druck in der Lagerstätte durch das Hineinpumpen von Wasser, Dampf oder Kohlendioxid künstlich erhöht um das in der Lagerstätte enthaltene Öl an die Oberfläche befördern zu können.[84]
Die neben den Bohrlöchern zu errichtenden Anlagen – und entsprechend auch der Aufwand und die Kosten der Erschließung – hängen ebenfalls von den jeweiligen Projekteigenschaften wie etwa dem Standort (Onshore vs. Offshore) ab. So ist die Erschließung eines Offshore-Felds mit deutlich höheren Kosten verbunden als die Erschließung eines Felds an Land mit ansonsten identischen Eigenschaften der Lagerstätte, da für die Offshore-Förderung Plattformen benötigt werden, deren Kosten sich auf mehrere Milliarden US-$ belaufen können, wie in den Fallstudien noch gezeigt wird.
Die Erschließungsphase erstreckt sich üblicherweise über einen Zeitraum von mehreren Jahren (zumeist zwischen zwei und zehn Jahren), wobei der tatsächliche Zeitraum von vielen Faktoren wie Komplexität, Standort und Größe des jeweiligen Projekts abhängt.

3.1.3 Förderphase

Die Förderphase setzt ein, sobald kommerzielle Mengen an Öl aus dem betroffenen Projekt gewonnen werden. Ab diesem Moment werden durch das geförderte Rohöl Erträge generiert. Grundsätzlich lässt sich die Förderphase in die Aufbauphase, die Plateauphase und die Phase rückläufiger Fördermengen unterteilen (vgl. Abbildung 3.3).

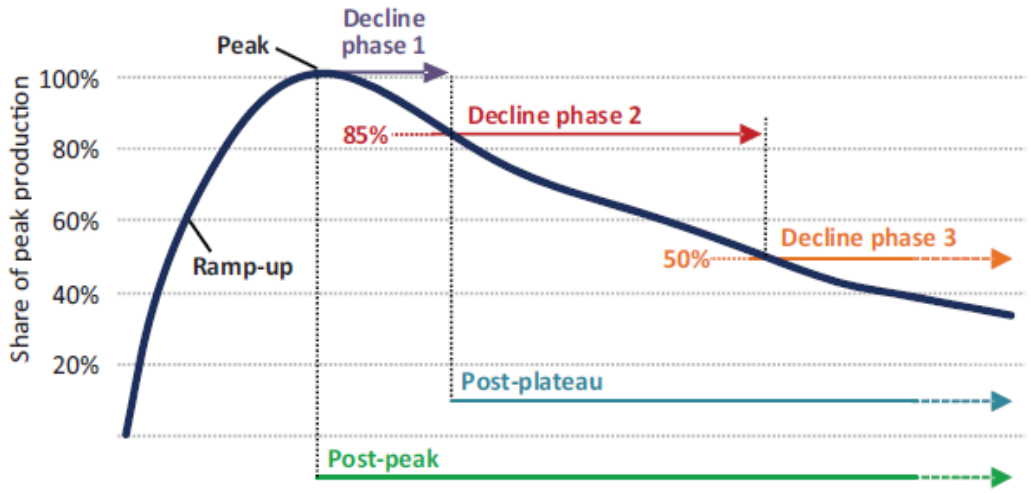


Abbildung 3.3: Typische Entwicklung der Fördermenge über die Förderphase

Quelle: IEA (2013), S. 461.

[83] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 32-34.
[84] Vgl. Ebenda, S. 35.

Während der Aufbauphase wird der Großteil der Förderbohrlöcher sukzessive in Betrieb genommen. In der Plateauphase gleichen sich die Fördermengenzuwächse neuer Bohrlöcher und der Fördermengenrückgang der ersten in Betrieb genommenen Bohrlöcher in etwa aus und in der Phase rückläufiger Fördermengen (decline-Phase), bei der es sich in der Regel um die Phase mit der längsten Dauer handelt, sinkt die Fördermenge bis es zur Schließung des Projekts kommt.[85]
Basierend auf der Auswertung der Förderdaten von 1.634 konventionellen Ölfeldern ermittelte die IEA (2013) die in Tabelle 3.1 dargestellten durchschnittlichen Fördermengenrückgänge für in der decline-Phase befindliche Felder. Hierbei zeigt sich, dass die Rate des Fördermengenrückgangs mit steigender Feldgröße abnimmt und bei Onshore-Feldern geringer ausfällt als bei Offshore-Feldern. Die durchschnittliche Rate des Fördermengenrückgangs, über alle von der IEA untersuchten Felder, beträgt in der Post-Plateau-Phase 6,4% und in der Post-Peak-Phase 6,2%.

Tabelle 3.1: Durchschnittlicher Fördermengenrückgang (in Prozent p. a.)

	Post-Plateau	**Post-Peak**
Onshore	5,4	5,4
Offshore		
Seicht	8,2	7,5
Tief (einschlielich ultra-tief)	12,9	12,7
Gigantisch (Super-giant)	4,4	4,0
Sehr groß (Giant)	7,8	8,0
Groß	9,1	9,3
Klein	11,4	11,9
Alle Felder	6,4	6,2
Nicht-OPEC	8,1	7,8
OPEC	4,2	4,5

Quelle: IEA (2013), S. 464.

Höök et al. (2009) untersuchten in ihrer Studie den Fördermengenrückgang von Riesen-Feldern (Giant Oil Fields). Für die untersuchten 261, in der Post-Plateau-Phase befindlichen, Felder ermittelten sie einen durchschnittlichen Rückgang von 6,5% (mengengewichtet 5,5%). Auch hier wiesen die Offshore-Felder mit 9,4% (9,7%) deutliche höhere Rückgangsraten auf als Onshore-Felder mit 4,9% (3,9%).[86]
Der Zeitpunkt des Einsetzens sinkender Fördermengen, also das Erreichen der depletionphase, hängt wesentlich vom Erschöpfungsgrad eines Ölfelds ab. Dieser wird üblicherweise als Verhältnis der kumulierten Fördermenge zu den geschätzten, ursprünglich abbaubaren, Ölvorkommen (ultimately recoverable resources) berechnet.[87]

[85] Vgl. Jahn et al. (1998), S. 6f.
[86] Vgl. Höök et al. (2009), S. 2265f.
[87] Vgl. Sorrell et al. (2012), S. 719.

Gemäß Sorrell et al. (2012), die verschiedene Studien zum Thema Fördermengenrückgang untersuchten, unterscheidet sich der Erschöpfungsgrad zum Zeitpunkt des Fördermengenpeaks stark in Abhängigkeit von den jeweiligen Feldeigenschaften. So ermittelten Höök et al. (2009) einen Erschöpfungsgrad von durchschnittlich ca. 37% bei ihrer Analyse von Riesen-Feldern, wohingegen die IEA (2008) Werte von durchschnittlich 15 bis 48% ermittelte. Auf Länderebene schätzen Sorrell et al. (2012) den Erschöpfungsgrad bei Erreichen des Peaks auf 22 bis 24 %.[88]
Wie viel Öl sich aus einer Lagerstätte extrahieren lässt und bei welchem Erschöpfungsgrad der Fördermengenpeak erreicht wird, hängt stark von der verwendeten Fördermethode ab. Auf diese wird in den folgenden Abschnitten eingegangen.

3.1.3.1 Primäre Förderung

Die primäre Ölförderung zeichnet sich dadurch aus, dass das in der Lagerstätte enthaltene Rohöl durch den natürlichen Lagerstättendruck selbständig an die Oberfläche gelangen kann. Dieser Lagerstättendruck kann zum einen durch ebenfalls in der Lagerstätte enthaltenes Erdgas, das sich oberhalb der Ölschicht befindet (vgl. Abbildung 2.3), und zum anderen durch das in der Lagerstätte – unterhalb der Ölschicht – befindliche Wasser, erzeugt werden. Mit voranschreitender Förderung nimmt der natürliche Druck in der Lagerstätte jedoch ab bis schließlich die primäre Förderung kaum noch nennenswerte Fördermengen hervorbringt.[89] Aufgrund des geringen, notwendigen Energie- und Arbeitsaufwands ist die primäre Ölförderung mit niedrigen Kosten verbunden.
Schätzungen zum Anteil des mittels primärer Förderung förderbaren Erdöls an den in der Lagerstätte befindlichen Vorkommen variieren recht stark. So schätzen Reich und Amro (2015, S. 102) diesen Anteil weltweit auf durchschnittlich ca. 10 bis 15 %, Zitha et al. (2011) auf in der Regel nicht mehr als 20 % und das Institut français du pétrole (IFP, 2007, S. 84) auf 25 bis 30 % des förderbaren Rohöls. Gemäß Speight (2011, S. 77-79) hängt der Anteil, mittels primärer Förderung gewinnbaren Rohöls, von den Lagerstättendruck erzeugenden Faktoren ab. Die höchste Ausbeutungsquote mit bis zu 80 % erzeugt dabei der natürliche Wasserdruck, gefolgt von einer sich oberhalb der Ölschicht befindlichen Gasschicht mit ca. 40 bis 50 %. Bei gelöstem, sich in der Lagerstätte befindlichen, Gas beträgt die Ausbeutungsquote weniger als 20 %.

3.1.3.2 Sekundäre Förderung

Wenn der natürliche Lagerstättendruck soweit abgenommen hat, dass nur noch wenig und schließlich gar kein Rohöl mehr allein durch diese Kräfte an die Oberfläche gelangt, dann wird die Nutzung sekundärer Fördermethoden, mit denen der Lagerstättendruck künstlich erhöht wird, notwendig.
Die üblichen Verfahren der sekundären Förderung stellen Wasser- und Gasflutung sowie der Einsatz von Pumpen dar. Bei der Wasserflutung wird Wasser in die sich unterhalb der

[88] Vgl. Sorrell et al. (2012), S. 719.
[89] Vgl. Reich und Amro (2015) S. 84 sowie Speight (2011), S. 77-79.

Ölschicht befindliche Wasserschicht der Lagerstätte gepumpt, indem ein Teil der Förderbohrungen zu Injektionsbohrungen umgerüstet wird oder neue Bohrungen für die Injektion eingebracht werden. Bei der Gasflutung wird auf ähnliche Weise Gas in die oberhalb der Ölschicht befindliche Gaskappe gepumpt. Die entsprechenden Injektionsbohrungen sollten dabei so vorgenommen werden, dass das in der Lagerstätte befindliche Rohöl in die Richtung der Förderbohrungen geschoben wird.[90]
Welches der beiden Verfahren angewandt wird, hängt wesentlich von der Verfügbarkeit von zu injizierendem Wasser und Gas (bei Ölprojekten in der Wüste muss Wasser zum Teil über hunderte von Kilometern per Pipeline zum Ölfeld transportiert werden) und dem jeweils notwendigen Aufwand und den Kosten ab. Zwar kann bei der Ölförderung mitgewonnenes Gas und Wasser in die Lagerstätte reinjiziert werden, doch muss dieses vor der Re-Injektion zunächst aufbereitet werden, um Beschädigungen von Ausrüstung und Lagerstätte zu vermeiden.[91]
Alternativ lässt sich das Rohöl aus einer Lagerstätte fördern, indem es künstlich an die Oberfläche gepumpt wird, wenn der natürliche Lagerstättendruck hierfür nicht mehr ausreicht. Hierbei werden verschiedenste Arten von Pumpen und Pumpverfahren in Abhängigkeit von den jeweiligen Lagerstätteneigenschaften verwendet,[92] auf die hier nicht näher eingegangen werden soll.
Mittels sekundärer Fördermethoden lässt sich der Anteil des förderbaren Erdöls an den in der Lagerstätte befindlichen Vorkommen gemäß Reich und Amro (2015, S. 104) auf ca. 40 %, gemäß Speight (2011, S. 80) auf ca. 25 bis 35 %, gemäß Zitha et al. (2011) auf ca. 35 bis 45 % und gemäß IEA (2013, S. 440) durchschnittlich auf ca. 35 % steigern.

3.1.3.3 Tertiäre Förderung (Enhanced Oil Recovery Methoden)

Wenn auch durch sekundäre Fördermethoden keine wirtschaftliche Förderung mehr möglich ist, werden zusätzliche Maßnahmen notwendig um möglichst viel, der noch in der Lagerstätte befindlichen ca. 55 bis 75 %, der Vorkommen zu fördern.
Am Ende der sekundären Förderung wurde das dünnflüssige und mobile – und damit leichter zu fördernde – in der Lagerstätte befindliche Rohöl bereits an die Oberfläche befördert. Das noch verbliebene, zähflüssigere Öl hingegen klebt am Lagerstättengestein fest und bewegt sich, im Gegensatz zum dünnflüssigeren Wasser, nicht. Tertiäre Fördermethoden verfolgen daher das Ziel, den Zähigkeitsunterschied zwischen Wasser und Rohöl zu vermindern, so dass sich auch das Rohöl in der Lagerstätte bewegen lässt.[93]
Bei den tertiären Fördermethoden unterscheiden Reich und Amro (2015, S. 112) zwischen thermischen, chemischen, biologischen und sonstigen Verfahren. Die gebräuchlichsten Verfahren sind dabei die thermischen und chemischen, weshalb im Folgenden auf die anderen Verfahren nicht eingegangen wird.

---

[90] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 103f. sowie Speight (2011), S. 81f.
[91] Vgl. Raymond und Leffler (2006), S. 180f sowie Speight (2011), S. 81.
[92] Eine detaillierte Analyse hierzu liefern Reich und Amro (2015), S. 104-111.
[93] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 112.

Bei der thermischen tertiären Ölförderung wird in der Regel heißer Dampf in die Lagerstätte injiziert (Dampfflutung), um das Rohöl zu erhitzen und somit seine Viskosität zu reduzieren, es also fließfähiger zu machen. Sofern die durch den Dampf erzeugte Wärme nicht ausreicht, stellt die Teilverbrennung (oder Feuerflutung) eine weitere thermische Fördermethode dar. Hierbei wird ein Teil des in der Lagerstätte enthaltenen Rohöls gezielt verbrannt, um die Lagerstätte zu erhitzen und das Öl dünnflüssiger zu machen.[94]
Die chemische tertiäre Ölförderung umfasst insbesondere die Injektion von CO_2 in die Lagerstätte. Dieses löst sich unter hohem Druck im Öl und macht es dadurch dünnflüssiger.[95] Gemäß Reich und Amro kann die Ausbeutungsrate durch CO_2-Injektion um weitere 8 bis 16 % und gemäß Raymond und Leffler um 20 % erhöht werden. Alternativ können Chemikalien zur Andickung des in der Lagerstätte enthaltenen Wassers injiziert werden, um die Fließfähigkeit des Wassers zu reduzieren und somit den diesbezüglichen Unterschied zum Rohöl zu reduzieren.[96]
Welches Verfahren angewandt werden sollte, hängt vor allem von den Eigenschaften des in der Lagerstätte befindlichen Rohöls ab. So sind thermische Verfahren bei hoch viskosem Rohöl wie Schweröl oder Bitumen zu bevorzugen, wohingegen chemische Verfahren bei leichteren Ölen verwendet werden.
Im Durchschnitt lässt sich der Ausbeutungsgrad durch tertiäre Fördermethoden gemäß IFP (2007, S. 86) um 5 bis 10 % und gemäß IEA (2013, S. 440) um 10 % steigern.[97] Wie bereits zur CO_2-Injektion erörtert, kann dieser Anteil aber in Abhängigkeit vom verwendeten Verfahren und der jeweiligen Lagerstätte variieren.

3.2 Arten von Ölprojekten

Bei Ölvorkommen wird in der Regel zwischen konventionellen und unkonventionellen Vorkommen unterschieden. Für die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) stellt die Dichte des Rohöls das maßgebliche Kriterium für die Klassifizierung als konventionell oder unkonventionell dar. Öl mit einer Dichte ab 1,0 g/cm^3 (< 10° API) wie Schwerstöl und Bitumen (gebundenes Erdöl in Ölsanden und Ölschiefer) wird dabei den unkonventionellen und solches mit einer geringeren Dichte (Schweröl, Leichtöl, Kondensat) den konventionellen Vorkommen zugeordnet.[98]
Campbell (2013) ordnet die folgenden Kategorien den unkonventionellen Ölvorkommen zu:

- Ölschiefer
- Schieferöl bzw. Tight-Oil
- Schwerstöl und Bitumen (< 10° API)
- Schweröl (10 bis 17,5° API)

[94] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 113-116; Raymond und Leffler (2006), S. 182-184 und Speight (2011), S. 82-85.
[95] Bei sehr tiefen Lagerstätten mit einem entsprechend hohem Druck können auch andere gasförmige Kohlenwasserstoffe verwendet werden.
[96] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 121-123 sowie Raymond und Leffler (2006), S. 185f.
[97] IEA (2013), S. 440.
[98] Vgl. BGR (2009), S. 19

- Tiefwasser-Öl (Wassertiefe > 500 Meter)
- Öl aus arktischen Regionen
- Bei der Erdgas-Förderung gewonnene Flüssigkeiten (wie Kondensate).[99]

Die US-Energieagentur (EIA) definiert konventionelle Öl- und Gasprojekte als solche, bei denen Öl gefördert wird, indem eine Bohrung in eine geologische Formation getrieben wird, deren Lagerstätten- und Fluideigenschaften es dem, in der Lagerstätte enthaltenen, Öl und Gas ermöglichen leicht an die Oberfläche zu fließen.[100]
Gemäß der internationalen Energieagentur wiederum umfasst konventionelles Öl sowohl Rohöl als auch bei der Erdgasförderung gewonnenes Flüssiggas (natural gas liquids) und Flüssigkondensate. Unkonventionelles Öl umfasst eine größere Bandbreite an Flüssigkeiten und beinhaltet unter anderem Ölsande, Schwerstöl, Gasverflüssigung und weitere Flüssigkeiten.[101] Grundsätzlich zeichnet sich konventionelles Öl gemäß der IEA dadurch aus, dass es einfacher und kostengünstiger förderbar ist als unkonventionelles Öl. Jedoch merkt die IEA auch an, dass sich die Zuordnung von Ölprojekten, in eine der beiden Kategorien, über die Zeit ändern kann.[102] So können bislang als unkonventionell bezeichnete Projekte durch den technischen Fortschritt, der die standardmäßige Nutzung neuer Fördertechnologien ermöglicht, im Laufe der Zeit in die Kategorie „Konventionell“ wechseln.
Im Folgenden werden die in dieser Arbeit bei der Erstellung der Angebotskurven berücksichtigten Projektarten näher erörtert. Nicht berücksichtigt werden dabei Projekte zur Kohle- und Gasverflüssigung, da bei diesen Verfahren synthetisches Rohöl aus den Energierohstoffen Erdgas und Kohle gewonnen wird, die nicht Gegenstand dieser Untersuchung sind.

3.2.1 Konventionelle Onshore-Projekte

Bei konventionellen Onshore-Projekten werden die in den vorherigen Abschnitten erörterten primären, sekundären und gegebenenfalls tertiäre Verfahren zur Gewinnung des Rohöls verwendet.
Solche Projekte umfassen zentrale Förder- und Verarbeitungsanlagen, mit denen die einzelnen Bohrlöcher verbunden sind. In den Förder- und Verarbeitungsanlagen werden die verschiedenen, durch die Förderung an die Oberfläche beförderten, Stoffe (gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe, Wasser, Salz, Sand, etc.) zunächst voneinander getrennt. Die weitere Handhabung der verschiedenen Stoffe hängt unter anderem davon ab, in welchem Stadium der Förderphase sich das Projekt befindet. So können gewonnenes Gas und Wasser nach entsprechender Verarbeitung in die Lagerstätte reinjiziert werden.

[99] Vgl. Campbell (2013), S. 369.
[100] Vgl. EIA (o. J., b).
[101] Vgl. IEA (o. J., a).
[102] Vgl. IEA (o. J., b).

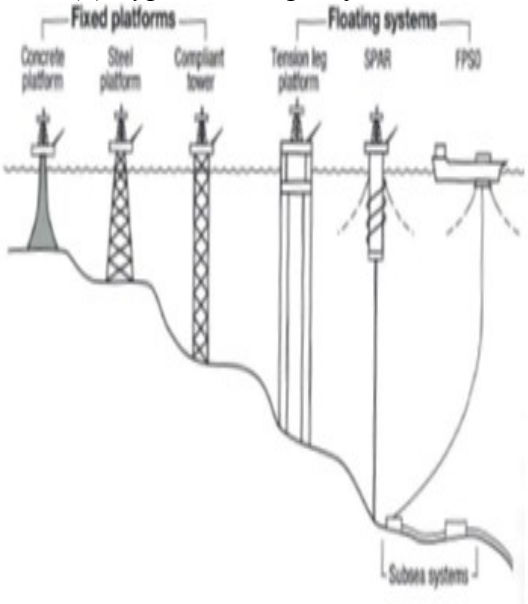
Auch Speicher(-tanks) für das gewonnene Rohöl und die Nebenprodukte sowie das in die Lagerstätte zu injizierende Wasser, Gas, etc. können Bestandteil der zentralen Förder- und Verarbeitungsanlagen sein.[103]

3.2.2 Offshore-Projekte

Grundsätzlich werden für die Förderung konventionellen Rohöls aus Offshore-Lagerstätten dieselben Anlagen wie bei an Land betriebenen Projekten benötigt. Allerdings sind für die Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Offshore-Lagerstätten Bohrinseln bzw. Bohrschiffe notwendig.

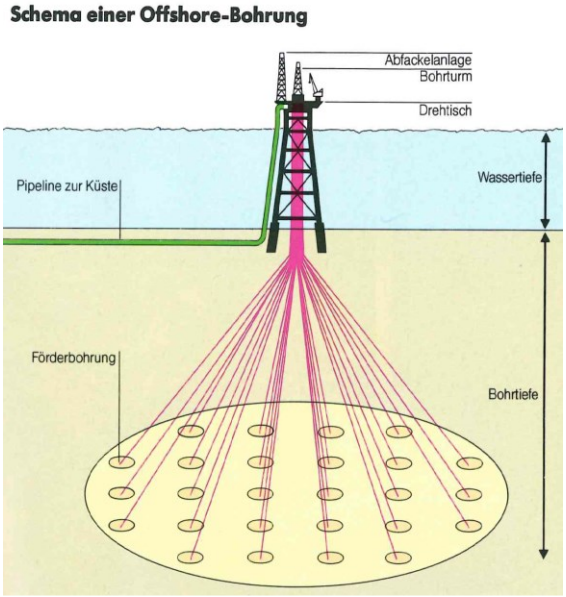
Für die Exploration in geringen Wassertiefen werden gemäß der größten deutschen Ölgesellschaft Wintershall (eine Tochtergesellschaft der BASF) Bohrinseln eingesetzt, die auf einem gefluteten Ponton auf dem Meeresgrund stehen. Diese können durch Entflutung des Pontons nach Beendigung der Exploration zu einem neuen Einsatzort transportiert werden. In größeren Tiefen werden Bohrinseln mit absenkbaren und in den Boden eingrabbaren Stützen („Hubbohrinsel“ oder „Jack-up rig“) eingesetzt. In noch größeren Tiefen ist es nicht mehr möglich, die Bohrinsel im Boden zu befestigen, so dass „Halbtaucher“ („Tension leg platform“ oder „semi-submersible rig“) eingesetzt werden, die über riesige Ballasttanks unter Wasser verfügen und mit Stahlseilen sowie Ankern im Grund befestigt werden um ihre Position zu halten. Alternativ werden in großen Wassertiefen auch Bohrschiffe eingesetzt, die nicht direkt mit dem Meeresboden verbunden sind (vgl. Abbildung 3.4).[104]

(a) Typen von Ölplattformen



Quelle: Leffler et al. (2011), S. 140.

(b) Beispiel für Offshore-Projekt



Quelle: BP (1989), S. 91.

Abbildung 3.4: Typen von Ölplattformen und Offshore-Beispielprojekt

---

[103] Vgl. IFP (2007), S. 141f.
[104] Vgl. Wintershall (o. J.).

Gemäß Wintershall beträgt die maximale Wassertiefe von „Jack-up rigs“ ca. 300 Metern und gemäß der österreichischen Ölgesellschaft OMV ca. 150 Metern. Die maximale Tiefe von „Halbtauchern“ wiederum wird von Wintershall mit 3.500 Metern und von OMV mit 3.000 Metern angegeben.[105]

Während die Bohrplattformen der Exploration und Erschließung von Offshore-Lagerstätten (d.h. der Durchführung von Bohrungen) dienen, werden für die Förderphase Förderplattformen- oder Schiffe über der Lagerstätte installiert. Dies geschieht entweder durch Umrüstung der bereits vorhandenen Bohrplattform oder Installation einer neuen Plattform.[106] Wie in Abbildung 3.4 (a) zu sehen, werden in der Förderphase ähnliche Plattformen wie in der vorherigen Explorationsphase verwendet. So finden in geringen Wassertiefen fest im Untergrund verankerte Plattformen Verwendung. In mittleren Tiefen finden halbtauchende Plattformen Verwendung und in großen Tiefen frei schwimmende Förderplattformen und Förderschiffe.

In Abhängigkeit zur Entfernung zum Festland werden entweder Pipelines von Förderplattformen oder Förderschiffen verlegt, durch die das gewonnene Erdöl zur Küste transportiert werden kann (wie in Abbildung 3.4 (b) dargestellt) oder sind auch Speichertanks Bestandteil der Förderplattformen oder Förderschiffe. So werden, bei weit von der Küste entfernten Tiefwasserlagerstätten, vermehrt sogenannte FPSOs (Floating, Production, Storage and Offloading Vessels) eingesetzt. Dabei handelt es sich häufig um umgerüstete Öltanker, die im Meeresboden verankert werden und über flexible Leitungen mit den Bohrlöchern (sowohl Förderbohrungen als auch Injektionsbohrungen) verbunden sind, so dass von ihnen aus das Erdöl aus der betreffenden Lagerstätte gefördert werden kann. Darüber hinaus umfassen FPSOs Verarbeitungsanlagen zur Trennung der geförderten Stoffe und zur Injektion von Wasser und Gas in die Lagerstätte sowie Speichertanks zur Lagerung des gewonnenen Erdöls. Das so gelagerte Öl kann dann über Tankschiffe zum Festland transportiert werden.[107]

FPSOs eignen sich gemäß Leffler (2011, S. 191) insbesondere bei Lagerstätten:

- ohne vorhandene Pipeline-Infrastruktur,
- in Gebieten mit schwierigen Wetter- bzw. Klimabedingungen,
- mit geringen Ölvorkommen.

Im Jahr 2009 wurde erstmals eine sogenannte FDPSO (Floating, Drilling, Production, Storage and Offloading Vessel) zur Erschließung des Azurite-Tiefwasser-Felds vor der Küste der Republik Kongo eingesetzt, die über die notwendigen Bohreinrichtungen verfügt, um auch die Erschließung des Feldes vornehmen zu können.[108]

Üblicherweise werden Bohrschiffe- und Plattformen für die Exploration und Erschließung von Offshore-Feldern für den Zeitraum der Explorations- und Erschließungstätigkeiten angemietet (z.B. bei Transocean, www.deepwater.com), wohingegen die Plattformen und Schiffe, die in der Förderphase genutzt werden, gekauft werden.

---

[105] Vgl. Wintershall (o. J.), und OMV (o. J.).
[106] Vgl. Wintershall (o. J.), und OMV (o. J.).
[107] Vgl. Rigzone (o. J.), und IFP (2007), S. 143f und Leffler et al. (2011), S. 190.
[108] Vgl. Rigzone (o. J.).

3.2.3 Tight-Oil-Projekte

Die internationale Energieagentur definiert Tight-Oil als Öl, dessen Lagerstättengestein eine sehr geringe Permeabilität aufweist (wie bspw. Schiefergestein, weshalb auch häufig von Schieferöl die Rede ist).[109] Während das Lagerstättengestein bei konventionellen – über primäre, sekundäre und tertiäre Fördermethoden gewinnbaren – Ölvorkommen eine hinreichend hohe Porosität und Permeabilität aufweist, damit sich das Öl frei bewegen kann, ist dies bei Tight-Oil-Vorkommen[110] nicht der Fall. Bei dem in der Lagerstätte befindlichen Öl handelt es sich zwar hinsichtlich seiner chemischen Eigenschaften um konventionelles (leichtes bis mittelschweres) Rohöl, jedoch befindet sich dieses in einer Gesteinsschicht (Tongestein) mit einer zu geringen Durchlässigkeit, so dass die Gesteinsschicht künstlich aufgebrochen werden muss, damit das Öl an die Oberfläche befördert werden kann.[111]

Das dafür eingesetzte Verfahren wird als Hydraulic Fracturing (kurz Fracking) bezeichnet. Dabei wird, ausgehend von einer vertikal verlaufenden Bohrung, eine horizontale Bohrung in die ölführende Schicht eingebracht (vgl. Abbildung 9.1). Die Länge dieser horizontalen Bohrungen beträgt üblicherweise zwischen ca. 600 bis 1.800 Meter (2.000 bis 6.000 Fuß), kann aber auch bis zu ca. 3.600 Meter (12.000 Fuß) betragen.[112]

Risse im Lagerstättengestein werden beim Fracking erzeugt, indem mit Hilfe von Frack-Flüssigkeit, die in die horizontale Bohrung gepumpt wird, ein Überdruck erzeugt wird, durch den das entlang der Bohrung befindliche Gestein weggeschoben und so zum Platzen gebracht werden kann. Dadurch entstehen Risse in der Gesteinsschicht, die es dem Öl ermöglichen, in die Bohrung zu fließen. Die Frack-Flüssigkeit setzt sich hauptsächlich aus Wasser sowie Stützmitteln wie Sandkörnern und einer Mischung aus Chemikalien zusammen, deren Anteil an der Gesamtflüssigkeit zwischen weniger als einem und fünf Prozent beträgt. Die Sandkörner dienen dazu, ein Zusammenschieben des Gesteins nach Beendigung des Hineinpumpens der Frack-Flüssigkeit zu verhindern, so dass die Risse erhalten bleiben. Die in der Frackflüssigkeit enthaltenen Chemikalien wiederum sollen das Wasser der Frack-Flüssigkeit verdicken, da die Stützmittel mit zähflüssigem Wasser weiter in die Risse hineintransportiert werden können als mit dünnflüssigem Wasser. Mittels anderer in der Frack-Flüssigkeit enthaltener Chemikalien soll das Wasser später wieder dünnflüssiger gemacht werden, damit es zu keiner Verstopfung der Risse kommt und das Öl zur Bohrung fließen kann.[113]

Beim Hydraulic Fracturing handelt es sich keineswegs um ein vollkommen neues Verfahren. So wurden gemäß GEO (2012) bereits in den 1930er Jahren erste horizontale

---

[109] Vgl. IEA (2013), S. 424.

[110] Diese werden häufig auch als Schieferöl bezeichnet.

[111] Vgl. BGR (o. J.) sowie Reich und Amro (2015), S. 133.
Die Bezeichnung Schieferöl ist übrigens in der Hinsicht ungenau, dass Tight-Oil-Vorkommen in verschiedenen Arten von Gesteinsschichten vorkommen können, von denen Schiefer lediglich eine darstellt. Somit handelt es sich bei Schieferöl um eine Teilmenge von Tight-Oil.

[112] Vgl. United States Government Accountability Office (2012), S. 9.

[113] Vgl. Reich und Amro (2015), S. 132-140 und United States Government Accountability Office (2012) und BGR (o. J.).

Bohrungen in den USA vorgenommen und in den 1940ern erstmals das Hydraulic Fracturing eingesetzt. In den 1950er Jahren handelte es sich bereits um ein vielfach eingesetztes Verfahren.[114] Gemäß Reich und Amro (2015, S. 142) wurden auch in Deutschland in der Vergangenheit bereits über 300 Fracks in Kohlenwasserstofflagerstätten vorgenommen. Es handelt sich somit um keine vollkommen neue Fördertechnologie.
Tight-Oil-Projekte unterscheiden sich von konventionellen Ölprojekten in der Dauer von Explorations- und Erschließungsphase. Während die konventionelle Erschließung einer Lagerstätte das Bohren mehrerer Bohrlöcher und die Errichtung zentraler Förder- und Verarbeitungsanlagen, Speichertanks und teilweise Transportinfrastruktur (wie Pipelines) umfasst (vgl. Abschnitt 3.2.1), fällt die Erschließung von Tight-Oil-Lagerstätten weniger aufwändig aus und benötigt daher auch weniger Zeit. So umfasst ein Tight-Oil-Projekt in der Regel lediglich ein oder mehrere, auf einer Bohrplatte (drill pad) von der Größe von ca. 1 bis 2 Fußballfeldern befindliche Bohrlöcher samt Infrastruktur (vgl. Abb. 9.5).
Die Explorations- und Erschließungsphase beträgt gemäß Canadian Society for Unconventional Resources ca. zwei bis fünf Jahre. Die Explorationsphase macht davon ca. ein bis drei Jahre und die Erschließungsphase ca. ein bis zwei Jahre aus.[115]
Eine weitere spezielle Eigenschaft von Tight-Oil-Projekten besteht im Förderprofil über die Förderphase.

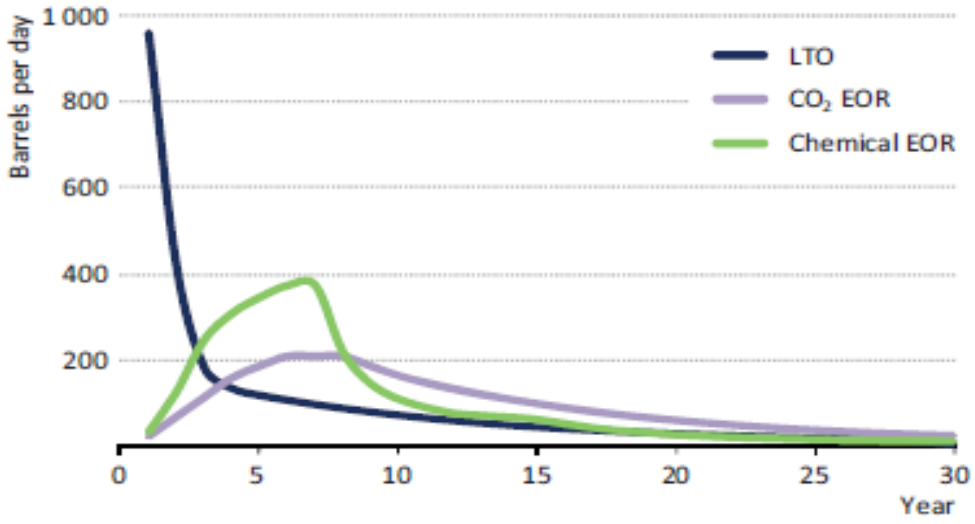


Abbildung 3.5: Typisches Förderprofil von konventionellen und Tight-Oil-Projekten
Quelle: IEA (2013), S. 443, 461.

Bei konventionellen Ölprojekten steigt die Fördermenge in den ersten Jahren an und erreicht nach wenigen Jahren ihr Peak bevor sie zu sinken beginnt (vgl. Abb. 3.3). Bei Tight-Oil-Projekten (LTO) hingegen erreicht die Fördermenge üblicherweise bereits im ersten Monat ihr Maximum und sinkt anschließend rapide ab (vgl. Abb. 3.5).

[114] Vgl. United States Government Accountability Office (2012), S. 7.
[115] Vgl. Canadian Society for Unconventional Resources (o. J.), S. 10f.

3.2.4 Ölsand- und Schwerstölprojekte

Im Gegensatz zum konventionellen Rohöl, das hinreichend dünnflüssig und fließfähig ist um mit primären, sekundären und tertiären Fördermethoden gewonnen werden zu können, werden bei zähflüssigem oder festem Bitumen andere Fördertechniken benötigt. In Abhängigkeit von der Tiefe der Vorkommen wird die Förderung des Bitumens entweder per Tagebauverfahren (Mining) oder per Bohrung (In-Situ) betrieben.
Gemäß der Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) werden die Vorkommen bis zu einer Tiefe von 70 Metern per Mining- und tiefer gelegene Vorkommen per In-Situ-Verfahren gefördert.[116]
Beim Mining-Verfahren wird der Ölsand, der sich aus Bitumen, Wasser, Sand und Ton zusammensetzt, per Bagger abgebaut und anschließend per LKW zu einer Zerkleinerungsanlage transportiert. In der Folge wird das im zerkleinerten Material enthaltene Bitumen in einer Trennanlage mit Hilfe von Wasser und Chemikalien vom Sand separiert. Schließlich wird das Bitumen verdünnt und zu einem sogenannten Upgrader verbracht, wo es in synthetisches Rohöl umgewandelt wird, das wie konventionelles Rohöl zu Endprodukten (wie Benzin) verarbeitet werden kann.[117]
Der Anteil des Bitumens am abgebauten Gestein (Ölsand) beträgt zwischen 1 % und 20 %. Während der Verarbeitungsschritte zum Rohöl verliert das Bitumen ca. 11 % seines Volumens. Im Durchschnitt müssen zur Gewinnung eines Barrels synthetischen Rohöls etwa 2 Tonnen Gestein abgebaut werden.[118]
Die bei tiefer gelegenen Bitumenvorkommen Verwendung findenden In-Situ-Technologien ähneln den bereits erörterten tertiären Förderverfahren, weshalb beispielsweise Reich und Amro (2015) sie auch diesen zuordnen.
Bei der In-Situ-Förderung wird Hitze (in Form von heißem Dampf) in die Lagerstätte injiziert, um das Bitumen aus dem Ölsand zu lösen und seine Fließfähigkeit zu steigern, so dass es dann an die Oberfläche gepumpt werden kann. Hierbei werden zwei Verfahren – Steam Assisted Gravity Drainage Drilling (SAGD) und Cyclic Steam Stimulation (CSS) – verwendet. Beim dominierenden SAGD-Verfahren werden zwei horizontale, übereinander parallel verlaufende Bohrungen in die Lagerstätte eingebracht. Über die obere Bohrung wird der heiße Dampf injiziert, so dass sich das in der Lagerstätte befindliche Bitumen erhitzt und in die darunter befindliche Förderbohrung fließt, von wo aus es an die Oberfläche gelangt. Im Gegensatz zum per Mining-Verfahren gewonnenen Bitumen kann das per In-Situ geförderte Bitumen ohne vorherige Verarbeitung in Raffinerien zu Endprodukten verarbeitet werden, da es einen deutlich höheren Reinheitsgrad aufweist.[119]
Im Vergleich zur konventionellen Förderung ist die Ölsandförderung deutlich energieintensiver. So beträgt der Energieertrag je investierter Einheit an Energie (EROI, Energy

[116] Vgl. CAPP (2015d), S. 6f.
[117] Vgl. CAPP (2015d), S. 6f und Bukold (2009, b), S. 43.
[118] Bukold (2009, b), S. 41.
[119] Vgl. CAPP (2015d), S. 6f und Bukold (2009, b), S. 43f.

return on investment) bei der Ölsandförderung im Durchschnitt lediglich ca. 4:1, d.h. es müssen ca. 25 % der gewonnenen Energiemenge eingesetzt werden.[120]
So werden gemäß Bukold (2009, S. 48) für den Abbau eines Barrels Bitumen im Mining-Verfahren ca. 8 m^3 Erdgas und bei In-Situ-Verfahren ca. 30 m^3 benötigt. Das Upgrading zu synthetischem Rohöl erfordert weitere ca. 15 m^3 je Barrel.
Berücksichtigt man nun, dass Upgrading in der Regel nur bei per Mining abgebautem Bitumen betrieben wird und das Bitumen ca. 11 % seines Volumens (bei beiden Fördermethoden) verliert, werden für ein Barrel synthetischen Rohöls ca. 26 m^3 (Mining) bzw. 34 m^3 (In-Situ) an Erdgas benötigt. Gemäß Konversionsfaktoren des BP-Statistikjahrbuchs entspricht ein Kubikmeter Erdgas 35.700 BTU (British thermal units). Für ein per Mining gewonnenes Barrel an Rohöl würden demnach ca. 0,9 MMBtu (Mio. BTU) und für ein per In-Situ gewonnenes ca. 1,2 MMBtu benötigt. Ausgehend von einem Erdgaspreis in Nordamerika von zuletzt ca. 3 US-$ je MMBtu ergäben sich unter der Annahme, dass das Erdgas eingekauft werden müsste, Kosten von ca. 2,70 bzw. 3,60 US-$ je Barrel an synthetischem Rohöl.
Diese Berechnung zeigt, dass die Kosten der Ölsandförderung wesentlich vom Erdgaspreis abhängen und die Ölsandindustrie in der jüngeren Vergangenheit von den niedrigen Erdgaspreisen in Nordamerika profitierte.
Neben Erdgas werden für die Ölsandförderung große Mengen an Wasser benötigt. Zwar werden gemäß der Regierung Albertas zwischen 80 % und 95 % des verwendeten Wassers recycelt, dennoch liegt der Verbrauch bei ca. 2,5 Barrel Frischwasser je Barrel an Rohöl beim Mining-Verfahren und bei ca. 0,5 Barrel Frischwasser je Barrel an Rohöl beim In-Situ-Verfahren.[121] Das schadstoffreiche Restwasser wird schließlich in Absetzbecken (Tailings ponds) gelagert.
Darüber hinaus werden insbesondere beim In-Situ-Verfahren große Mengen an Treibhausgasen während des Förderprozesses emittiert. So beliefen sich die CO_2-Emissionen der Ölsandindustrie im Jahr 2011 auf ca. 55 Mio. Tonnen und machten damit 8 % an den kanadischen Emissionen aus.[122]
Die Schwerstöllagerstätten in Venezuela weisen im Vergleich zu Ölsandlagerstätten in Kanada höhere Temperaturen, eine größere Permeabilität des Lagerstättengesteins und ein höheres Gas-Öl-Verhältnis auf, so dass das Schwerstöl eine geringere Viskosität und höhere Mobilität aufweist.[123] Aufgrund der, im Vergleich zu den kanadischen Ölsanden besseren Lagerstätteneigenschaften, fällt auch die Schwerstölförderung weniger aufwändig und entsprechend auch kostengünstiger aus.
Die venezolanischen Schwerstölvorkommen befinden sich in Tiefen, die keine Tagebauförderung zulassen. Stattdessen wird die sogenannte „kalte Förderung“ (cold production) betrieben, bei der horizontale Bohrungen, in die das Schwerstöl enthaltene Sandschicht, eingebracht werden und das Schwerstöl per Pumpverfahren an die Oberfläche

[120] Vgl. Hall et al. (2014), S. 143.
[121] Vgl. Alberta's Clean Energy Future (o. J.).
[122] Vgl. Alberta's Clean Energy Future (o. J., a).
[123] Vgl. World Energy Council (2010), S. 127.

befördert wird. Etwa 8 % bis 12 % des in der Lagerstätte enthaltenen Schwerstöls können mit der kalten Förderung gewonnen werden. In der jüngeren Vergangenheit wurden zudem erste Tests von EOR-Methoden zur Schwerstölförderung unternommen, bspw. durch Erhitzung der Lagerstätte, mit deren Hilfe die Ausbeutungsrate gesteigert werden soll.[124]
Ebenso wie bei kanadischen Ölsanden ist auch bei venezolanischem Schwerstöl ein Upgrading zu einem leichteren, synthetischen Rohöl notwendig. Aus einem Barrel Schwerstöl können durch das Upgrading zwischen 0,87 und 0,95 Barrel synthetisches Rohöl gewonnen werden.[125]

3.2.5 Ölschieferprojekte

Im Ölschiefer enthaltenes „Rohöl“ unterscheidet sich in der Hinsicht von „konventionellem“ Rohöl, dass es nicht alle in Kapitel 2 erörterten Entwicklungsstufen durchlaufen hat. So verbleibt das aus organischem Material entstandene Kerogen in einer geringen Tiefe unterhalb der Erdoberfläche, so dass es die auf die Diagenese folgenden Schritte der Umwandlung in Rohöl und Erdgas aufgrund des fehlenden Drucks und der zu geringen Temperaturen nicht durchlaufen kann. Es fand somit lediglich eine Teilumwandlung des organischen Materials statt.[126]
Der Kerogengehalt im Sedimentgestein weist gemäß Bukold (2009, S. 40) eine große Spanne von ca. 4 % bis 40 % auf.
Der Abbau von Ölschiefer wird ähnlich zur Ölsandförderung entweder über Tagebauverfahren oder In-Situ-Methoden betrieben. Beim Tagebauverfahren wird das Gestein zunächst gesprengt und anschließend abtransportiert und zerkleinert. Im nächsten Schritt werden durch Erhitzung auf 400 bis 500 °C (900 °F) die im Kerogen enthaltenen Kohlenwasserstoffe freigegeben. Bei einer Temperatur von 500 °C dauert die Zersetzung des Kerogens ca. 2 Minuten. Bei den üblicherweise verwendeten Verfahren wird die Erhitzung jedoch für mindestens 20 Minuten bei 500 °C betrieben.[127]
Beim In-Situ-Verfahren wird das Kerogen enthaltene Gestein noch in der Lagerstätte auf Temperaturen erhitzt, bei denen es sich in seine einzelnen Bestandteile zersetzen kann, so dass sich schließlich synthetisches Rohöl an die Oberfläche pumpen lässt. Zunächst muss das Gestein jedoch durch bspw. Explosionen aufgebrochen werden, da es eine recht geringe Durchlässigkeit aufweist. Im Anschluss daran wird das Gestein in der Lagerstätte auf ca. 500 °C erhitzt. Das über dieses Verfahren gewonnene synthetische Öl weist in der Regel im Vergleich zum per Mining gewonnenen eine geringere Dichte auf. Die Erhitzung des Lagerstättengesteins beim In-Situ-Verfahren muss sich bei den bisher verwendeten Verfahren über mehrere Jahre erstrecken, damit die notwendige Fließfähigkeit des Kerogens erzeugt werden kann.[128]

---

[124] Vgl. World Energy Council (2010), S. 127.
[125] Vgl. Ebenda, S. 130.
[126] Vgl. Andrews (2009), S. 148f.
[127] Vgl. Brandt (2008), S. 7489; Bukold, (2009, b), S. 63f und Andrews (2009), S. 151.
[128] Vgl. Bukold (2009, b), S. 64, Andrews (2009), S. 151 und Cleveland und O‘Connor (2011), S. 2308.

Mit Hilfe der beiden Methoden können gemäß Bukold (2009, S. 64) aus einer Tonne Gestein ca. 20 bis 200 Liter leichtes, schwefelarmes Mitteldestillat (wie Diesel und Flugzeugtreibstoff) gewonnen werden. Brandt (2008, S. 7489) schätzt, dass aus einer Tonne Ölschiefer im Durchschnitt ca. 0,53 Barrel (ca. 85 Liter) synthetisches Rohöl gewonnen werden können. Die erheblichen Differenzen in den Angaben lassen sich damit erklären, dass der Anteil des organischen Materials zwischen verschiedenen Lagerstätten stark variiert.

Aufgrund der Notwendigkeit der starken Erhitzung des organischen Materials erfordern die Verfahren zur Gewinnung von synthetischem Rohöl aus Ölschiefer einen im Vergleich zu anderen Ölfördermethoden wesentlich höheren Energieeinsatz. So fällt der EROI bei der Ölschieferförderung gemäß neueren Studien mit zwischen ca. 1,6:1 und 2:1 nur etwa halb so hoch im Vergleich zur bereits energieintensiven Ölsandförderung aus.[129] Außerdem ist die Ölschieferförderung mit Umweltbelastungen verbunden, da große Mengen an Wasser benötigt werden und die CO_2-Emissionen um ca. 20 bis 50 % höher ausfallen als bei konventionellen Ölprojekten und sich im Bereich der Emissionen bei der Ölsandförderung befinden. Zudem entstehen – insbesondere beim Mining-Verfahren – große Mengen an Feststoffabfällen.[130]

[129] Vgl. Cleveland und O‘Connor (2011), S. 2307-2322 und Brandt (2008), S. 7489.
[130] Vgl. Cleveland und O‘Connor (2011), S. 2313 und IFP (2007), S. 106.

4 Historie der Ölindustrie

Die globale Ölindustrie, deren Ursprünge in der Mitte des 19. Jahrhunderts liegen, durchlief in den vergangenen 150 Jahren verschiedene Entwicklungsphasen. Diese wurden häufig maßgeblich von wenigen Akteuren geprägt, auch wenn nie ein einzelner Akteur den globalen Ölmarkt dominierte.
So folgte auf den Beginn der industriellen Ölförderung mit einer großen Anzahl kleiner Produzenten und sehr volatiler Preise eine über mehrere Jahrzehnte anhaltende Phase, in der die von John D. Rockefeller gegründete Standard Oil Company über große Marktanteile, insbesondere in den USA, verfügte. Nach deren Zerschlagung wurde der globale Ölmarkt für fast 50 Jahre vom sogenannten „Kartell der sieben Schwestern“ geprägt.[131]
Die 1960 gegründete Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) wiederum war für die bedeutendsten Entwicklungen in den 1970er Jahren verantwortlich. Die 1980er und 1990er Jahre wurden von niedrigen Ölpreisen und einem Machtverlust der OPEC geprägt. Zu Beginn des neuen Jahrtausends nahm die Bedeutung der OPEC aufgrund des starken Nachfrageanstiegs (insbesondere aus China) zunächst wieder deutlich zu. Auch die Ölpreise stiegen zu dieser Zeit deutlich, auf nominal neue Rekordhochs, an. Die jüngere Vergangenheit, die bis in die Gegenwart reicht, zeichnet sich durch eine steigende Förderung unkonventioneller Ölvorkommen (Ölsande, Tight-Oil, etc.) aus, insbesondere in den USA und Kanada, die von der OPEC als Konkurrenz gesehen wird.
Einige zyklische Muster haben sich in der Vergangenheit mehrfach wiederholt, so dass davon auszugehen ist, dass sich ähnliche Entwicklungen auch in der Zukunft in ähnlicher Form ereignen werden. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Betrachtung der historischen Entwicklungen im Ölmarkt auch für die Analyse der gegenwärtigen Situation und den Blick in die Zukunft sinnvoll.

4.1 Anfänge der Ölindustrie

Die industrielle Nutzung und Förderung von Rohöl begann zwar erst Ende der 1850er Jahre, verwendet wurde es aber bereits in der Antike - wenn auch zu anderen Zwecken als heutzutage. So wurde in der Antike an die Oberfläche gelangtes Bitumen zur Abdichtung von Schiffen verwendet. Weitere Hauptverwendungszwecke bis zur industriellen Nutzung waren anzufinden in der Medizin. In Kriegszeiten wurde Bitumen zum Legen von Feuer bzw. zum Bewerfen des Gegners (Griechisches Feuer) genutzt.[132]
Die industrielle Rohölgewinnung setzte Mitte des 19. Jahrhunderts, infolge der ersten erfolgreichen Bohrungen in Kanada, USA und Aserbaidschan, ein. Bereits in den 1860er Jahren stieg die Ölförderung in den Vereinigten Staaten, und ab den 1870er Jahren auch in Aserbaidschan, sprunghaft an. Zur dominierenden Ölgesellschaft in den USA entwickelte sich dabei die von John D. Rockefeller gegründete "Standard Oil Company", die den Höhepunkt ihrer Marktmacht zwischen 1890 und 1910 erreichte. In dieser Zeit fiel

[131] Wobei im Folgenden noch gezeigt wird, dass dieses Kartell kaum funktionierte.
[132] Vgl. IFP (2007), S. 1f.

ihr Marktanteil hinreichend groß aus, dass sie als Preissetzer agieren und so die Ölpreise stabilisieren konnte, die in den Anfangsjahren der Ölindustrie noch großen Schwankungen unterlegen waren.[133]
In den ersten Jahren der industriellen Ölförderung wurde Öl hauptsächlich zur Beleuchtung verwendet. Durch die Erfindung der Glühbirne durch Edison im Jahr 1882 und den sprunghaften Anstieg der Verwendung elektrisch betriebener Glühbirnen sank die Nachfrage nach Öl zur Beleuchtung erheblich. Anfang des 20. Jahrhunderts sorgte dann die Durchsetzung des benzinbetriebenen Automobils als Fortbewegungsmittel für einen Anstieg der Nachfrage, der den Nachfragerückgang mehr als kompensierte. Auch als Kraftstoff für den Betrieb von Fabriken, Lokomotiven und Dampfschiffen wurde Öl vermehrt genutzt. Insofern änderten sich die Zielmärkte für die Ölindustrie zu dieser Zeit fundamental.[134]

4.2 Von der Jahrhundertwende bis 1960

Marcus Samuel, der 1895 eine Förderkonzession für den Osten Borneos erhalten hatte und dort 1897 erstmals Ölvorkommen entdeckte, gründete im selben Jahr die "Shell Transport and Trading Company", welche seine Ölgeschäfte, Tankerflotte und Lagereinrichtungen unter einem Dach vereinte. Da er auch Kaufverträge für Öl aus Texas abschloss, wurde Shell die erste Ölgesellschaft mit Ölquellen rund um den Globus.[135]
In den folgenden Jahren entstand ein starker, sich negativ auf die Gewinne auswirkender, Konkurrenzkampf zwischen der niederländischen, 1890 gegründeten, ursprünglich in Sumatra Öl fördernden und stark expandierenden, „Royal Dutch Company“ und Shell. 1902 vereinbarten die beiden Ölgesellschaften zunächst eine erste Zusammenarbeit und fusionierten schließlich 1907 zur Royal Dutch/Shell. Ab dem Jahr 1907 existierten somit mit der Standard Oil Company und Royal Dutch/Shell zwei weltweit tätige Ölgesellschaften, die sich einen Preiskampf lieferten und jeweils versuchten, in die Märkte des anderen einzudringen.[136]
1911 wurde die Standard Oil Company per Gerichtsbeschluss zerschlagen und in 38 Aktiengesellschaften aufgeteilt, von denen mit Exxon (Standard Oil of New Jersey), Socal (Standard Oil of California) und Mobil (Standard Oil of New York) drei später Mitglieder der sogenannten "Sieben Schwestern" wurden.[137]
Etwa zur selben Zeit wurden im damals noch Persischen Reich die ersten großen Ölfunde im Nahen Osten durch die Anglo-Persian Oil Company (heute BP) gemacht. Die von der Anglo-Persian gehaltene Konzession wird von Joffé et al. (2009) als Archetyp für spätere Konzessionen im Nahen Osten bezeichnet. So gewährte sie dem Halter das exklusive Recht zur Exploration großer Gebiete im Land zu bereits im Voraus fixierten fiskalischen Bedingungen im Erfolgsfall. Die Ölgesellschaft erhielt darüber hinaus weitreichende

[133] Vgl. Lynch (2003), S. 199.
[134] Vgl. Yergin (1991), S. 102-104 und Erdmann und Zweifel (2010), S. 188.
[135] Vgl. Yergin (1991), S. 151f. und IFP (2007), S. 10.
[136] Vgl. IFP (2007), S. 10f.
[137] Vgl. Yergin (1991), S. 139-143 und Ströbele et al. (2010), S. 111.

Kontrolle über die Fördermenge, den Transport, die Verarbeitung und den Vertrieb des Öls. Auch legte die Ölgesellschaft den Preis (sog. Listenpreis) fest, auf dem abzuführende Lizenzgebühren und Steuern basierten.[138]
1910 wurde mit der Umrüstung der Royal Navy auf Ölantriebe begonnen und ab 1912 ausschließlich ölbetriebene Schiffe gebaut. Um die notwendige Versorgung mit Öl zu sichern, wurde ein Versorgungsvertrag mit der Anglo-Persian abgeschlossen. Zudem erwarb die britische Regierung 51 % der Anteile an der Anglo-Persian, konnte zwei Vorstandsposten besetzen und bekam ein Vetorecht über Lieferverträge mit der Admiralität und wichtigen politischen Angelegenheiten. Jedoch durfte sie sich nicht in das Tagesgeschäft einmischen.[139]
Durch den Kriegseintritt und damit einhergehenden Bedarf an Rohöl kam es in den USA im Jahr 1917 zu einer vorübergehenden Angebotsknappheit, obwohl die US-Fördermenge in den vorherigen Jahren angestiegen war. So mussten vorhandene Lager angezapft und Öl aus Mexiko importiert werden. Der kalte Winter 1917/18 verursachte zudem eine Kohleknappheit, die zu einem weiteren Anstieg der Nachfrage und schlussendlich zu einem Anstieg der Rohölpreise führte, die sich zwischen 1914 und 1918 verdoppelten.[140]
Nach dem Ende des Ersten Weltkriegs rückte vermehrt die Golfregion in den Fokus der internationalen Ölindustrie. So erhielten europäische und US-Ölgesellschaften insbesondere in den 1910er und 1920er Jahren Explorations- und Förderrechte in der Region. Von besonders großer Bedeutung, für in der Region tätige Ölgesellschaften, war das sogenannte "Rote Linie Abkommen" aus dem Jahr 1928. Dieses bestimmte, dass innerhalb des untergegangenen Osmanischen Reichs nur gemeinschaftlich von der IPC (Iraq Petroleum Company) – und durch keine anderen Ölgesellschaften – Ölexplorationen vorgenommen werden durften. Das Abkommen umfasste alle bedeutenden Lagerstätten des Nahen Ostens mit Ausnahme Persiens und Kuweits. Somit wurde durch dieses Abkommen der Rahmen der zukünftigen Ölpolitik im Nahen Osten gesteckt.[141]
Ende der 1920er Jahre führte die zunehmende Ölförderung in Venezuela und Mexiko, der Anstieg der Fördermenge in den USA und auf dem Weltmarkt zu Niedrigstpreisen angebotenes Öl aus der Sowjetunion zu einem erheblichen Anstieg des globalen Angebots, der einen Einbruch der Ölpreise zur Folge hatte.
Im August 1928 trafen sich daher die Vorsitzenden der drei großen Ölgesellschaften der damaligen Zeit – Exxon (Standard Oil of New Jersey), BP (Anglo-Iranian Oil Company) und Royal Dutch/Shell – im schottischen Achnacarry, wo sie sich auf eine Einschränkung des Wettbewerbs – allerdings nur außerhalb der USA – durch eine Kartellabsprache verständigten.[142]

---

[138] Vgl. Joffe et al. (2009), S. 4.
[139] Vgl. Sampson (1976), S. 61, 66f. und IFP (2007), S. 12.
[140] Vgl. Yergin (1991), S. 229-231.
[141] Vgl. Yergin (1991), S. 266f; Sampson (1976), S. 75f, IFP (2007), S. 18 und Al'Subay (2004), S. 60.
[142] Vgl. Ströbele et al. (2010), S. 111.

Das dort beschlossene, sogenannte "As-Is"-Abkommen sah vor, dass jede Ölgesellschaft für jeden Markt eine Quote (prozentualen Anteil am gesamten Ölverkauf) zugeteilt bekam, die auf den Absatzzahlen von 1928 basierte. Der prozentuale Anteil des Ölverkaufs einer Gesellschaft sollte über die Zeit konstant bleiben, so dass eine Gesellschaft seine absoluten Verkäufe nur bei einem Anstieg der Nachfrage, und in Folge dessen des Gesamtangebots, ausweiten konnte.[143] Da so die Marktanteile fixiert wurden, handelte es sich bei der Vereinbarung um ein klassisches Mengenkartell. In den folgenden Jahren schlossen sich die Ölgesellschaften Mobil, Gulf, Texaco und schließlich Chevron an, die zusammen mit den ursprünglichen drei Gesellschaften das Kartell der "Sieben Schwestern" bildeten, das die Ölmärkte bis in die 1970er Jahre wesentlich beeinflusste. Maßgebend für den Ölpreis sollte das "Gulf-Plus-System" sein, das vorsah, dass Öl überall zum im Golf von Mexiko geltenden Preis, zuzüglich Transportkosten, gehandelt werden sollte. Diese Maßnahme galt dem Schutz der US-Ölindustrie. Das große Problem des Abkommens stellten kleine Ölproduzenten dar, die ihre Marktanteile auf Kosten der großen Ölgesellschaften ausbauten, indem sie deren Preise unterboten. Aufgrund dieser vielen Nicht-"As-Is"-Mitglieder stieg die unkontrollierte Förderung bald wieder an und das Abkommen von Achnacarry verlor an Bedeutung, da die Ölgesellschaften auch wieder begannen, gegenseitig ihre Märkte zu attackieren. Auch gelang es den Ölgesellschaften nicht, ein dauerhaftes Abkommen mit der Sowjetunion zustande zu bringen. 1934 wurde das "As-Is"-Abkommen um ein weiteres Abkommen erweitert, das weniger verbindliche Kooperationsvereinbarungen vorsah. Mit dem Beginn des Zweiten Weltkriegs 1939 kam jedoch auch dieses Abkommen endgültig zum Erliegen.[144]

1938 wurden sowohl in Saudi-Arabien als auch in Kuwait, wo in der ersten Hälfte der 1930er Jahre Explorations- und Förderkonzessionen an westliche Ölgesellschaften vergeben worden waren, Ölvorkommen entdeckt. Bei dem Burgan Feld in Kuwait handelte es sich dabei um das bis dahin größte bekannte Reservoir mit, zum damaligen Zeitpunkt geschätzten, Reserven in Höhe von über 60 Mrd. Barrel.[145]

In Folge der 1938 erfolgten Verstaatlichung von 17 US-amerikanischen und europäischen Ölgesellschaften in Mexiko hatten einige der großen internationalen Ölgesellschafen ihre Ölaktivitäten aufgrund besserer politischer Rahmenbedingungen unter dem Diktator Juan Vicente Gomez nach Venezuela verlagert. So stieg der Anteil von Öl an den Exporten Venezuelas bis Mitte der 1930er Jahre auf über 90 % an.[146] Nach Gomez‘ Tod 1935 reformierten seine Nachfolger schrittweisen den Ölsektor des Landes, der von Standard Oil of New Jersey und Shell dominiert wurde. 1945 gelangte die Accion Democratia an die Macht und der Wirtschaftswissenschaftler Perez Alfonso wurde Ölminister. Entsprechend der von ihm entwickelten Ideen wurde 1948 ein neues Gesetz verabschiedet, das

---

[143] Zudem vereinbarten die Gesellschaften, zur Kostensenkung ihre Anlagen gemeinsam zu nutzen und die Raffineriekapazität nicht unnötig zu erweitern. Zur Steigerung der Effizienz sollten die verschiedenen Märkte zudem aus der geographisch nächstgelegenen Quelle versorgt werden. (Vgl. Yergin (1991), S. 338-343).

[144] Vgl. Yergin (1991), S. 338-348; Sampson (1976), S. 82f sowie Erdmann und Zweifel (2010), S. 189.

[145] Vgl. KPC (o. J., d) und IFP (2007), S. 19.

[146] Vgl. Yergin (1991), S. 545f.

eine 50 %ige Beteiligung des Staates an den Gewinnen aus der Ölförderung beinhaltete - die sogenannte 50:50-Regel.[147] Auch in Saudi-Arabien, Kuwait und dem Irak wurden 1950/51 entsprechende Vereinbarungen mit ausländischen Ölgesellschaften geschlossen.[148]

Auch wenn in den Jahren direkt nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs neue Fördergebiete in Nordamerika erschlossen wurden, litten die USA in den Jahren 1946/47 erneut unter einen Angebotsengpass. So stieg die Anzahl an PKWs und folglich auch der Benzinverbrauch in den Jahren nach dem Zweiten Weltkrieg stark an, so dass Öl 1950 erstmals zum anteilsmäßig größten Energieträger in den USA wurde. Aufgrund der Engpässe stiegen die US-Ölimporte deutlich an und 1948 wurden die USA erstmals zu einem Nettoimporteur von Erdöl.[149] Auch global stieg die Erdölnachfrage nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs aufgrund des wachsenden Automobilmarkts – insbesondere in den 1950er Jahren – mit durchschnittlichen Steigerungsraten von 7 % jährlich.[150]

In der westlichen Welt[151] stieg auch das Angebot zu dieser Zeit, aufgrund neuer großer Funde von Lagerstätten, sowohl im Nahen Osten als auch in Afrika und Venezuela, an. So wurde 1956 in Algerien vom französischen ELF-Konzern Öl entdeckt und nachfolgend die dortige Ölindustrie aufgebaut. Im selben Jahr wurde Öl in Nigeria entdeckt und 1959 in Libyen, das bis 1965 zum sechstgrößten Ölexporteur wurde und Ende der 1960er Jahre sogar mehr Öl als Saudi-Arabien förderte.[152]

Tabelle 4.1: Globale Fördermengen und Reserven 1948 und 1972

	Freie Welt	**USA**	**Naher Osten**	**RdfW**
Fördermenge 1948	8,7 mb/d	5,5 mb/d	1,1 mb/d	2,1 mb/d
Fördermenge 1972	42 mb/d	9,5 mb/d	18,2 mb/d	14,3 mb/d
Anteil an Förderung 1948		63,2 %	12,6 %	24,1 %
Anteil an Förderung 1972		22,6 %	43,3 %	34,0 %
Bestätigte Reserven 1948 (in Mrd. Barrel)	62	21	28	13
Bestätigte Reserven 1972 (in Mrd. Barrel)	534	38	367	129
Anteil an Reserven 1948		33,9 %	45,2 %	21,0 %
Anteil an Reserven 1948		7,1 %	68,7 %	24,2 %

Datenquelle: Yergin (1991), S. 620.

Die Neufunde außerhalb der USA sorgten - wie in Tabelle 4.1 dargestellt - für eine Verschiebung der Gewichte auf dem globalen Ölmarkt. So sank der Anteil der US-amerikanischen Fördermenge von über 60 % im Jahr 1948 auf weniger als ein Viertel im Jahr

[147] Vgl. Sampson (1976), S. 115f.
[148] Vgl. Bukold (2009), S. 25.
[149] Vgl. Yergin (1991), S. 516-519.
[150] Vgl. IFP (2007), S. 20.
[151] Den Ländern außerhalb des Eisernen Vorhangs.
[152] Vgl. Bukold (2009), S. 29 und IFP (2007), S. 20.

1972, wohingegen der Anteil der Förderung aus dem Nahen Osten von 12,6 % auf 43,3 % anstieg. Dieselbe Entwicklung galt für die bestätigten Ölreserven, welche zwar auch in den USA anstiegen, jedoch weit weniger stark als im Nahen Osten.
Trotz des Anstiegs der Nachfrage kam es in den 1950er Jahren zu einem Preisverfall auf dem globalen Ölmarkt, da die Förderkapazitäten im Vergleich zur Nachfrage noch schneller gestiegen waren. Zum Anstieg der Fördermenge trug auch bei, dass die ölexportierenden Länder ihre Einnahmen durch eine Ausweitung der Fördermenge zu steigern versuchten. Die Ölgesellschaften wiederum waren aufgrund des großen Angebots gezwungen, Rabatte auf ihr Öl zu gewähren, so dass der tatsächliche Verkaufspreis unter dem offiziellen Listenpreis lag.[153]
Ein weiterer Grund für den Anstieg der globalen Fördermenge lag in der Rückkehr der Sowjetunion auf den Weltmarkt ab Mitte der 1950er Jahre. In Folge der eingeführten US-Importquoten wurde das Öl aus der Sowjetunion hauptsächlich von der, im Jahr 1953 aus verschiedenen staatlichen, italienischen Öl- und Gaskonzernen fusionierten, ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) gekauft, die damit den großen Ölgesellschaften auf dem westeuropäischen Markt Konkurrenz machte.[154]
1957 handelte die ENI mit der nationalen iranischen Ölgesellschaft (NIOC) eine Vereinbarung aus, gemäß der ENI im Auftrag der NIOC Ölvorkommen im Iran erschließen sollte. Die Vereinbarung sah vor, dass die ENI die Explorationskosten trüge und im Falle von Ölfunden nicht – wie bisher üblich – 50 % der Gewinne erhielte, sondern lediglich 25 %, so dass 75 % der erwirtschafteten Gewinne an die NIOC gehen sollten. Somit wurde mit dieser Vereinbarung erstmals das bisher angewandte 50:50-Prinzip zugunsten des ölreichen Staates verletzt. In den folgenden Monaten wurden weltweit weitere vom 50:50-Prinzip abweichende Vereinbarungen getroffen.[155]

4.3 Die Anfangsjahre der OPEC

Der Anstieg des Angebots in den 1950er Jahren führte Ende der 1950er Jahre zu einem zunehmenden Konkurrenzkampf auf dem globalen Ölmarkt. Da einige Ölgesellschaften ihre Gewinne durch höhere Fördermengen zu steigern versuchten, sank der Marktpreis 1959 unter den Listenpreis, der die Grundlage für die Abgaben der Ölgesellschaften an die Förderländer im Nahen Osten bildete. Der niedrigere tatsächliche Verkaufspreis sorgte bei unveränderten Listenpreisen dafür, dass der auf die Förderländer entfallene Anteil an den erwirtschafteten Gewinnen zunahm und entsprechend der Anteil der Ölgesellschaften an den Gewinnen sank.[156]

---

[153] Vgl. Yergin (1991), S. 635f.
[154] Vgl. Ebenda, S. 636, 642.
[155] Vgl. Sampson (1976), S. 152.
[156] Vgl. Bukold (2009), S. 29f.

In Reaktion auf diese Entwicklungen senkte nun BP, gefolgt von den anderen "Sieben Schwestern", im Februar 1959 einseitig den Listenpreis, was wiederum die Steuereinnahmen der ölexportierenden Länder reduzierte.[157] Dies rief Proteste der betroffenen Regierungen hervor, die sich – mit Ausnahme des Irak – im April 1959 zum arabischen Ölkongress in Kairo trafen. Dort verabredeten die Vertreter der wichtigsten Förderländer erstmals eine gemeinsame Front gegen die Praktiken der Ölgesellschaften und unterzeichneten eine inoffizielle Vereinbarung mit folgenden Empfehlungen an ihre Regierungen:

- Einführung eines Beratungsgremiums, mit dem sich die Preisstruktur verteidigen ließe,
- Gründung staatlicher Ölgesellschaften,
- Aufhebung des 50:50-Prinzips in Richtung 60:40,
- Ausbau inländischer Raffinerie-Kapazitäten und Aufbau von Vertriebsnetzen um unabhängiger von ausländischen Ölgesellschaften zu werden.

Außerdem wurde empfohlen, weitere einseitige Senkungen des Listenpreises durch die Ölgesellschaften zukünftig nicht mehr hinzunehmen.[158]

Im August 1960 senkte erst Exxon und wenig später auch die anderen großen Ölgesellschaften erneut eigenhändig den Listenpreis für Öl aus dem Nahen Osten. Daraufhin trafen sich die Repräsentanten der wichtigsten ölexportierenden Länder (Saudi-Arabien, Venezuela, Kuweit, Irak, Iran), die zum damaligen Zeitpunkt 80 % der globalen Ölexporte ausmachten, am 10. September 1960 in Bagdad. Bei diesem Treffen einigten sie sich auf drei Beschlüsse. So sollten die Mitgliedsländer:

- sich um eine Aufhebung der Listenpreissenkungen vom August bemühen und dafür sorgen, dass zukünftig keine Preisänderungen mehr ohne vorherige Rücksprachen durchgeführt würden,
- ein System zur Fördermengenregulierung ausarbeiten, dass für eine Stabilisierung der Preise sorgt,
- eine dauerhafte Organisation ins Leben rufen, die über eine ständige Vertretung verfügt und sich zweimal jährlich trifft - die Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC).[159]

In den ersten Jahren ihres Bestehens konnte die OPEC nur zwei Erfolge vorweisen. Einerseits waren die Ölgesellschaften nun vorsichtiger bei ihrer Preissetzung und nahmen keine einseitigen Maßnahmen ohne vorherige Konsultation der betroffenen Staaten mehr vor. Zudem senkten sie den Listenpreis kein weiteres Mal. Weitere Erfolge stellten sich zunächst nicht ein, da die Eigentumsrechte an den Ölvorkommen – außer im Iran – bei den jeweiligen Konzessionären, also den Ölgesellschaften, lagen, was die staatlichen Kontrollmöglichkeiten einschränkte. Außerdem konkurrierten auch die ölexportierenden Staaten miteinander und es herrschten politische Rivalitäten zwischen einigen von ihnen.[160] So lag König Faisal von Saudi-Arabien, der 1962 ins Amt kam, nichts daran, zum Nutzen anderer arabischer Länder die Fördermenge in seinem Land zu reduzieren.

---

[157] Vgl. Parra (2004), S. 95.
[158] Vgl. Yergin (1991), S. 640f. und Parra (2004), S. 95 und Ukpanah (2002), S. 5.
[159] Vgl. Parra (2004), S. 99 und Sampson (1976), S. 160f.
[160] Vgl. Yergin (1991), S. 647-649.

Dementsprechend scheiterte der erste Versuch einer Festlegung von Fördermengenobergrenzen für die einzelnen Mitgliedsländer, der auf dem OPEC-Kongress von Tripolis im Juli 1965 gestartet wurde, daran, dass Saudi-Arabien die ihm zugewiesene Quote nicht akzeptierte und die Fördermenge stattdessen ausweitete.[161]
Am 5. Juni 1967 reagierte Israel auf die seit Mai wachsende Bedrohung durch Ägypten, Jordanien und den Irak mit einem Präventivschlag, durch den der sogenannte 6-Tage-Krieg begann. Am 6. Juni riefen die arabischen Ölminister formell ein Embargo gegen alle Staaten aus, die Israel unterstützten und Saudi-Arabien, Kuweit, Irak, Libyen und Algerien stellten daraufhin ihre Öllieferungen an die USA, Großbritannien und Westdeutschland ein. Der Rückgang des Angebots aus dem Nahen Osten belief sich zunächst auf ca. 6 mb/d. Durch einen Bürgerkrieg in Nigeria Ende Juni bis Anfang Juli sank das Ölangebot um weitere 500.000 b/d.[162]
Dass es zu keinen ernsteren Versorgungsengpässen kam, lag insbesondere daran, dass die arabischen Länder bald nach dem Ende des Krieges die Förderung wieder aufnahmen, so dass sich der Verlust auf maximal 1,5 mb/d reduzierte. Diese fehlenden 1,5 mb/d wiederum konnten durch einen Rückgriff auf Lagerbestände sowie Ausweitungen der Förderung in anderen Ländern kompensiert werden. So ließen die, in den USA seit den 1930er Jahren für die Festlegung von Förderquoten zuständige, Texas Railroad Commission und andere US-Behörden eine Ausweitung der Fördermenge um nahezu 1 mb/d zu. Außerdem hatten sich Venezuela und der Iran nicht am Boykott beteiligt, sondern ihre Fördermenge sogar erhöht und dadurch vom arabischen Ölembargo profitiert. Somit waren der erste Einsatz der "Arabischen Ölwaffe" und das selektive Embargo aus Sicht der arabischen Staaten nicht von Erfolg gekrönt und im September wurde das Embargo aufgehoben.[163]
Nachdem das globale Ölangebot nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs zunächst schneller als die Nachfrage angestiegen war, kehrte sich dies in den 1970er Jahren um. So stieg die Nachfrage in der „freien Welt“ von 19 mb/d im Jahr 1960 auf über 44 mb/d im Jahr 1972 an und die Abhängigkeit von Öl aus dem Nahen Osten und Nordafrika wuchs.[164]
Gleichzeitig endete auch die Zeit der Überschusskapazitäten[165] in den USA. Diese hatten sich zwischen 1957 und 1963 noch auf ca. 4 mb/d belaufen und sanken bis zum Jahr 1970 auf 1 mb/d. In diesem Jahr erreichte die US-Fördermenge auch ihren Höhepunkt und der Anteil importierten Öls stieg stark an.
Im März 1971 schließlich erlaubte die Texas Railroad Commission erstmals seit dem Zweiten Weltkrieg eine Ölförderung an der Kapazitätsgrenze, so dass ab diesem Moment die Möglichkeit der US-Regierung, die Fördermenge wenn nötig auszuweiten, nicht mehr

[161] Vgl. Sampson (1976), S. 165f.
[162] Vgl. Yergin (1991), S. 674f und Marcel (2006), S. 24.
[163] Vgl. Yergin (1991), S. 677f; Sampson (1976), S. 175 und Marcel (2006), S. 24.
[164] Vgl. Yergin (1991), S. 688.
[165] Mit Überschusskapazität ist die Menge gemeint, um die die Ölförderkapazität der USA die staatlich verordnete Fördermenge überstieg.

gegeben war. Überschusskapazitäten existierten ab diesem Zeitpunkt nur noch im Nahen Osten.[166]

1970 setzten die OPEC Staaten, zum Teil unter Androhung der Anordnung von Fördermengenkürzungen, höhere Steuersätze und Listenpreise gegenüber den internationalen Ölgesellschaften durch, nachdem die neue libysche Regierung unter Muhammar al Gaddafi hierzu den Auftakt gemacht hatte. Dieses Jahr gilt als ein Wendepunkt für den globalen Ölmarkt, da sich die Machtverhältnisse zwischen Ölgesellschaften und ölreichen Ländern grundlegend zugunsten der OPEC verschoben.[167]

Auf der OPEC-Konferenz in Caracas vom 9. bis 12. Dezember 1970 einigten sich die OPEC-Länder auf eine einheitliche Linie, die einen Grenzsteuersatz von mindestens 55 Prozent auf die Gewinne der Ölgesellschaften, höhere Listenpreise und ein Verbot von Preisnachlässen für einzelne Ölgesellschaften vorsah.[168]

Im Frühjahr 1971 stellte Libyen neue Forderungen an die Ölgesellschaften, die über den vom Iran geforderten 55 % lagen. Daraufhin schlossen sich zwei Dutzend internationale Ölgesellschaften, die für 80 % der globalen Fördermenge standen, zu einer gemeinsamen Front gegen die OPEC zusammen. Am 15. Januar 1971 schickten diese Ölgesellschaften einen Brief an die OPEC, in dem sie eine allumfassende Einigung mit den ölexportierenden Ländern einforderten.[169] In der Folge kam es zu zwei Verhandlungskomplexen:

Die ersten Verhandlungen fanden ab dem 24. Januar 1971 in Teheran statt. Bei diesen Verhandlungen ging es um die zukünftigen Konditionen zwischen den sechs OPEC-Ländern am Persischen Golf und den dort ölfördernden Unternehmen. Am 14. Februar 1971 unterzeichneten die Ölgesellschaften das Teheran-Abkommen mit einer Laufzeit von fünf Jahren. Dieses sah insbesondere eine sofortige Anhebung, sowie in den Folgejahren jährliche Anhebungen des Listenpreises, vor. Insgesamt steigerte das Verhandlungsergebnis die Einnahmen der Golf-Staaten um durchschnittlich 0,35 bis 0,40 US-$ je Barrel.[170]

Im Anschluss an das Abkommen von Teheran fanden Verhandlungen in Tripolis zwischen den OPEC-Staaten mit Zugang zum Mittelmeer – Algerien, Irak, Libyen und Saudi-Arabien – und den in diesen Ländern tätigen Ölgesellschaften statt. Am 2. April wurde das Tripolis-Abkommen geschlossen, das ähnliche Regelungen wie das Abkommen von Teheran enthielt. Auch dieses Abkommen sollte für fünf Jahre gelten.[171]

Nachdem die OPEC-Staaten ihren Anteil an den durch die Ölgesellschaften erwirtschafteten Gewinnen gesteigert hatten, begannen sie, sich mit der Beteiligungs- bzw. Eigentumsfrage zu befassen. Anfang der 1970er Jahre galten in den meisten ölreichen Ländern die bereits erörterten Konzessionssysteme, bei denen die Eigentumsrechte an den Ölvorkommen bei den Konzessionären lagen.[172] Verstaatlichungen der Ölindustrie hatte es bis

---

[166] Vgl. Dvir und Rogoff (2009), S. 16.
[167] Vgl. Parra (2004), S. 120f.
[168] Vgl. Sampson (1976), S. 215.
[169] Vgl. Yergin (1991), S. 703f.
[170] Vgl. Parra (2004), S. 131f.
[171] Vgl. Ebenda, S. 132.
[172] Vgl. Bukold (2009), S. 31.

dahin lediglich in Russland (1918), Mexiko (1938), Iran (1952) und Indien (1958) gegeben.[173]

Den Auftakt der Verstaatlichungswelle machte im Juni 1970 Algerien, als es die Förderanlagen der nicht französischen ausländischen Ölgesellschaften verstaatlichte. Nachdem im Juni 1971 der saudische Ölminister Yamani die meisten anderen OPEC-Mitglieder davon überzeugt hatte, ihre Beteiligungsquote an den Förderanlagen in ihren Ländern schrittweise auf 51 % auszuweiten, wurde auf der OPEC-Konferenz im Juli 1971 die Entscheidung getroffen, entsprechende Schritte vorzubereiten. Yamani wurde beauftragt die Verhandlungen für die Golfstaaten zu führen und am 5. Oktober 1972 kam es zu einer Vereinbarung, die vorsah, dass

- die beteiligten Staaten zum 1. Januar 1973 einen Anteil von 25 % erhielten, der ab 1978 für vier Jahre um jährlich 5 % ansteigen sollte und abschließend um 6 %, so dass der staatliche Anteil ab dem 1. Januar 1982 51 % betrüge,
- die Ölgesellschaften ein Rückkaufsrecht für das dem Staat zustehende Öl erhielten,
- die Ölgesellschaften Kompensationszahlungen für die von den Staaten übernommenen 25 % erhielten.

Diese Vereinbarung wurde in den Folgemonaten von Saudi-Arabien, Abu Dhabi, Kuwait und Katar unterschrieben. Das kuwaitische Parlament ratifizierte die Vereinbarung nicht und Algerien, Libyen, Irak und Kuwait schlossen sich der Vereinbarung nicht an.[174] So übernahm Libyen im Oktober 1972 50 % der Anlagen der ENI und verstaatlichte die Ölanlagen von US-amerikanischen Bunker Hunt im Juni 1973 vollständig. Kurz darauf wurden die Anlagen der anderen in Libyen tätigen Ölgesellschaften zu 51 % verstaatlicht.[175] Der Iran wiederum, der seit 1951 Eigentümer seiner Ölvorkommen war, übernahm 1972 auch das operative Geschäft durch die NIOC und der Irak verstaatlichte im selben Jahr die Iraq Petroleum Company (IPC). [176]

Nach den Verstaatlichungen in den vorangegangenen Jahren existierten Ende 1973 noch drei große Konzessionen in Kuwait, Venezuela und Saudi-Arabien. Auch die unter diesen Konzessionen betriebenen Projekte wurden im weiteren Verlauf der 1970er bis Anfang der 1980er Jahre (Kuwait 1975, Venezuela 1976, Saudi-Arabien 1980) vollständig verstaatlicht. Mit diesen letzten Schritten hatten die Förderländer die Kontrolle über ihre Ölvorkommen übernommen und die Ölkonzerne waren nicht mehr Konzessionäre mit Eigentumsrechten am Öl, sondern lediglich Subunternehmer, die unter Production Sharing-Verträgen, die in Kapitel 5 erläutert werden, tätig waren.[177]

Anfang der 1970er Jahre stieg die globale Ölnachfrage stetig an, während die Förderung an ihre Grenze zu stoßen schien. So sank die Reservekapazität außerhalb der USA bis 1973 auf 1,5 mb/d, wobei die praktische Reservekapazität durch die politisch gewollten Kürzungen der Fördermenge in Libyen und Kuwait sogar eher bei 0,5 mb/d lag. Diese

---

[173] Vgl. IFP (2007), S. 29.
[174] Vgl. Parra (2004), S. 158 und Sampson (1976), S. 229f.
[175] Vgl. Parra (2004), S. 159.
[176] Vgl. Bukold (2009), S. 32.
[177] Vgl. Yergin (1991), S. 802.

Entwicklungen führten zu einem Anstieg des Marktpreises für arabisches Öl von 1,80 US-$ je Barrel im Jahr 1970 auf 2,90 US-$ je Barrel im Sommer 1973.[178]
Am 18. Dezember 1971 und am 12. Februar 1973 werteten die USA den US-Dollar gegenüber Gold in zwei Schritten von 35 US-$ je Unze auf 42,22 US-$ je Unze ab, wodurch die Kaufkraft der Einnahmen der OPEC-Länder aus dem Verkauf von Rohöl in US-Dollar sank. Die OPEC setzte als Reaktion auf diese Kaufkraftverluste Anhebungen des Listenpreises um 8,49 % im Januar 1972 und um 11,9 % im Juni 1973 durch. Auf ihrer Sitzung in Wien Mitte September 1973 verlangte die OPEC zudem ein neues Abkommen mit den Ölgesellschaften, das die aus den gestiegenen Marktpreisen resultierenden Gewinne von den Ölgesellschaften zu den OPEC-Ländern lenken sollte. Damit wurden die Abkommen von Teheran und Tripolis hinfällig.[179]

4.4 Die erste und zweite Ölkrise

Am 6. Oktober 1973 begann mit dem Angriff Ägyptens und Syriens auf Israel der Oktoberkrieg (bzw. Jom-Kippur-Krieg). Am selben Tag trafen Delegierte der Ölgesellschaften in Wien ein, wo Verhandlungen zwischen der OPEC und den Ölgesellschaften über die neuen Forderungen der OPEC beginnen sollten.
Da die Gewinne der Ölgesellschaften zwischen 1972 und 1973 aufgrund des Anstiegs der Marktpreise deutlich stärker gestiegen waren als der Listenpreis, forderte das OPEC-Komitee eine Anhebung des Listenpreises um 100 %, wohingegen die Ölgesellschaften maximal 15 % anboten. Ergebnislos wurde das Treffen auf den 12. Oktober vertagt und die Ölgesellschaften erhielten die Möglichkeit, sich mit den Regierungen der ölimportierenden Industrieländer auszutauschen. Diese sprachen sich gegen eine Annahme der OPEC-Forderung aus und die Ölgesellschaften verlangten eine weitere Frist von zwei Wochen, was die OPEC veranlasste, die Verhandlungen abzubrechen.[180]
Am 16. Oktober trafen sich die Delegierten der Golfstaaten in Kuwait, wo sie eine Anhebung des Listenpreises um 70 % auf 5,12 US-$ je Barrel bekanntgaben. Dies entsprach in etwa dem damaligen Ölpreis am Spotmarkt. Diese Anhebung des Listenpreises erfolgte erstmals einseitig durch die OPEC ohne Einbeziehung der Ölgesellschaften.[181]
Einen Tag später beschlossen die arabischen Ölminister eine monatliche Senkung der Fördermenge um 5 %, bis Israel die im Krieg besetzten Gebiete verlassen würde. Nachdem die USA am 19. Oktober ein Militärhilfepaket an Israel ankündigten, reagierte Saudi-Arabien mit einem sofortigen Öllieferstopp an die USA. In den folgenden Tagen begannen auch die anderen arabischen Staaten mit einem Lieferstopp an die USA und die Niederlande (wegen des Ölimporthafens in Rotterdam). Dieser wurde am 25. Oktober auch auf Portugal, Südafrika und Rhodesien ausgeweitet.[182] Diese Politik der arabischen Staaten wurde als die "Ölwaffe" bezeichnet.

---

[178] Vgl. Bukold (2009), S. 34.
[179] Vgl. Yergin (1991), S. 725 und Parra (2004), S. 160.
[180] Vgl. Parra (2004), S. 178.
[181] Vgl. Yergin (1991), S. 734.
[182] Vgl. Parra (2004), S. 180f; Sampson (1976), S. 250 und IFP (2007), S. 28.

Das Ölembargo blieb zunächst auch nach der Unterzeichnung der Waffenstillstandsvereinbarung zwischen Israel, Ägypten und Syrien vom 26. Oktober in Kraft.[183] Seinen Höhepunkt erreichte es schließlich im Dezember 1973, als die Fördermenge der arabischen Länder auf 15,8 mb/d sank und somit um 5 mb/d geringer war als in der ersten Oktoberhälfte. Iran und Irak, die ihre Fördermenge steigerten, konnten diese Lücke insgesamt nur um 600.000 b/d reduzieren, so dass sich der Nettoverlust im Dezember auf 4,4 mb/d belief.[184]

Die Fördermengenkürzung der OPEC hätte besonders die direkt vom Lieferstopp betroffenen Länder getroffen. Die Ölgesellschaften versuchten dem entgegenzuwirken, indem sie die Reduktionen der Öllieferungen gleichmäßig auf die Importländer verteilten. Als Grundlage für die Verteilung ihrer Lieferungen verwendeten sie den Verbrauch der ersten neun Monate des Jahres. Insgesamt leiteten die großen Ölgesellschaften so etwa ein Drittel ihrer Öllieferungen um, so dass sich die Einbußen bei den Ölimporten auf 17 % in Japan, 18 % in den USA und 16 % in Westeuropa beliefen.[185]

Die Marktpreise für Rohöl stiegen im November und Dezember 1973 durch die unklare Angebotssituation, bei weiterhin steigender Nachfrage, drastisch an. So wurde bei einer Auktion iranischen Öls Mitte Dezember 1973 bis zu 17 US-$ je Barrel geboten.[186] Vor diesem Hintergrund trafen sich am 22. Dezember 1973 die sechs Golfstaaten der OPEC in Teheran, um über den Listenpreis zu entscheiden. Am 23. Dezember verkündete der Schah von Persien auf einer Pressekonferenz die Anhebung des Listenpreis auf 11,65 US-$ je Barrel.[187] Seit Beginn des Krieges hatte sich der Listenpreis für die Sorte Arabian Light somit vervierfacht. Erst Ende Dezember 1973 begannen die arabischen Förderländer ihr Embargo schrittweise zu lockern, auch weil wieder mehr Öl zurück in den Markt floss. Am 18. März 1974 beschlossen die arabischen Ölstaaten das Embargo endgültig aufzuheben.[188]

Die ölimportierenden Industrienationen der OECD reagierten auf die Entwicklungen des Jahres 1973 mit der Gründung der Internationalen Energieagentur im November 1974.

In den 1970er Jahren war die OPEC praktisch synonym mit den ölexportierenden Ländern der Welt (mit Ausnahme der Sowjetunion). So erreichte die OPEC zu dieser Zeit ihren höchsten Anteil an der globalen Fördermenge mit über 53 % im Jahr 1973. Die Einnahmen der OPEC-Staaten aus dem Ölexport stiegen zwischen 1972 und 1977 von 23 Mrd. US-$ auf 140 Mrd. US-$ an, wobei die ölexportierenden Länder die Einnahmen nutzten, um ihre Staatsausgaben auszuweiten. Dies hatte zur Folge, dass die Leistungsbilanz der OPEC-Staaten sich von einem Überschuss von 67 Mrd. US-$ im Jahr 1974 auf

[183] Vgl. Parra (2004), S. 181.
[184] Vgl. Yergin (1991), S. 746f.
[185] Vgl. Ebenda, S. 755-761.
[186] Vgl. Parra (2004), S. 182f.
[187] Vgl. Sampson (1976), S. 255f.
[188] Vgl. Yergin (1991), S. 762-772.

ein Defizit von 2 Mrd. US-$ im Jahr 1978 verschlechterte. In den ölimportierenden Industrieländern wiederum führte der Anstieg der Ölpreise zu einer Rezession bei gleichzeitig hohen Inflationsraten (Stagflation).[189]

Hinsichtlich der Preis- und Förderpolitik kam es im Laufe der 1970er-Jahre innerhalb der OPEC vermehrt zu Meinungsverschiedenheiten, an denen vor allem Saudi-Arabien beteiligt war. So setzte sich Saudi-Arabien auf der OPEC-Konferenz im März und Juni 1974 für eine Beibehaltung des seit Dezember 1973 geltenden Listenpreises ein. Dies begründete das Land damit, dass ein zu hoher Preis sich negativ auf die Erdölnachfrage und die Wirtschaft der ölimportierenden Länder auswirken und Anreize für die Entwicklung alternativer Energiequellen liefern würde. Zwar forderte der Iran eine Anhebung des Listenpreises, doch wurde auf beiden Konferenzen eine Beibehaltung des bisherigen Preises von 11,65 US-$ je Barrel beschlossen.[190]

Die Nachfrage nach Rohöl aus den Industrienationen war 1974 wegen der dortigen Rezessionen bereits gesunken, weshalb auch die OPEC-Länder ihre Fördermenge gegenüber dem Vorjahr deutlich verringerten. Auf der OPEC-Konferenz im September 1974 einigten sich die Mitglieder erneut auf eine Beibehaltung des bisherigen Listenpreises, erhöhten jedoch Lizenzabgaben und Ertragsteuern, um sich einen höheren Anteil an den Gewinnen der Ölgesellschaften zu sichern.[191]

1975 sank die Nachfrage zunächst weiter und im April hatten die OPEC-Länder ihre Förderung soweit gedrosselt, dass sie mittlerweile etwa ein Drittel unter der vorhandenen Förderkapazität lag. Insbesondere Saudi-Arabien, der mit Abstand größte Ölproduzent der OPEC, fungierte nun aufgrund seiner reichlichen Förderkapazitäten als sogenannter Swing-Producer, der seine Fördermenge den jeweiligen Markterfordernissen anpasste, um einen stabilen Preis zu garantieren.[192]

War der Iran im September 1978 mit einer Fördermenge von 6,1 mb/d noch einer der bedeutendsten Ölproduzenten gewesen, so sank die Fördermenge in Folge der im Herbst 1978 einsetzenden Streiks im dortigen Ölsektor bis Januar 1979 auf nur noch 0,7 mb/d. Dies ließ auch die iranischen Ölexporte zwischenzeitlich zum Erliegen kommen.[193]

Saudi-Arabien reagierte auf die Entwicklungen im Iran zunächst mit einer Ausweitung seiner Fördermenge um ca. 2 mb/d. Auch andere OPEC-Länder weiteten ihre Fördermengen aus, so dass sich der Nettoverlust, wie in Abbildung 4.1 zu sehen, zwischen September 1978 und dem ersten Quartal 1979 auf ca. 2,5 bis 3 mb/d belief. Dies entsprach ca. 4 bis 5 % der damaligen globalen Nachfrage.

---

[189] Vgl. Yergin (1991), S. 774-777 und Al'Subay (2004), S. 96.
[190] Vgl. Parra (2004), S. 196f.
[191] Vgl. Ebenda, S. 206f.
[192] Vgl. Sampson (1976), S. 297f.
[193] Das Exportvolumen sank von 4,5 mb/d im September auf weniger als 1mb/d im November (Yergin (1991), S. 837).

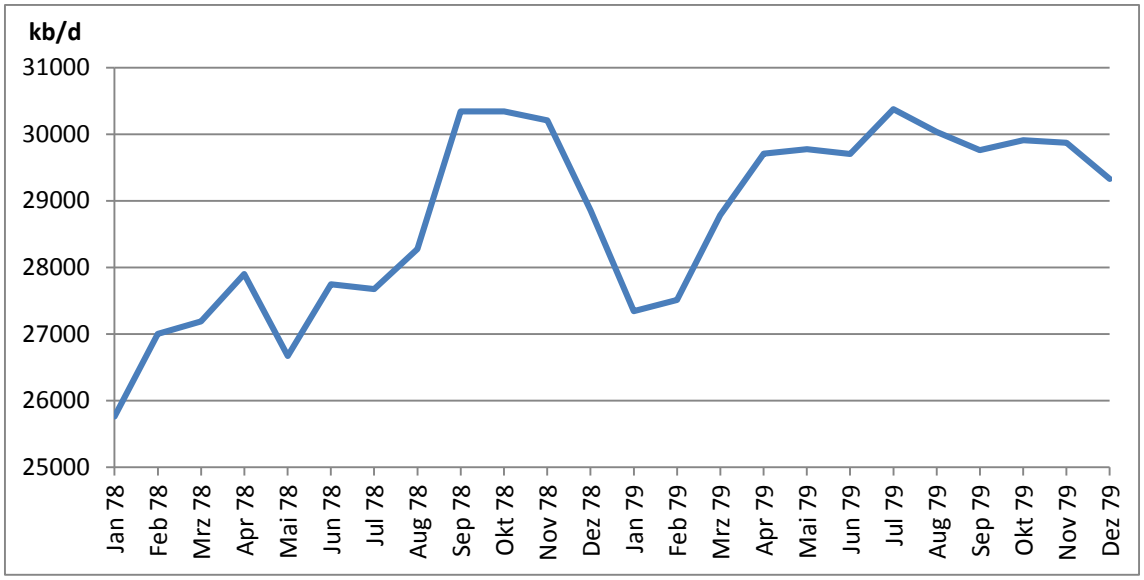


Abbildung 4.1: OPEC Fördermenge in den Jahren 1978/79

Eigene Darstellung, Datenquelle: EIA (2013a)

Obwohl gemäß Yergin (1991, S. 843f) lediglich eine relative Knappheit bezogen auf den Gesamtmarkt vorlag, stieg der Ölpreis der Sorte Dubai zwischen Oktober 1978 und Mai 1979 von ca. 13 auf ca. 34 US-$ je Barrel.[194] Den erheblichen Preisanstieg führt Yergin auf die folgenden Ursachen zurück:

- Prognosen, die einen weiteren Anstieg der Nachfrage erwarten ließen,[195]
- die steigende Bedeutung des Handels am Spotmarkt,
- uneinheitliche Energiepolitiken in den Industrienationen,
- die Möglichkeit für ölexportierende Länder, durch die Entwicklungen im Iran zusätzliche Einnahmen zu generieren, indem sie den Preis im unruhigen Marktumfeld durch Einschränkungen ihres Angebots nach oben trieben,
- Panik unter den Marktakteuren.

Eine weitere Ursache des Preisanstiegs stellte die Lagerhaltung von Öl dar. Da die Ölgesellschaften annahmen, dass die Nachfrage auch in Zukunft steigen würde und die Preise aufgrund der relativen Knappheit weiter steigen, kauften sie 1979 und 1980 mehr Öl ein als benötigt, um dieses zu lagern und später zu höheren Preisen verkaufen zu können. Durch diese Politik der Ölgesellschaften war die globale Ölnachfrage um ca. 3 mb/d höher als die durch den Verbrauch tatsächlich benötigte Menge. In Kombination mit dem Rückgang der Fördermenge im Iran ergab sich somit ein Gesamtdefizit von ca. 5 mb/d. Durch die Käufe zum Aufbau von Lagervorräten wurde also der Mangel mehr als verdoppelt.[196] Der Ölpreis wurde zu dieser Zeit hauptsächlich an den Spotmärkten nach oben

[194] Daten aus Worldbank (o. J.).

[195] So veröffentlichte die IEA 1979 eine Monographie mit dem Titel "A Comparison of Energy Projections to 1985", in der verschiedene Prognosen zur benötigten Ölförderung zur Sättigung der Nachfrage bis 1985 verglichen wurden. Gemäß der Prognosen hätte die OPEC-Fördermenge 1985 32 - 49 mb/d betragen sollen, wobei der Durchschnitt bei 41 mb/d lag.

[196] Vgl. Yergin (1991), S. 845f.

getrieben. So erreichte er im Februar 1979 das doppelte Niveau der offiziellen Listenpreise.[197]

Gemäß Parra (2004, S. 291) war die OPEC maßgeblich verantwortlich für den Anstieg der Preise am Spotmarkt, da sie einerseits die Politik verfolgte kein Öl am Spotmarkt zu verkaufen, aber gleichzeitig ihr Angebot gegenüber den großen Ölkonzernen reduzierte, so dass diese gezwungen waren, Öl am Spotmarkt zu kaufen. Die durch die Angebotsknappheit steigenden Spotmarktpreise wurden wiederum von der OPEC genutzt, um die Listenpreise anzuheben.

Nachdem der Schah Teheran verlassen hatte und Ayatollah Khomeini zurückgekehrt war, steigerte der Iran ab dem März 1979 seine Förderung wieder und nahm auch den Ölexport wieder auf – beides jedoch auf einem niedrigeren Niveau als vor Beginn der Revolution. Saudi-Arabien reagierte auf die Wiederaufnahme der Ölexporte durch den Iran mit Kürzungen der Fördermenge. Auch andere OPEC-Länder kündigten Reduzierungen ihrer Fördermengen und Exporte an, da es für sie lukrativer war, das Öl im Boden zu lassen und später zu höheren Preisen zu verkaufen.[198]

Ab dem Spätsommer 1979 kehrte die Ölkrise zurück. Vor allem die Geiselnahme amerikanischer Mitarbeiter der US-Botschaft in Teheran im November verschärfte die Lage deutlich. US-Präsident Carter verhängte daraufhin ein Embargo gegen iranisches Öl und ließ iranische Guthaben einfrieren. Der Iran wiederum verbot den Verkauf von iranischem Öl an US-Unternehmen. Das Embargo und die iranische Reaktion machten erneut eine Umleitung des Öls notwendig. Zudem wurden die Absatzkanäle unterbrochen und die Käufer an den Spotmarkt getrieben, wodurch der Ölpreis dort weiter, bis auf 50 US-$ je Barrel für einzelne Ladungen, anstieg.[199]

Ende des Jahres 1979 unternahm Saudi-Arabien erste Versuche den Anstieg des Ölpreises zu bremsen, da der saudische Ölminister Yamani eine Ölschwemme in den kommenden Jahren befürchtete.[200] So warnte er auf der OPEC-Konferenz in Caracas im Dezember 1979, dass zu hohe Preise einen Rückgang der Nachfrage nach sich ziehen könnten und die Preisschwankungen negativen Einfluss auf die globale Konjunktur ausüben würden. Allerdings schlossen sich die anderen OPEC-Mitglieder dieser Sicht Saudi-Arabiens nicht an, da sie von einer auch zukünftig robusten Nachfrage ausgingen.[201] Differenzen über den zukünftigen Preis gab es insbesondere zwischen dem Iran und Saudi-Arabien. Im Endeffekt konnte die OPEC auf dieser Konferenz keine Einigung über den Preis erzielen.[202] Auf der OPEC-Konferenz im Juni 1980 in Algier herrschte zwar weiterhin Uneinigkeit über die Preispolitik, doch einigte man sich auf einen Listenpreis von 32 US-$ je Barrel.

---

[197] Vgl. Yergin (1991), S. 848.
[198] Vgl. Ebenda, S. 849f.
[199] Vgl. Ebenda, S. 862-866.
[200] Vgl. Bukold (2009), S. 43.
[201] Vgl. Yergin (1991), S. 869.
[202] Vgl. Bukold (2009), S. 43.

Dabei sollten Abweichungen einzelner Sorten von bis zu 5 US-$ je Barrel erlaubt sein, so dass Saudi-Arabien einen niedrigeren, und andere Mitglieder, wie der Iran, einen höheren Preis verlangen konnten.[203]
Am 22. September 1980 begann der erste Golfkrieg zwischen dem Iran und dem Irak. Die irakischen Angriffe auf die weltweit größte Ölraffinerie im iranischen Abadan und die iranischen Öl-Verladehäfen sowie Städte mit Ölanlagen sorgten für einen Rückgang der iranischen Ölexporte. Der Iran reagierte auf die irakischen Angriffe, indem er die irakischen Ölexporte durch den Golf abwürgte und die syrische Regierung überzeugte, den Transport irakischen Erdöls mittels durch Syrien verlaufende Pipelines zu stoppen. Somit blieb dem Irak nur noch eine Pipeline durch die Türkei, was zur Folge hatte, dass die irakischen Ölexporte nahezu vollständig zum Erliegen kamen.[204]

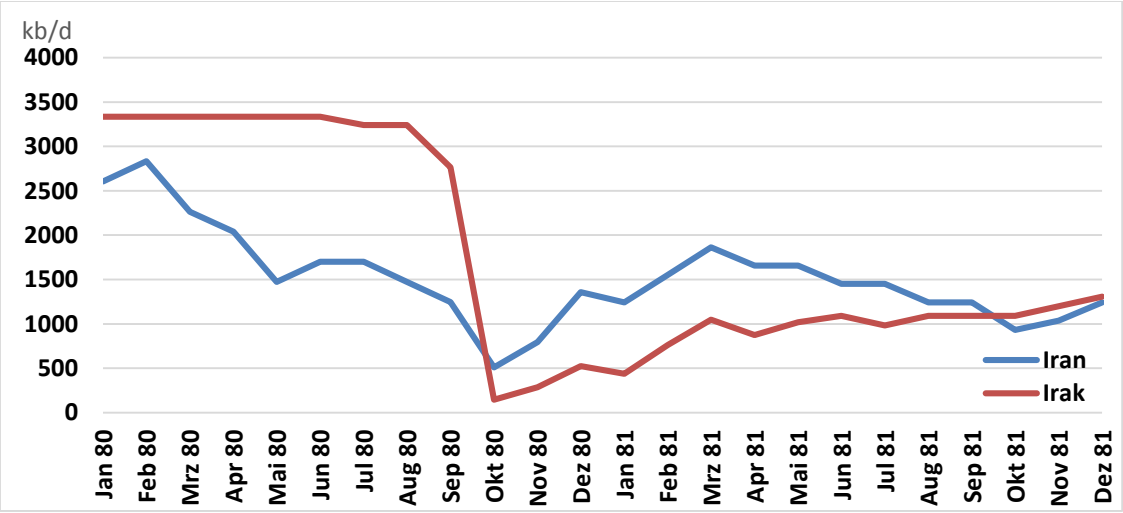


Abbildung 4.2: Iranische und irakische Fördermenge 1980/81 (einschl. Kondensaten)

Eigene Darstellung, Datenquelle: EIA (2013a).

Wie in Abbildung 4.2 zu sehen, wurden dem globalen Ölmarkt durch den ersten Golfkrieg zunächst ca. 4 mb/d entzogen. Dies entsprach zum damaligen Zeitpunkt ca. 15 % der Gesamtfördermenge der OPEC und 8 % der Nachfrage in der freien Welt.

4.5 Der Gegenschock der 1980er und 1990er Jahre

Nachdem der Ölverbrauch in den USA bereits 1979 gegenüber dem Vorjahr gesunken war, sank auch die Nachfrage anderer großer Industrienationen, wie in Tabelle 4.2 dargestellt, ab dem Jahr 1980 deutlich. Ihren Tiefpunkt erreichte die Nachfrage dieser Länder im Jahr 1983, als sie zwischen 18 und 23 Prozent unter dem Niveau vor der Ölkrise lag. In absoluten Zahlen betrug der Rückgang des Ölkonsums der fünf Industrienationen im Jahr 1983 gegenüber dem Jahr 1978 über 6 mb/d.

[203] Vgl. Witte und Goldthau (2009), S. 150.
[204] Vgl. Yergin (1991), S. 878.

Tabelle 4.2: Ölkonsum ausgewählter Industrieländer von 1977 bis 1983(in kb/d)

Land/Jahr	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
USA	18.443	18.756	18.438	17.062	16.060	15.295	15.235
Frankreich	2.325	2.442	2.434	2.262	2.059	1.915	1.881
Deutschland	3.130	3.272	3.380	3.056	2.788	2.641	2.592
Großbritannien	1.870	1.930	1.947	1.672	1.559	1.580	1.531
Japan	4.940	5.185	5.250	4.739	4.519	4.243	4.243

Land/Jahr	1979	1980	1981	1982	1983
USA	-1,7 %	-9,0 %	-14,4 %	-18,5 %	-18,8 %
Frankreich	-0,3 %	-7,3 %	-15,7 %	-21,6 %	-23,0 %
Deutschland	3,3 %	-6,6 %	-14,8 %	-19,3 %	-20,8 %
Großbritannien	0,9 %	-13,4 %	-19,2 %	-18,1 %	-20,7 %
Japan	1,3 %	-8,6 %	-12,8 %	-18,2 %	-18,2 %

Datenquelle aus: BP (2010).

Der Rückgang der Ölnachfrage war auf die schweren Rezessionen in den Industrienationen, einen Anstieg der Lagerbestände und ein Umdenken in der Energiepolitik der Industrienationen zurückzuführen, die ihre Abhängigkeit von Energieimporten reduzieren wollten. Ein wichtiger Bestandteil dieser Neuorientierung war die Ersetzung von Rohöl als Energiequelle für die Erzeugung von Strom durch alternative Energiequellen wie Kohle, Erdgas und Kernkraft[205]. Allein der Anteil von Rohöl als Energiequelle bei der Stromerzeugung sank so in den Mitgliedsländern der IEA zwischen 1973 und 1984 von 23 % auf 11 %. Der Verbrauch von Heizöl konnte durch die Nutzung anderer Energiequellen wie Fernwärme und Erdgas ebenfalls deutlich reduziert werden. Lediglich als Kraftstoff im Transport- und Verkehrssektor stieg der Verbrauch zu dieser Zeit an.[206]
Die Verstaatlichungswelle der Ölindustrie in den OPEC-Ländern in den frühen 1970er Jahren, in Kombination mit dem Ölpreisanstieg während der ersten Ölkrise, sorgte bei den großen internationalen Ölgesellschaften, die bis Anfang der 1970er Jahre hauptsächlich in den OPEC-Ländern mit niedrigen Explorations- und Förderkosten investiert hatten, für ein Umdenken. Da die Ölgesellschaften nicht gewillt waren, zur Nutzung ihrer Raffinerien ausschließlich Öl von staatlichen Ölgesellschaften der OPEC-Länder zu kaufen – und somit von diesen abhängig zu sein – investierten sie nun in die Exploration und Erschließung von Lagerstätten in anderen Regionen. Die gestiegenen Ölpreise ermöglichten dabei auch Investitionen in Regionen mit vergleichsweise hohen Kosten, insbesondere im Offshore-Bereich. Neue Lagerstätten wurden in dieser Zeit sowohl in den norwegischen und britischen Abschnitten der Nordsee als auch in Nordamerika und einigen Entwicklungsländern erschlossen.[207]

[205] So wurde mit dem Bau der deutschen Kernkraftwerke Grafenrheinfeld, Philippsburg 2, Gundremmingen B und C und Grohnde in den Jahren zwischen den beiden Ölkrisen begonnen und andere wie Neckarwestheim 1, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Biblis A und B gingen in dieser Zeit in Betrieb.
[206] siehe hierzu: Parra (2004), S. 242f. und Bukold (2009), S. 43-47.
[207] Vgl. IFP (2007), S. 31f.

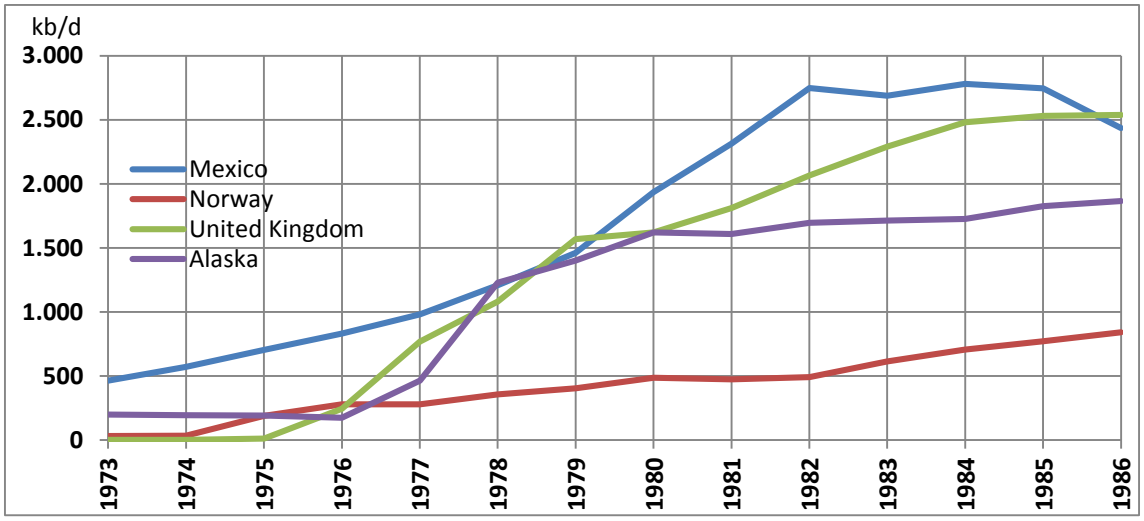


Abbildung 4.3: Fördermenge neuer Förderregionen Ende der 1970er / Anfang der 1980er Jahre Datenquelle: EIA (2013b).

Allein der Anstieg der Fördermenge aus den drei Regionen Nordsee (Norwegen und Großbritannien), Mexiko und Alaska zwischen 1973 und 1985 machte, wie in Abbildung 4.3 zu sehen, insgesamt über 7 mb/d aus. Der Marktanteil der OPEC sank dadurch auf 28,5 %.

Anfang der 1980er Jahre wiederholte sich somit das bekannte Muster früherer Zeiten hoher Ölpreise wie den 1920er und Mitte der 1940er Jahre. So führten die hohen Ölpreise und Sorgen vor zukünftigen Engpässen erneut zu einem Anstieg der Investitionen in neue Fördertechniken und die Erschließung neuer Fördergebiete. Neben den großen neuen Förderländern drängten auch Ägypten, Malaysia, Angola und China sowie weitere Länder mit kleineren Fördermengen zu dieser Zeit neu auf den Ölmarkt.[208]

Zwar hatte die OPEC auf ihrer Konferenz im Dezember 1980 (mit Ausnahme Saudi-Arabiens) noch einmal eine Anhebung des Listenpreises auf 36 US-$ je Barrel beschlossen,[209] doch führten die in den Vorjahren aufgebauten großen Reserven in den Öl importierenden Ländern und die sinkende Nachfrage ab 1981, wie in Abbildung 4.4 zu sehen, letztendlich zu einem Rückgang der Spotpreise. Dies lag auch daran, dass Saudi-Arabien seine Fördermenge ab September 1978 deutlich ausgeweitet hatte, um einen zu hohen Marktpreis zu verhindern.[210] Auch nach dem Ausbruch des iranisch-irakischen Krieges im September 1980 hatte Saudi-Arabien seine Fördermenge in den Folgemonaten um ca. 700.000 b/d ausgeweitet, um den kriegsbedingten Ausfall zumindest teilweise auszugleichen. Andere OPEC-Länder hatten ihre Fördermenge ebenfalls erhöht.[211] Gleichzeitig

[208] Vgl. Yergin (1991), S. 886.
[209] Vgl. Bukold (2009), S. 44.
[210] Zwischen August und Dezember 1978 erhöhte Saudi-Arabien die Fördermenge um mehr als 3 mb/d von durchschnittlich 7,1 mb/d auf 10,4 mb/d und hielt sie auch in den folgenden Monaten mit wenigen Ausnahmen auf einem hohen Niveau von knapp 10 mb/d.
[211] Insgesamt konnte der Produktionsrückgang aus dem Iran und Irak von ca. 3 mb/d durch die ausgeweitete Fördermenge der anderen OPEC-Staaten so halbiert werden.

stieg - wie bereits erörtert - die Fördermenge aus Nicht-OPEC-Ländern wie Mexiko, Großbritannien und Norwegen.

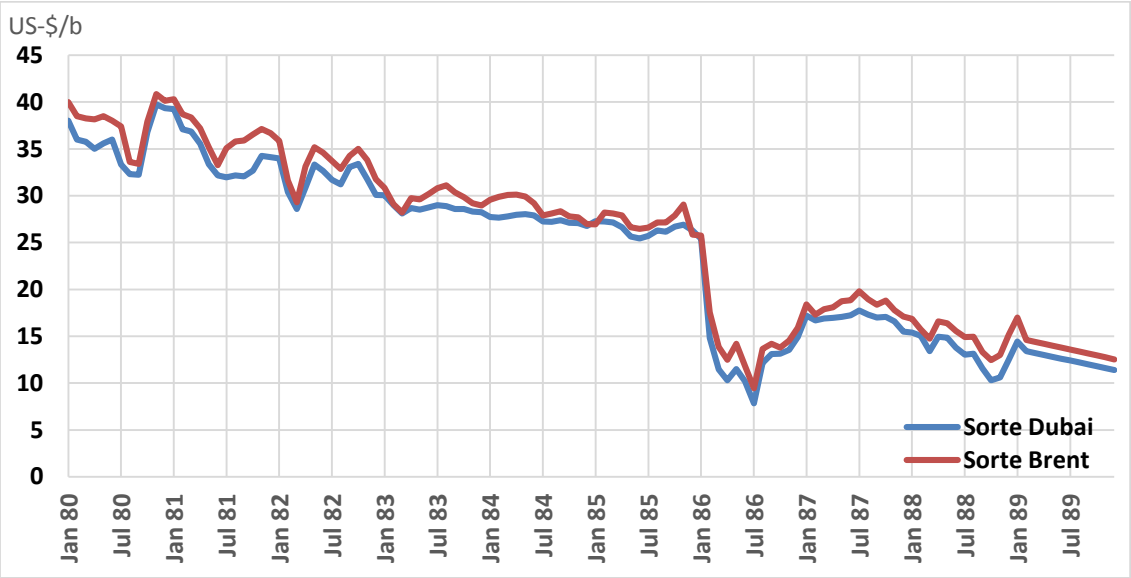


Abbildung 4.4: Ölpreisentwicklung in den 1980er Jahren

Datenquelle: Worldbank (o. J.).

Auf ihrer Konferenz im Oktober 1981 einigten sich die OPEC-Länder erstmals nach mehreren Jahren wieder auf einen einheitlichen Listenpreis. Dieser sollte 34 US-$ je Barrel betragen. Zudem kündigte Saudi-Arabien eine Senkung seiner Fördermenge um 1 mb/d ab dem November an.[212]

Nachdem Anfang des Jahres 1982 bereits Venezuela, Mexiko, Algerien und Malaysia die Listenpreise gesenkt hatten, senkte der Iran als erstes großes OPEC-Land den Listenpreis im Februar 1982 in drei Schritten um 4 US-$ je Barrel. Ziel war es seine gegenüber dem Vorjahr um ca. 500.000 b/d gesunkenen Ölexporte, die zur Finanzierung des Krieges gegen den Irak notwendig waren, wieder steigern zu können. Auch die britische, in der Nordsee fördernde, Ölgesellschaft BNOC senkte ihre Preise im Februar und März um insgesamt 5,50 US-$ je Barrel. Mexiko verkündete im März ebenfalls eine weitere Senkung um 2,50 US-$ je Barrel, woraufhin auch der Spot-Preis für die saudische Sorte Arabian-Light unter den Listenpreis, auf 28 US-$ je Barrel, sank.[213]

Um den Listenpreis auf dem im Oktober 1981 vereinbarten Niveau halten zu können, einigten sich die OPEC-Staaten auf ihrer Konferenz am 19./20. März 1982 erstmals auf eine maximale Gesamtfördermenge (Quote) von 17,5 mb/d, wobei jedem Land mit Ausnahme Saudi-Arabiens, das sich offiziell nicht beteiligte, eine feste Quote zugewiesen wurde. Die OPEC beabsichtigte somit eine Stabilisierung der Preise über Anpassungen der Fördermenge. [214]

---

[212] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 166f.
[213] Vgl. Parra (2004), S. 277 und Skeet (1988), S. 183.
[214] Vgl. OPEC (2003) und Parra (2004), S. 277f.

Als problematisch an dieser ersten Quotenvereinbarung erwies sich, dass die einigen Ländern zugeteilten Quoten über deren bisheriger Fördermenge lagen (Nigeria, Iran, Libyen und Algerien). Zudem gab es keine Verpflichtung sich an die Quoten zu halten und keine Instanz die Sanktionen hätte verhängen können. Dies führte bald dazu, dass der Iran ankündigte, statt der vereinbarten 1,2 mb/d mindestens 2,5 mb/d exportieren zu wollen. Zudem unternahm der Iran keine Anstalten, den Verkaufspreis wieder auf das von der OPEC angestrebte Niveau zu erhöhen.[215]

In den folgenden Monaten weiteten einige OPEC-Mitglieder – vor allem Iran, Libyen und Venezuela – ihre Exporte deutlich über die vereinbarten Quoten aus, indem sie Rabatte auf ihr Öl gewährten. Dadurch verloren die OPEC-Mitglieder vom arabischen Golf, die am offiziellen Preis festhielten, an Marktanteilen. Auf dem nächsten OPEC-Treffen im Juli 1982 forderten Iran und Libyen zulasten von Saudi-Arabien eine Anhebung ihrer offiziellen Quoten, so dass die Quotenvereinbarung vom März endgültig zur Farce wurde.[216]

Nachdem Mitte Februar 1983 die nächste Preissenkungsrunde von der britischen BNOC eingeläutet worden war, der sich auch die norwegische Statoil, Nigeria und die Sowjetunion anschlossen,[217] trafen sich die OPEC-Ölminister im März 1983 zu einer Krisenkonferenz in London. Resultat dieser Konferenz war das sogenannte "Londoner Abkommen", das zwei bedeutende Entscheidungen beinhaltete:

- Der Listenpreis für Arabian-Light als Referenzsorte für OPEC-Öl sollte auf 29 US-$ je Barrel gesenkt werden. Dabei handelte es sich um die erste Senkung des Listenpreises in der Geschichte der OPEC.
- Man einigte sich auf eine Deckelung der OPEC-Fördermenge bei 17,5 mb/d für den Rest des Jahres. Dabei wurden den OPEC-Mitgliedern individuelle Quoten zugeordnet. Die einzige Ausnahme stellte Saudi-Arabien dar, das als "Swing-Producer" agieren sollte, der sein Angebot an die jeweiligen Marktbedingungen anpasst um den Markt auszubalancieren.[218]

Die Förderung aus den Nicht-OPEC-Ländern stieg auch nach dem Londoner Abkommen weiter an, während die Nachfrage, aufgrund der sich nur langsam erholenden Weltwirtschaft, weiterhin schwach blieb. Hatten die OPEC-Minister nach der Konferenz im Juli 1984 noch die Hoffnung, die Fördermengengrenze auf der nächsten Konferenz auf 19 mb/d ausweiten zu können, sorgte eine höhere Fördermenge der britischen BNOC und Norwegens im Oktober 1984 für einen weiteren Rückgang des Spotpreises, der unter den Listenpreis der OPEC sank. Die OPEC reagierte auf ihrer außerordentlichen Konferenz vom 29. bis 31. Oktober 1984 mit einer Verringerung ihrer Fördermengenobergrenze ab November auf 16 mb/d. Durch diese Maßnahme sollten die Preise stabilisiert werden.[219]

---

[215] Vgl. Parra (2004), S. 278.
[216] Vgl. Ebenda, S. 279f.
[217] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 168.
[218] Vgl. hierzu: Goldthau und Witte (2009), S. 169 und Parra (2004), S. 280.
[219] Vgl. hierzu: Goldthau und Witte (2009), S. 170f.; Parra (2004), S. 281f und OPEC (2003).

Da die Ölnachfrage in den Industriestaaten aufgrund eines ungewöhnlich warmen Winters deutlich weniger anstieg als üblich und gleichzeitig einige kleinere OPEC-Länder, entgegen der OPEC-Vereinbarung, ihre Fördermenge ausweiteten, gerieten die Preise weiter unter Druck.[220]

Nachdem Saudi-Arabien bislang eine Politik zur Stabilisierung der Ölpreise verfolgt hatte, änderte das Land ab September 1985 seine Ölpolitik, indem es ankündigte auf die Rolle als „Swing Producer“ zukünftig zu verzichten und stattdessen zur Verteidigung seiner Marktanteile überzugehen. Bis dahin war der nominale Ölpreis um 25 % gesunken, obwohl Saudi-Arabien seine Fördermenge gegenüber dem Jahr 1981 bereits um 75 % reduziert hatte.[221] So hatte Saudi-Arabien bis dahin nahezu die komplette Last, der zur Stabilisierung des Ölpreises notwendigen Reduktion der Fördermenge, innerhalb der OPEC getragen und geriet aufgrund der bereits auf 2 mb/d gesunkenen Ölexporte auch an physische Grenzen hinsichtlich seiner Möglichkeiten zur Stabilisierung der Ölpreise.[222]

Der saudischen Strategie „Pro-Marktanteile“ folgten weitere ölexportierende Länder die, wie auch Saudi-Arabien, sogenannte "Netback"-Verträge mit den Ölgesellschaften abschlossen. Hierbei wurden den Abnehmern keine festen Preise berechnet. Stattdessen ließ man sich für das raffinierte Produkt auf Basis der jeweiligen Marktpreise bezahlen, wobei den Raffinerien eine vorher festgelegte Marge garantiert wurde und der Staat den Rest erhielt. Auf ihrer im Dezember 1985 stattfindenden Konferenz verkündete die OPEC schließlich zukünftig nicht mehr den Preis zu stützen, sondern der OPEC "auf dem Weltölmarkt einen fairen Anteil zu sichern und zu verteidigen.“ Das Londoner Abkommen fand somit sein Ende. [223]

Die Entscheidung der OPEC beschleunigte den Einbruch der Ölpreise (vgl. Abbildung 4.4). So drittelten sich die Preise der Sorten Brent und Dubai zwischen November 1985 und Juli 1986. Die von der OPEC geförderte Menge war zwischen Dezember 1985 und Juli 1986 um nahezu 2 mb/d gestiegen. Allein Saudi-Arabiens hatte seine Fördermenge in diesem Zeitraum um 1 mb/d ausgeweitet.

Der Einbruch der Ölpreise wirkte sich besonders negativ auf Produzenten mit hohen Förderkosten aus. So waren insbesondere viele kleine Produzenten in den USA betroffen. Waren vor dem Einbruch der Preise noch aus ca. 450.000 Kleinst-Bohrlöcher mit einer täglichen Fördermenge von 2 bis 3 Barrel insgesamt ca. 1,3 mb/d gefördert worden, wurde in Folge des Preiseinbruchs mehr als die Hälfte dieser Bohrlöcher stillgelegt, was einen Rückgang der US-Fördermenge um mehr als 700.000 b/d zur Folge hatte.[224]

Ein weiteres Ziel der OPEC hatte darin bestanden, Marktanteile von den, ebenfalls zu vergleichsweise hohen Kosten fördernden, Produzenten in der britischen und norwegischen Nordsee zurückzugewinnen. Dort sank die Fördermenge jedoch nur geringfügig,

---

[220] Vgl. hierzu: Goldthau und Witte (2009), S. 171 und Parra (2004), S. 282f.
[221] Vgl. Hamilton (2011), S. 18.
[222] Vgl. Lynch (2003), S. 206, 216.
[223] Vgl. Yergin (1991), S. 920f und Goldthau und Witte (2009), S. 173f.
[224] Vgl. Parra (2004), S. 290.

was hauptsächlich an der Kostenstruktur von Ölprojekten in dieser Region lag. So wiesen Ölprojekte in der Nordsee hohe, bereits versunkene, Explorations- und Erschließungskosten auf, wohingegen die reinen Förderkosten mit ca. 6 US-$ je Barrel relativ gering waren, so dass die Ölförderung bei einem Ölpreis oberhalb dieser Marke fortgesetzt wurde. Zudem sorgte die hohe Steuerlast dafür, dass beispielsweise ein Rückgang des Ölpreises von 20 auf 10 US-$ je Barrel den Betreiber eines britischen Ölfelds nur 0,85 US-$ je Barrel kostete und die restlichen Verluste indirekt vom britischen Fiskus übernommen wurden (über geringere Einnahmen aus Steuern und Lizenzabgaben).[225]
Bei ihrem Treffen in Genf im Dezember 1986 einigte sich die OPEC auf einen Listenpreis von 18 US-$ je Barrel und legte Förderquoten fest, die dazu dienen sollten, dieses Ziel zu erreichen. Der neue Listenpreis sollte auf Grundlage eines Korbes von sieben Ölsorten ermittelt werden. Aufgrund des iranisch-irakischen Krieges beteiligte sich der Irak nicht an der Einigung und bekam eine symbolische Quote von 1,5 mb/d zugeteilt. Auf die verbliebenen 12 OPEC-Länder entfiel eine Quote von insgesamt 17,3 mb/d.[226]
Für einige Monate funktionierte das neue System zunächst, was aber primär daran lag, dass Saudi-Arabien wieder die Rolle des Swing-Producers einnahm und seine Fördermenge gegenüber dem Sommer 1986 deutlich reduzierte. Im September 1987 forderten dann die Aramco-Partner (Exxon, Chevron, Texaco, Mobil) eine Reduzierung des Listenpreises und eine Rückkehr zum Marktpreissystem. Zunächst willigten Saudi-Arabien und wenig später auch die anderen OPEC-Mitglieder ein und der feste Listenpreis von 18 US-$ je Barrel wurde in einen "Referenzpreis" umgewandelt, an dem sich die OPEC nun bei ihrer Quotenfestlegung orientieren wollte.[227]
Als Referenzwerte wurden ab 1988 die Preise der Sorten WTI (West Texas Intermediate) für Lieferungen nach Nordamerika, Brent für Lieferungen nach Europa und Oman/Dubai für Lieferungen in den Fernen Osten verwendet. Der Preis für Lieferungen von OPEC-Öl in die Absatzmärkte sollte sich zusammensetzen aus dem aktuellen Marktpreis der Referenzsorte zuzüglich eines Auf- oder Abschlags in Abhängigkeit von Qualität und Transportkosten für das OPEC-Öl (formula pricing). Insofern richtete sich die OPEC nun nach dem aktuellen Marktpreis.[228]

Tabelle 4.3: Globale Ölnachfrage in den 1980er Jahren (in mb/d)

	1982	**1983**	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**
Globaler Konsum	57,8	57,6	58,9	59,2	61,0	62,3	64,3	65,6	66,7

Datenquelle: BP (2015).

Wie in Tabelle 4.3 dargestellt, erholte sich die globale Nachfrage ab 1984 und stieg bis zum Jahr 1990 um ca. 9 mb/d gegenüber den Jahren 1982 und 1983 an. Gleichzeitig zeigte sich im Zeitraum von 1985 bis 1990 bei den Nicht-OPEC-Ländern auf der Angebotsseite

[225] Vgl. Bukold (2009), S. 48f.
[226] Vgl. Yergin (1991), S. 932-942 und Goldthau und Witte (2009), S. 179.
[227] Vgl. Parra (2004), S. 289 und Goldthau und Witte (2009), S. 179f.
[228] Vgl. Ebenda, S. 321.

ein uneinheitliches Bild. So wiesen Norwegen, Malaysia, Oman, Kolumbien, Angola und Jemen über diesem Zeitraum einen aggregierten Anstieg der Ölexporte um ca. 2 mb/d auf, während die Exporte aus Großbritannien, Mexiko und der Sowjetunion um ca. 1,2 mb/d sanken, so dass die Nettoexporte aus diesen Nicht-OPEC Ländern lediglich um ca. 800.000 b/d zunahmen. Der Rückgang der britischen Fördermenge hatte mehrere Ursachen. Einerseits senkten die gesunkenen Ölpreise und höhere Steuern die Rentabilität von Ölprojekten in der britischen Nordsee, so dass die Anzahl neuer Bohrungen stark zurückging. Zudem hatten einige der Anfang der 1980er Jahre erschlossenen großen Felder bereits Ende der 1980er Jahre ihren Peak erreicht und neue Bohrlöcher erwiesen sich als weniger ergiebig als erwartet. Überdies kam es Ende der 1980er zu mehreren Unfällen auf britischen Ölplattformen wie der Explosion der Piper-Plattform im Juli 1988.[229]

Durch den nur geringen Anstieg der Fördermenge außerhalb der OPEC in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre und gleichzeitigen Anstieg der Nachfrage stieg auch die Abhängigkeit der ölimportierenden Länder von der OPEC wieder an und diese konnte ihre, den Mitgliedsländern zugewiesenen, offiziellen Förderquoten sowie die tatsächliche Fördermenge schrittweise ausbauen. So stieg der Anteil der OPEC an der globalen Fördermenge wieder auf ca. 34 % im Jahr 1990.[230]

Der Golfkrieg 1990/91 gilt als erster internationaler Krieg um Erdöl, da die Kontrolle über Ölvorkommen für beide Phasen des Krieges, die Besetzung Kuwaits durch den Irak und die Vertreibung der irakischen Armee durch die Koalitionstruppen, ausschlaggebend war.[231] So waren die Erdöleinnahmen des Iraks durch den Ölpreisrückgang in den 1980er Jahren gesunken und der kostenintensive erste Golfkrieg hatte zur Schuldenaufnahme, insbesondere bei reicheren Golfstaaten, geführt, die in einer Finanzkrise des Landes mündete. Mit Kuwait kam es nun im Sommer 1990 zu Meinungsverschiedenheiten, insbesondere über die Fördermenge des Landes, die am 2. August 1990 in der irakischen Invasion Kuwaits mündeten. Als Reaktion auf die Invasion verhängten die Vereinten Nationen ein Embargo gegen irakisches und kuwaitisches Öl. Durch das Embargo sank das globale Ölangebot unmittelbar um 4 mb/d. [232]

Der Preis der US-Rohölsorte WTI stieg in den drei Wochen nach Beginn der Invasion Kuwaits um nahezu 50 %. Die Ankündigung der nicht unmittelbar am Krieg beteiligten OPEC-Mitglieder auf ihrer Konferenz Ende August, ihre Fördermenge "den Notwendigkeiten entsprechend" anzuheben, ließ den Preis nur vorübergehend unter 30 US-$ je Barrel sinken, bevor er im September und Oktober seinen Höhepunkt bei 40 US-$ je Barrel erreichte, als noch nicht feststand, ob die Angebotslücke tatsächlich geschlossen werden könnte.[233]

---

[229] Vgl. Parra (2004), S. 260f.
[230] Vgl. Al'Subay (2004), S. 97.
[231] Vgl. Bukold (2009), S. 51.
[232] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 190 und Lixfeld (2005), S. 227.
[233] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 191.

Bis Dezember schafften es insbesondere Saudi-Arabien mit 3 mb/d, Venezuela, die Vereinigten Arabischen Emirate und kleinere Förderländer, die entstandene Angebotslücke durch Ausweitungen ihrer Fördermenge nahezu zu schließen. Da sich die irakische Armee auch nach den UN-Resolutionen, die einen Abzug der Truppen aus Kuwait bis zum 15. Januar 1991 forderten, nicht zurückzog, begann die Koalition unter Führung der USA am 17. Januar mit Angriffen gegen den Irak. Der Ölmarkt reagierte auf die Nachricht des Angriffs zunächst mit einem Preissprung von 30 auf 40 US-$ je Barrel, sank dann aber innerhalb weniger Stunden auf 20 US-$ je Barrel. Vor dem Waffenstillstand am 28. Februar 1991 setzten die irakischen Streitkräfte noch die kuwaitischen Ölfelder in Brand.[234]

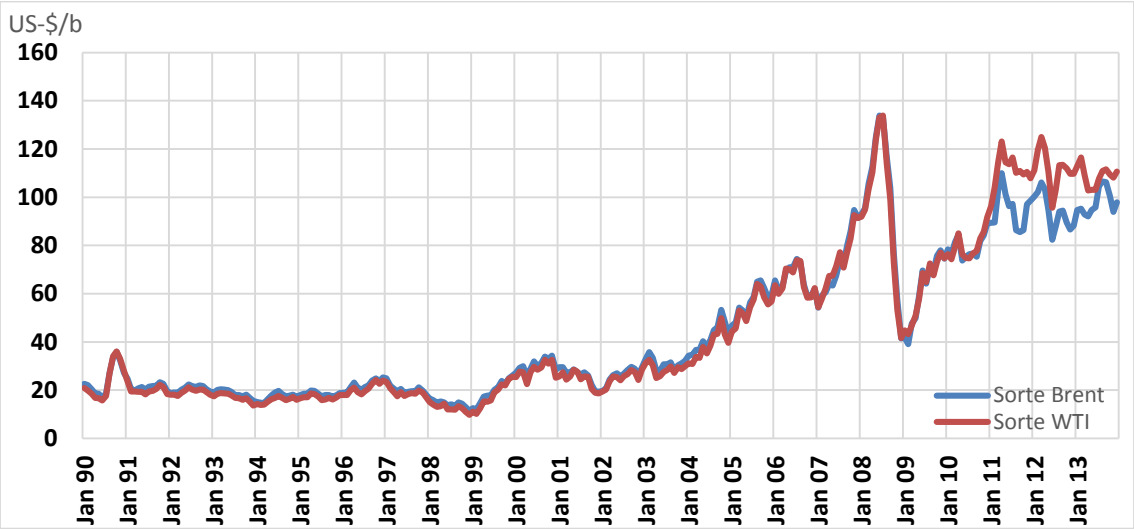


Abbildung 4.5: Ölpreisentwicklung seit Anfang der 1990er Jahre

Datenquelle: Worldbank (o. J.).

Mit der 1994 einsetzenden Beschleunigung des Weltwirtschaftswachstums stieg auch die Rohölnachfrage, die zwischen 1991 und 1993 aufgrund der schwächeren Weltwirtschaft kaum gestiegen war, wieder stärker an und wuchs mit Raten von knapp 2 % in den Jahren 1994 und 1995 (vgl. Tabelle 4.4).

Tabelle 4.4: Weltwirtschaftswachstum und globaler Ölverbrauch

	1989	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**
WR des realen globalen BIP	3,9 %	3,2 %	2,2 %	2,2 %	2,1 %	3,4 %	3,3 %
WR der globalen Ölnachfrage	2,1 %	1,8 %	0,1 %	1,0 %	-0,3 %	2,0 %	1,8 %

Datenquellen: IWF (2015) und BP (2010).

Hinsichtlich der Ölförderung in Nicht-OPEC-Ländern zeigte sich in der ersten Hälfte der 1990er-Jahre ein uneinheitliches Bild. So stieg die Fördermenge in Norwegen und Großbritannien in diesem Zeitraum um insgesamt 1,9 mb/d an. Allein in Großbritannien setzte

[234] Vgl. Yergin (1991), S. 948-958.

zwischen 1990 und 1995 die Förderung aus ca. 40 kleinen bis mittelgroßen Feldern ein. Auch in Kanada und Mexiko war ein leichter Anstieg der Fördermenge zu verzeichnen. Auch in Angola, Kolumbien, Malaysia, Oman, Syrien und Jemen stieg die Fördermenge in den frühen 1990er Jahren.[235]
Dass die Fördermenge außerhalb der OPEC in diesem Zeitraum dennoch um ca. 1 mb/d sank, war insbesondere auf die Entwicklungen in der ehemaligen Sowjetunion zurückzuführen. Die dortige Fördermenge hatte 1988 mit mehr als 12 mb/d ihren Höhepunkt erreicht und verringerte sich in den ersten Jahren nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion weiter. So sank die tägliche Fördermenge in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion im Zeitraum zwischen 1990 und 1995 um über 4 mb/d (vgl. Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5: Fördermengenentwicklung (in mb/d) in den Jahren 1989 bis 1995

	1989	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**
Großbritannien	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	2,4	2,5
Norwegen	1,5	1,6	1,9	2,1	2,3	2,6	2,8
Mexiko	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,7
Kanada	1,6	1,6	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8
(Ehemalige Sowjetunion)	12,0	11,3	10,3	8,8*	7,9*	7,2*	7,1*
Nicht-OPEC	38,4	38,0	37,7	36,4	35,7	36,3	36,9
OPEC	21,4	22,5	22,4	23,7	24,5	24,9	25,5

Datenquelle: EIA (2013b).
** Russland, Kasachstan, Aserbaidschan, Turkmenistan, Usbekistan, Ukraine, Weißrussland*

Anfang der 1990er Jahre rückten die Ölvorkommen der ehemaligen Sowjetunion in den Fokus der internationalen Ölindustrie. Dazu gehörten neben den Russischen insbesondere auch die Ölvorkommen in den Ländern am Kaspischen Meer.[236] Zwar waren die günstig zu erschließenden Felder auf dem Festland mittlerweile überwiegend ausgebeutet, doch boten sich durch neue Technologien Möglichkeiten, die Offshore-Lagerstätten im Kaspischen Meer zu erschließen. Die Länder am Kaspischen Meer wurden nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion von autokratischen Herrschern regiert, die die Öl- und Gasindustrie als strategische Industrien ansahen und deren Einnahmen sie zur Sicherung ihrer Herrschaft benötigten. Da sie im Gegensatz zur russischen Regierung nicht bereit waren, die Ölindustrie aus der Hand zu geben, gründeten sie staatliche Ölgesellschaften und boten ausländischen Ölgesellschaften Anreize, in ihren Ländern tätig zu werden. So konnten ausländische Ölgesellschaften Konzessionen und Förderlizenzen erwerben sowie unter Production-Sharing-Verträgen tätig werden. Die staatlichen Ölgesellschaften sollten dabei, z. B. durch die Bildung von Joint-Ventures, mit einbezogen werden. So gelang es den internationalen Ölgesellschaften, Zugang zum Öl am Kaspischen Meer zu erlangen. Dies trug dazu bei, dass sich die Fördermenge in der Region erst stabilisierte

[235] Vgl. Parra (2004), S. 262.
[236] Kasachstan, Aserbaidschan, Turkmenistan und Usbekistan. Wobei Kasachstan und Aserbaidschan über wesentlich größere Ölvorkommen verfügen und entsprechend auch die Fördermenge deutlich höher ausfiel und ausfällt.

und dann sukzessive anstieg. Allerdings herrschte gemäß Bukold in diesen Ländern in den 1990ern auch administrative Willkür, ein unsicheres Rechtssystem, unklare Eigentumsverhältnisse und ein ausgeprägter Klientelismus, was die Investitionsbereitschaft internationaler Ölkonzerne wiederum einschränkte.[237]
Mit dem ab 1994 beschleunigten Weltwirtschaftswachstum stieg auch die globale Ölnachfrage wieder stärker an und belief sich 1997 auf ca. 73 mb/d.[238] Aufgrund des großen Ölangebots aus den Nicht-OPEC-Staaten behielt die OPEC ihre offizielle Förderquote im Zeitraum von Oktober 1993 bis Juni 1996 bei 24,2 mb/d. Zum Juli 1996 weitete die OPEC ihre Fördermenge aufgrund der gestiegenen Nachfrage und des auf nahezu 24 US-$ je Barrel gestiegenen Preises auf 25 mb/d aus.[239]
Im Frühjahr 1997 begann die in den vorherigen Jahren entstandene Finanzblase in Südostasien zu platzen. Die Wirtschaftsleistung der sogenannten "Tiger"- und "Panther"-Staaten[240] waren bis dahin in den 1990ern mit durchschnittlich 8 bis 12 % jährlich gewachsen und auch der Ölverbrauch dieser Länder war im Zeitraum zwischen 1990 und 1997 von 3,7 mb/d auf 6,5 mb/d angestiegen. Durch das Platzen der Blase zogen ausländische Investoren ihr Kapital ab, die Währungen der Länder brachen ein und Kreditinstitute gerieten in Schieflagen, was wiederum zu "Bank Runs" führte. Die folgende Wirtschaftskrise ließ das reale Bruttoinlandsprodukt einiger ostasiatischer Staaten 1997 gegenüber dem Vorjahr deutlich einbrechen[241] und entsprechend auch die Ölnachfrage aus dieser Region. Zudem entwickelte sich die Asien-Krise zur "Asiatischen Grippe", was bedeutete, dass die sinkende Nachfrage aus dem südostasiatischen Raum die Weltwirtschaft zu beeinflussen begann, bei der ebenfalls ein Abschwung einsetzte.[242]
Trotz dieser Tendenzen beschloss die OPEC auf ihrer Konferenz Ende November/Anfang Dezember 1997 in Erwartung einer bald wieder steigenden Nachfrage, ihre Fördermenge um 2,5 mb/d auszuweiten.[243] Der Ölpreis, der bereits im Verlauf des Jahres 1997 gesunken war, brach daraufhin weiter ein und erreichte sein Tief im Dezember 1998, als die Sorten Brent und WTI durchschnittlich 10 US-$ je Barrel kosteten.
Auch die OPEC-Entscheidung im März und Juni 1998 über Senkungen der Förderquote, um (ohne Berücksichtigung des Irak) insgesamt ca. 1,8 mb/d, konnten den Preisverfall jeweils nur vorübergehend stoppen. Neben den OPEC-Ländern, deren Exporteinnahmen gemäß EIA 1998 um 30 % gegenüber dem Vorjahr sanken, wurden auch andere ölreiche Regionen und Länder, wie Russland, vom Ölpreisrückgang negativ betroffen. Auch die USA hatten ein Interesse an einer Stabilisierung des Ölpreises, da sie einerseits um die politische Stabilität in der Golfregion fürchteten und andererseits einige kleine Ölprodu-

---

[237] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 199-202.
[238] Vgl. Bukold (2009), S. 54f.
[239] Vgl. OPEC (2003).
[240] Südkorea, Taiwan, Hongkong, Singapur, Thailand, Indonesien, Malaysia und Phillipinen
[241] Südkorea -5,7 %, Indonesien -13,1 %, Singapur -2,1 %, Thailand -10,5 %, Malaysia -7,3 % (Daten IWF (2015)).
[242] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 204-206 und Hamilton (2011), S. 19f.
[243] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 206.

zenten in den USA bei Ölpreisen von 10 US-$ je Barrel nicht mehr rentabel fördern konnten. Am 23. März 1999 schließlich beschloss die OPEC eine weitere Senkung der Förderquote um ca. 1,4 mb/d auf 23 mb/d und einige Nicht-OPEC-Länder wie Russland, Norwegen, Oman und Mexiko unterstützten die OPEC in ihrem Vorhaben der Preisstabilisierung, indem sie ihre Fördermenge ebenfalls reduzierten, so dass insgesamt ca. 2 mb/d vom Markt genommen wurden.[244] Die OPEC setzte sich zu dieser Zeit ein Preisziel für den Korb verschiedener OPEC-Sorten von 22 bis 28 US$ je Barrel. Sofern der Korbpreis über 28 US-$ je Barrel stiege, würde die OPEC die Fördermenge ausweiten und bei einem Fall unter 22 US-$ je Barrel kürzen.[245]

4.6 Jüngere Entwicklungen im Ölmarkt seit Ende der 1990er Jahre

Der Ölpreiseinbruch im Jahr 1998 setzte auch die großen internationalen Ölgesellschaften unter Druck, da deren Gewinne erheblich gesunken waren. Infolge dessen schlossen sich einige große Ölgesellschaften zusammen (vgl. Tabelle 4.6). Dabei fusionierten mit Exxon und Mobil nicht nur zwei der ehemaligen „Sieben Schwestern“ sondern auch der aufgespaltenen Standard-Oil-Company fast 90 Jahre nach deren Zerschlagung wieder.[246]

Tabelle 4.6: Zusammenschlüsse im Ölsektor um die Jahrtausendwende

Jahr	**Beteiligte Ölgesellschaften**		**Art des Zusammenschlusses**	**Neue Ölgesellschaft**
1998	BP	Amoco	Fusion	BP Amoco, später nur BP
1999	BP	Atlantic Richfield (ARCO)	Übernahme von ARCO durch BP	BP
1999	Exxon	Mobil	Fusion	Exxon Mobil
1999 2000	Total (CFP)	Elf Aquitaine PetroFina	Übernahme von Elf Aquitaine und PetroFina durch Total	TotalFinaElf
2001	Chevron	Texaco	Übernahme von Texaco durch Chevron	ChevronTexaco
2002	Conoco	Phillips	Fusion	ConocoPhillips

Quelle: Goldthau und Witte (2009), S. 218f und Parra (2004), S. 324f.

Nach der Asien- und Russlandkrise zog die globale Wirtschaft ab dem Jahr 1999 wieder deutlich an. So wuchs sie im Jahr 1999 real um 3,2 % und im Jahr 2000 um 4,3 %. Dieser globale Boom ließ, bis zum Platzen der New-Economy-Blase und der anschließenden Wirtschaftskrise, auch die globale Ölnachfrage und den Ölpreis ansteigen, der im Juni 2000 über das OPEC-Preisziel stieg (vgl. Abbildung 4.5). Um einen zu starken Ausbruch

[244] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 208-211; Lixfeld (2005), S. 227, Daten zu den OPEC-Förderquoten: OPEC (2003).
[245] Vgl. IFP (2007), S. 37.
[246] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 218f.

des Ölpreises aus dem Preisband zu verhindern, beschloss die OPEC auf ihren Sitzungen im Juni, September und Oktober 2000 Ausweitungen der Förderquoten.[247]
Die von den Terroranschlägen auf die Vereinigten Staaten am 11. September 2001 ausgehenden negativen Auswirkungen auf die Weltwirtschaft und der damit verbundene Rückgang der Nachfrage nach Ölprodukten – insbesondere nach Kerosin durch die Einschränkungen im Luftverkehr – ließen den Ölpreis in den ersten Monaten nach den Anschlägen deutlich unter das von der OPEC beabsichtigte Preisband sinken. So lag der durchschnittliche Preis für den OPEC-Referenzkorb im Dezember bei lediglich ca. 17,50 US-$ je Barrel. Die OPEC reagierte auf ihrer Ende Dezember stattfindenden Konferenz mit einer Förderquotenreduzierung ab Januar 2002 auf 21,7 mb/d.[248]
Ab dem Februar 2002 begannen die USA mit den Vorbereitungen des Krieges gegen den Irak mit ersten Truppenverlegungen in den Nahen Osten und forcierten sowohl die militärischen als auch die politisch/diplomatischen Vorbereitungen im weiteren Verlauf des Jahres. Die Unsicherheit über das Ausmaß des kommenden Krieges und die damit verbundenen möglichen Ausfälle der Ölförderung, kombiniert mit einer 2002 insgesamt steigenden globalen Ölnachfrage[249] ließen den Ölpreis in den kommenden Monaten sukzessive ansteigen, was wiederum die OPEC veranlasste, die Förderquoten zu erhöhen. Im Vorfeld des sich abzeichnenden dritten Golfkriegs erreichte der Ölpreis ca. zwei Wochen vor Beginn der Kampfhandlungen sein Hoch von nahezu 38 US-$ je Barrel. Aber bereits in den folgenden Tagen sank der Ölpreis deutlich und lag zu Beginn der Kampfhandlungen am 20. März 2003 noch bei 28 US-$ je Barrel. Da sich schnell abzeichnete, dass der Krieg nur von kurzer Dauer sein würde und sich die Schäden auf den irakischen Ölfeldern in Grenzen hielten, wirkte sich dieser Krieg letztendlich kaum auf den Ölpreis aus.[250] Dies lag auch daran, dass der Förderrückgang im Irak durch eine Ausweitung der Förderung in anderen OPEC-Ländern nahezu vollständig kompensiert wurde.
Obwohl sich der Preis des Referenzkorbes der OPEC in der zweiten Jahreshälfte 2003 am oberen Rand des Preisbandes von 22 bis 28 US-$ je Barrel bewegte, entschied die OPEC auf ihrer Konferenz im September, die Quote um 0,9 mb/d auf 24,5 mb/d zu senken. Im folgenden Jahr lag der Ölpreis nahezu durchgängig oberhalb des Preisbandes. Hatte die OPEC auf ihrer Konferenz im Februar die Förderquote noch um 1 mb/d auf 23,5 mb/d reduziert, so weitete sie diese auf den folgenden Konferenzen um insgesamt 4,5 mb/d auf 28 mb/d ab Juli 2005 aus. Da der Ölpreis trotz dessen weiter anstieg und der OPEC-Korbpreis im Juni 2005 bei durchschnittlich 52 US-$ je Barrel lag, beschloss die OPEC auf ihrer Konferenz im Juni 2005 neben der Anhebung der Förderquote die Aussetzung des Preisbandes und ließ die Förderquote bis zur Konferenz im Oktober 2006 unverändert.[251]

---

[247] Vgl. OPEC (2003).
[248] Vgl. Ebenda.
[249] Um 1,2 % bzw. ca. 900.000 b/d (vgl. BP (2014)).
[250] Vgl. Parra (2004), S. 345f. und Goldthau und Witte (2009), S. 222.
[251] Vgl. Ströbele et al. (2010), S. 115 und OPEC (2015), S. 10f.

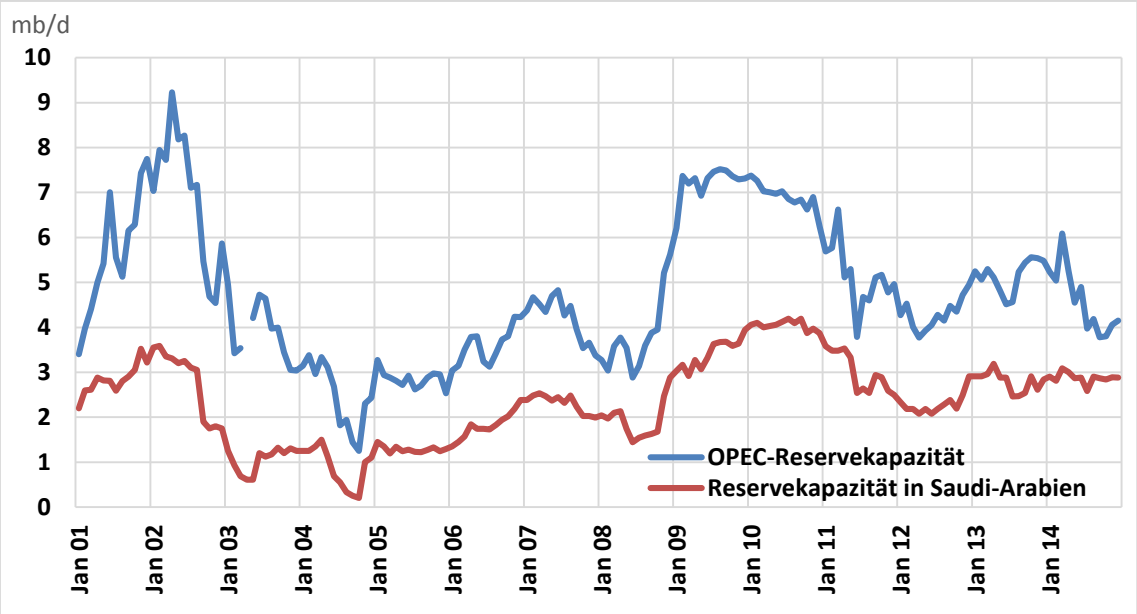


Abbildung 4.6: Entwicklung der OPEC-Reservekapazität seit 2001

Datenquelle: IEA (Diverse), „Monthly Oil Market Report".

Zum rasanten Anstieg der Ölpreise trug maßgeblich die im Zuge der stetig steigenden Nachfrage aus den Schwellenländern, insbesondere Chinas, sinkende Reservekapazität der OPEC bei. So war allein die chinesische Nachfrage gemäß Daten von BP zwischen 2001 und 2004 um insgesamt nahezu 2 mb/d angestiegen. Die Reservekapazität der OPEC sank in Folge dieser Entwicklungen im September und Oktober 2004 auf ein historisches Tief von ca. 500.000 b/d (vgl. Abbildung 4.6), so dass für die OPEC bei einem weiteren Anstieg der Nachfrage kaum Möglichkeiten zur Ausweitung der Fördermenge bestanden hätten. Dass es zu einem solchen Rückgang der Reservekapazität überhaupt kommen konnte, lag vor allem daran, dass Investitionen in die Exploration und Erschließung neuer Lagerstätten in den meisten OPEC-Ländern in der vorherigen Dekade aufgrund der niedrigen Ölpreise ausgeblieben waren.[252]

Bis in den Sommer 2008 stieg die globale Nachfrage weiter an. Dadurch sank Reservekapazität der OPEC zwischenzeitlich wieder auf ca. 3 mb/d (vgl. Abb. 4.6) und die Ölpreise stiegen weiter an, bis sie ihr bisheriges nominales Allzeithoch von durchschnittlich über 130 US-$ je Barrel im Juni und Juli 2008 erreichten (vgl. Abb. 4.5).

Ab August 2008 wirkte sich die Subprime-Krise in den USA, die im September 2008 zum Zusammenbruch der US-Investmentbank Lehman Brothers führte, auch auf die Weltwirtschaft und den Ölmarkt aus. So sanken die Ölpreise innerhalb eines halben Jahres um zwei Drittel auf durchschnittlich ca. 40 bis 45 US-$ je Barrel von Dezember 2008 bis zum Februar 2009. Die globale Nachfrage nach Rohöl sank gemäß Daten von BP in den Jahren 2008 und 2009 um 0,7 % und 1,2 % gegenüber dem jeweiligen Vorjahr, so

[252] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 227f.

dass sie im Jahr 2009 um durchschnittlich 1,6 mb/d geringer ausfiel als im Jahr 2007.[253] Die OPEC reagierte auf den Preisrückgang und die nachlassende Nachfrage durch die, infolge der Subprime-Krise entstandene, globale Finanz- und Wirtschaftskrise mit der Einberufung von zwei außerordentlichen Treffen im Oktober und Dezember 2008. Auf diesen Treffen beschloss sie eine Senkung ihrer aggregierten Fördermenge um insgesamt ca. 4 mb/d (1,5 mb/d ab November und weitere ca. 2,5 mb/d ab Januar 2009). Die neue Förderquote von ca. 24,8 mb/d (exklusive Irak) hielt die OPEC bis zum Dezember 2011 bei. Erst zum Januar 2012 erhöhte sie diese aufgrund der wieder gestiegenen globalen Nachfrage und Ölpreisen von durchschnittlich ca. 100 US-$ je Barrel im Jahr 2011 auf 30 mb/d (inklusive Irak).[254]

Ab dem Herbst 2009 lagen die Ölpreise kontinuierlich auf Niveaus oberhalb von 70 US-$ je Barrel und erreichten im Jahr 2011 auch wieder die 100 US-$-Marke. Das hohe, über einen längeren Zeitraum anhaltende, Ölpreiseniveau ließ nun Investitionen in Projekte zur unkonventionellen Ölförderung – insbesondere in Nordamerika durch Ölsand- und Tight-Oil-Projekte, aber auch Ultra-Deepwater-Projekte – signifikant ansteigen. So ist die US-Fördermenge gemäß Daten von BP zwischen 2008 und 2013 um über 3,2 mb/d und die kanadische Fördermenge im selben Zeitraum um ca. 0,7 mb/d angestiegen.[255]

Die gestiegene Nordamerikanische Fördermenge wirkte sich seit 2011 auch insofern auf die Ölpreise aus, dass der Anstieg des nordamerikanischen Ölangebots zu Abschlägen beim Preis der Sorte WTI gegenüber der europäischen Referenzsorte Brent führte (vgl. Abb. 4.5). Der Preisunterschied betrug zwischenzeitlich über 20 US-$ je Barrel.

[253] Vgl. BP (2014).
[254] Vgl. OPEC (2013), S. 10.
[255] Vgl. BP (2014).

5 Ökonomik von Rohölprojekten

Bei den Angebotskurven, die im Rahmen dieser Arbeit ermittelt werden, handelt es sich um Grenzkostenkurven, in denen die verschiedenen, in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase, anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Die Höhe der Kosten hängt von einer Vielzahl von Faktoren, wie den Lagerstätteneigenschaften und der Beschaffenheit der Ölvorkommen ab, die maßgeblich für die zu nutzende Fördertechnologie sind.
Für die Erstellung der globalen Angebotskurven wird ein Bottom-Up-Ansatz verwendet, bei dem, basierend auf projektbezogenen Informationen, zunächst Angebotskurven für die gegenwärtig bedeutendsten Förderländer, basierend auf deren Fördermengen (bzw. Förderkapazität bei OPEC-Mitgliedern) im Jahr 2014, ermittelt werden. Diese werden schließlich zu globalen Angebotskurven (global bezieht sich auf die Untersuchungsländer) aggregiert.
Die zur Ermittlung der Angebotskurven zu berücksichtigenden Kosten werden in Abschnitt 5.2 ausführlich erörtert. Hierbei wird auch der Versuch unternommen, die Kostenbegriffe, die üblicherweise bei der Betrachtung der Ölindustrie Verwendung finden, volkswirtschaftlichen Kostenbegriffen zuzuordnen. Zuvor wird anhand des aktuellen Forschungsstands ein Überblick über die Ökonomik des Rohstoffsektors geliefert.

5.1 Stand der Forschung

Da die Ermittlung von Angebotskurven im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit steht, sollen zunächst die üblichen volkswirtschaftlichen Theorien zu Angebotskurven betrachtet werden. Insbesondere wird hierbei auf die Unterschiede zwischen konventionellen kurz- und langfristigen Angebotskurven eingegangen. Anschließend wird der aktuelle Forschungsstand zur Ressourcenökonomik beleuchtet. Darauf folgt ein Überblick auf den gegenwärtigen Stand der Forschung zum Rohölmarkt, wobei die Angebotsseite und Theorien zur Schätzung und Prognose des Ölpreises im Mittelpunkt stehen. Bisher entwickelte Konzepte zur Ermittlung von Ölmarktangebotskurven werden abschließend erörtert.

5.1.1 Volkswirtschaftliche Angebotskurven

Im Rahmen dieser Arbeit werden Grenzkostenkurven auf Länderebene und globaler Ebene, basierend auf dem Angebot einzelner Ölförderer, ermittelt. Gemäß mikroökonomischer Theorie beabsichtigt der Produzent eines einzelnen Gutes laut Varian (1992, S. 26) unter Berücksichtigung der folgenden, allgemeinen Gewinnfunktion seinen Gewinn zu maximieren:

$$(5.1)\ \pi(p, w) = \max pf(x) - wx$$

Mit: π = Gewinn, p = Preis je Einheit des produzierten Gutes, f (x) = y = Produktionsmenge, x = Vektor der eingesetzten Inputfaktoren, w = Vektor der Preise der Inputfaktoren.

Aus der allgemeinen Gewinnfunktion lässt sich die Kostenfunktion herleiten, gemäß der der Produzent eines Gutes seine Kosten zu minieren beabsichtigt:[256]

$$(5.2)\ c(w, y) = min\ wx$$ Mit: c = Kosten und x als Funktion vom Output y.

In der kurzen Frist verwendet dieser sowohl fixe als auch flexible Inputfaktoren, d. h. ein Teil der Inputfaktoren (in der Regel der Inputfaktor Arbeit) lässt sich kurzfristig variieren, wohingegen der andere Teil der Inputfaktoren (üblicherweise der Inputfaktor Kapital) kurzfristig nicht veränderlich ist. Die Kosten der fixen Faktoren, sind dabei unabhängig von der Produktionsmenge, d. h. fallen auch dann an, wenn nichts produziert wird. Dabei kann es sich beispielsweise um die von der Produktionsmenge unabhängigen Instandhaltungskosten eines Fabrikgebäudes handeln. Die Kosten der variablen Faktoren hingegen stehen in direktem Zusammenhang zur Produktionsmenge. So sind zur Ausweitung der Produktionsmenge mehr Arbeitsstunden (entweder durch die Einstellung neuer Arbeitskräfte oder längere Arbeitszeiten des vorhandenen Personals) notwendig, was die Kosten für den Inputfaktor Arbeit erhöht. Die kurzfristigen Gesamtkosten ergeben sich somit gemäß Gleichung (5.3):[257]

$$(5.3)\ Kurzfristige\ Gesamtkosten = w_v x_v\ (w, y, x_f) + w_f x_f$$

Unter Grenzkosten versteht man die zusätzlich anfallenden Kosten bei einer Ausweitung der Produktionsmenge um eine Einheit. Die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit umfassen lediglich die variablen Kosten (beispielsweise die zusätzlichen Arbeitskosten bei einer Ausweitung der Produktionsmenge um eine Einheit) und ergeben sich demnach als:[258]

$$(5.4)\ Kurzfristige\ Grenzkosten = \frac{\partial c\ (w,y,x_f)}{\partial y}$$

In der langen Frist kann ein Unternehmen alle Inputs anpassen, um den gewünschten Output zu minimalen Kosten, d. h. mit der optimalen Kombination der verschiedenen Inputfaktoren, zu produzieren. Dies kann beispielsweise durch Ausweitungen des Kapitalstocks (z. B. durch die Errichung neuer Fabrikgebäude oder die Anschaffung zusätzlicher Fließbänder) geschehen. Durch diese Möglichkeit der Anpassung der Inputfaktoren werden diese in der langen Frist variabel, so dass die langfristige Kostenfunktion ausschließlich von den Faktorpreisen und der gewünschten Produktionsmenge abhängt.

[256] Vgl. Varian (1992), S. 26.
[257] Vgl. Varian (1992), S. 65 und Pindyck und Rubinfeld (1995), S. 198.
[258] Vgl. Varian (1992), S. 65 und Pindyck und Rubinfeld (1995), S. 198.

Demnach ergibt sich für die langfristigen Gesamtkosten:[259]

$$(5.5)\ \textit{Langfristige Gesamtkosten} = c(w, y) = w_v x_v (w, y) + w_f x_f (w, y) = c(w, y, x_f(w, y))$$

Da in der langen Frist alle Inputfaktoren flexibel werden, werden auch alle Inputfaktoren bei der Ermittlung der lanfristigen Grenzkosten berücksichtigt, so dass sich für diese ergibt:

$$(5.6)\ \textit{Langfristige Grenzkosten} = \frac{\partial c\,(w,y)}{\partial y}.$$

Gemäß mikroökonomischer Theorie ergibt sich die langfristige Grenzkostenkurve, die der langfristigen Durchschnittskostenkurve entspricht, da in der langen Frist alle Inputfaktoren variabel werden, aus der Kombination der Minima der kurzfristigen Durchschnittskostenkurven (vgl. Abbildung 5.1). Dies begründet sich dadurch, dass die Unternehmen in der kurzen Frist über geringere Wahlmöglichkeiten hinsichtlich der optimalen Inputfaktorkombination verfügen, als in der langen Frist. Diese Theorie wird auch als Umhüllungssatz (Envelope-Theorem) bezeichnet, da die langfristige Angebotskurve die kurzfristigen Angebotskurven umhüllt.[260]

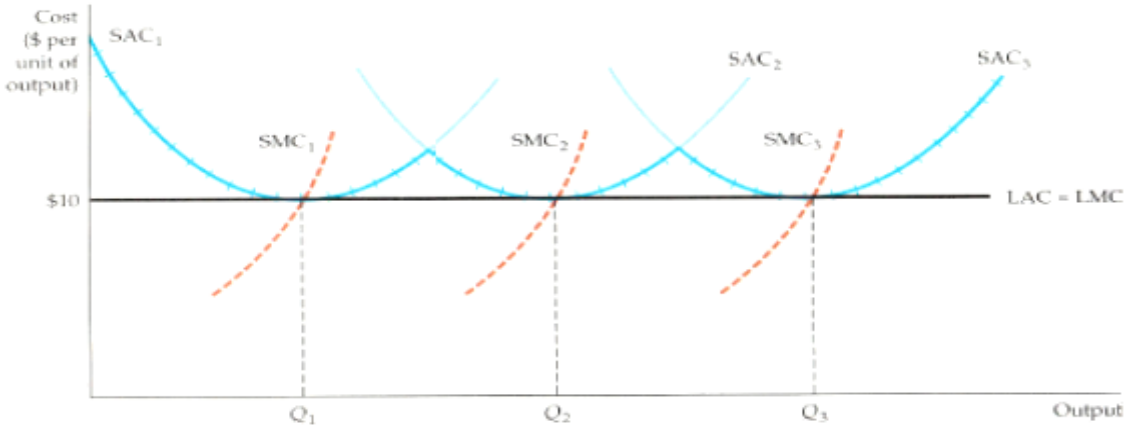


Abbildung 5.1: Kurz- und langfristige Durchschnitts- und Grenzkostenkurven

Quelle: Pindyck und Rubinfeld (1995), S. 214.

Aus der Gewinnfunktion (5.1) lässt sich mittels des sogenannten Hotelling's Lemma die Angebotsfunktion für ein Gut ermitteln, indem die Gewinnfunktion partiell nach dem Preis des verkauften Gutes abgeleitet wird. Allgemein ergibt sich Hotelling's Lemma somit als:[261]

[259] Vgl. Varian (1992), S. 65 und Pindyck und Rubinfeld (1995), S. 204.
[260] Vgl. Pindyck und Rubinfeld (1995), S. 204.
[261] Vgl. Varian (1992), S. 43.

$$(5.7)\quad y_i(p) = \frac{\partial \pi(p)}{\partial p_i} \; mit\ i = 1, \ldots, n,$$

Somit lässt sich die angebotene Menge als Funktion vom, durch den Markt gegebenen,[262] Preis ermitteln.

5.1.2 Theorien erschöpfbarer Ressourcen

Unter der Produzentenrente versteht man gemäß mikroökonomischer Theorie die Differenz aus dem Marktpreis (Erlös aus dem Verkauf einer produzierten Einheit eines Gutes) und den Grenzkosten der Produktion dieser zusätzlichen Einheit des Gutes bzw. die Differenz zwischen dem geringsten Betrag, für den das Unternehmen y* Einheiten verkaufen würde und dem Betrag, zu dem es diese Einheiten tatsächlich verkauft. Grafisch entspricht dies der Fläche oberhalb der Angebotskurve in Abbildung 5.2.[263]

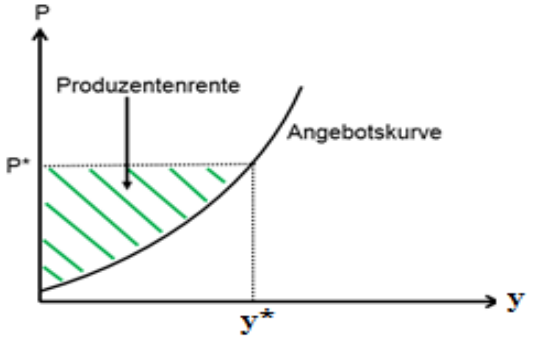


Abbildung 5.2: Produzentenrente

Eigene Darstellung, basierend auf Varian (2004), S. 264.

Aus der Sicht eines Ölproduzenten versteht man unter der Produzentenrente den Betrag, um den die tatsächlichen Erträge aus der Förderung und dem Verkauf des geförderten Erdöls die Erträge übersteigen, welche für den Produzenten mindestens notwendig wären, damit er ein Projekt durchführt. Solche Renten könnten vom Staat theoretisch bis zu 100 % versteuert werden, ohne dass der Produzent sein Verhalten ändern würde. Daher werden Steuern, die sich auf die erzielten Renten beziehen, üblicherweise als nicht-verzerrende Steuern bezeichnet.[264]

In der Ressourcenökonomik wird zwischen zwei Arten von Renten unterschieden, der „Hotelling-Rente“ und der „Ricardo-Rente“ (auch als Differentialrente bezeichnet).

Das grundlegende Modell für die ökonomische Theorie erschöpfbarer Ressourcen, das sowohl als Erklärungsansatz für das Verhalten von Anbietern nicht-erneuerbarer Ressourcen verwendete wurde als auch zur Erklärung und Prognose des Ölpreises, wurde von Hotelling (1931) entwickelt und seitdem vielfach empirisch überprüft, kritisiert und weiterentwickelt.

---

[262] Wir gehen von einem wettbewerblichen Markt aus, so dass die Unternehmen als Preisnehmer agieren.
[263] Vgl. Pindyck und Rubinfeld (2009), S. 384 und Varian (2004), S. 263.
[264] Vgl. Broadway und Keen (2010), S. 16 und Wacker und Blank (1999), S. 14.

In seinem Grundmodell betrachtete Hotelling die Förderentscheidung von Rohstoffproduzenten über die Zeit. Deren Ziel besteht in der Maximierung des Gegenwartswerts ihrer heutigen und zukünftigen Gewinne, die sie durch die Förderung des in der Lagerstätte befindlichen Rohstoffs erzielen. Alle Marktteilnehmer verfügen dabei annahmegemäß über vollständige Informationen. Zudem wird vollständiger Wettbewerb im betrachteten Rohstoffmarkt angenommen und unterstellt, dass sich der geförderte Rohstoff nicht lagern lässt, so dass das Angebot in jeder Periode der Nachfrage entsprechen muss.[265]
In der Anfangsperiode t_0 legt ein walrasianischer Auktionator, der über vollständige Informationen hinsichtlich Angebot und Nachfrage verfügt, den markträumenden Preis p_0 fest. Bei über die Zeit unveränderter Nachfragefunktion hängt die zukünftige Entwicklung des Preises von den Entscheidungen der Produzenten über die zu fördernde Menge ab.[266] Liegen keine Förderkosten vor ($c = 0$), wählen die Rohstoffproduzenten ihre Fördermenge so, dass der Preis sich in zukünftigen Perioden mit einer Rate ändert, die dem Marktzins (r) entspricht. Sofern über die Zeit ein konstanter Marktzins und ein kontinuierlicher Zeitpfad unterstellt wird, ergibt sich für den Periodenpreis der nicht erneuerbaren Ressource:

$$(5.8)\quad p_t = p_0 \times e^{r \cdot t}$$

Dieser Zeitpfad der Preisentwicklung erklärt sich durch die Entscheidungen des Produzenten hinsichtlich der Fördermenge. Dieser kann die, durch die heutige Förderung erwirtschafteten Erträge (p_0 je geförderter Einheit) am Markt zum Marktzins anlegen und erhält daraus in der Folgeperiode $p_0 \times (1+r)$ Geldeinheiten. Wenn für den Preis des Rohstoffs in der nächsten Periode gilt: $p_1 = p_0 \times (1+r)$ wäre der Produzent indifferent zwischen heutiger und morgiger Förderung. Gilt hingegen: $p_1 < p_0 \times (1+r)$, wird sich der Produzent für die heutige Förderung entscheiden, da ihm dies im Vergleich zur morgigen Förderung höhere Gewinne generiert. Wenn sich jedoch alle Anbieter entsprechend verhalten und bereits heute fördern, würde das Angebot am entsprechenden Rohstoff ansteigen und der heutige Preis (p_0) sinken. Darauf würden einige Anbieter reagieren, indem sie ihre Förderung in die nächste Periode verlagern. Umgekehrt würde es sich verhalten, wenn der Preis in der Folgeperiode höher als $p_0 \times (1+r)$ ausfallen würde. Die Reaktionen der Anbieter führen gemäß dieses Ansatzes somit dazu, dass der Preis sich mit einer Rate, die dem Marktzins entspricht, über die Zeit ändert. Werden positive Grenzkosten ($c > 0$) angenommen, steigt der sogenannte Schattenpreis (bei dem es sich um die Knappheitsrente handelt), der sich als Differenz zwischen den Grenzkosten der Förderung und dem Preis ergibt, mit dem Zinssatz an. Dieser Zeitpfad des Preises wird auch als Hotelling-Regel bezeichnet.[267]
Basierend auf der Hotelling-Regel wurde gemäß Lynch (2002) in einer Vielzahl von Studien ein über die Zeit konstanter Preisanstieg angenommen. Da sich ein solcher Anstieg

[265] Vgl. Hotelling (1931), S. 139f.
[266] Vgl. Wacker und Blank (1999), S. 15.
[267] Vgl. Ebenda, S. 15f.

der Ölpreise mit einer konstanten Rate empirisch nicht eingestellt hat (vgl. Abbildung 4.5), wurden in der Vergangenheit Erweiterungen und Modifikationen am Hotelling-Modell vorgenommen, durch die die Entwicklung des realen Ölpreises erklärt werden sollte. Nordhaus et al. (1973) ergänzten das Hotelling-Modell um die Möglichkeit des Vorhandenseins einer Backstop-Technologie. Sofern eine solche als Alternative zur erschöpflichen Ressource in unbegrenzter Menge und zu einem festen Preis verfügbar ist, könnte der Preis der erschöpflichen Ressource nur solange ansteigen, bis er den Preis der Backstop-Technologie erreicht.

Adelman (1990) wiederum verwarf die von Hotelling getroffene Annahme eines statischen Ressourcenvorrats. Stattdessen berücksichtigte er in seinem Modell Steigerungen der förderbaren Vorkommen durch Investitionen in die weitere Erschließung bereits erschlossener Lagerstätten und die Exploration und Erschließung neuer Lagerstätten. Die Preisentwicklung hängt gemäß seinem Modell weniger von der Knappheitsrente sondern vielmehr von der Entwicklung der Grenzkosten, der Ersetzung alter Vorkommen durch neue Vorkommen, ab. Hierbei sollten die geringeren Erträge (bzw. höhere Kosten je Barrel) neuer Lagerstätten zu steigenden Preisen führen, wohingegen technischer Fortschritt („increasing knowledge“) sinkende Preise zur Folge haben sollte. Als Indikator für die Knappheit der Ölvorkommen in einem Land macht er die Entwicklung der Grenzkosten für die Erweiterung der Förderkapazitäten aus.

Auch andere Studien beschäftigten sich mit dem Einfluss des technischen Fortschritts auf den Ölpreis. Preisänderungen setzen sich gemäß Hotelling’s Ansatz aus dem knappheitsbedingten Schattenpreis und den Grenzkosten zusammen. Gemäß Berck und Roberts (1996) sowie Krautkraemer (1998) sollte es entsprechend zu einem Rückgang der Marktpreise kommen, sofern die Grenzkosten aufgrund des technischen Fortschritts schneller sinken als der Schattenpreis steigt.

Hamilton (2009) untersuchte mögliche Faktoren, die zum Anstieg der Ölpreise bis zum Sommer 2008 und den sich daran anschließenden Einbruch beitrugen. Während sich der Anstieg seiner Ansicht nach durch eine mögliche Änderung der Knappheitsrente begründen ließe und somit mit der Hotelling-Regel erklärbar wäre, gilt dies nicht für den anschließenden Rückgang der Ölpreise. Auch der Preisanstieg ließ sich seiner Ansicht nach weniger mit der Knappheitsrente, als vielmehr durch eine geringe Preiselastizität der Nachfrage, dem starken Anstieg der Nachfrage aus China und einigen Schwellenländern sowie dem zu schwachen Anstieg des globalen Angebots, begründen. Diese fundamentalen Faktoren wiederum führten zu vermehrter Spekulation auf einen steigenden Ölpreis an den Finanzmärkten.

Gemäß Watkins (2006) sowie Fattouh (2007) eignet sich das Hotelling-Modell primär für die Analyse der Förderstrategie einzelner Ölanbieter und weniger für die Betrachtung des Gesamtmarkts. Anderson et al. (2014) hingegen zeigten, dass sich die tatsächlichen Förderentscheidungen von Ölproduzenten in Texas und entsprechend auch die dortigen Fördermengen insgesamt nicht durch die Theorie von Hotelling erklären lassen, sondern vielmehr von Faktoren wie bspw. dem natürlichen Fördermengenrückgang älterer Bohrlöcher abhängen.

Den zweiten auf Ressourcen anwendbaren Renten-Begriff stellt die, vom britischen Ökonomen David Ricardo entwickelte, Differentialrente (häufig auch als Ricardo-Rente bezeichnet) dar. Die Differentialrente resultiert nicht aus der Knappheit der Ressource sondern aus Unterschieden zwischen verschiedenen Lagerstätten und der Qualität des geförderten Rohöls. Diese Unterschiede führen zu erheblichen Differenzen zwischen den Förderkosten aus verschiedenen Lagerstätten. Da der Marktpreis sich nach den Förderkosten der nachgefragten Menge am Rohstoff richtet und insofern auch hohe Förderkosten (bspw. von Ölsandprojekten) beinhaltet, erhalten die Produzenten günstig abbaubarer Vorkommen die Differenzial/Ricardo-Rente, die je Einheit der Differenz aus dem erzielten Erlös und den entstandenen Kosten entspricht.[268]
In seiner ursprünglichen Variante wandte Ricardo das Konzept auf die Landwirtschaft an. Sofern es eine unbegrenzte Menge qualitativ gleichwertiger Böden gäbe, auf denen bspw. Getreide angebaut wird, könnten die Landwirte keine Rente für das produzierte Getreide einfordern. Wenn es jedoch zu einem Anstieg der Nachfrage nach Getreide käme (bspw. durch Bevölkerungswachstum) und sich die Böden hinsichtlich ihrer Qualität unterschieden, würden auch solche Böden mit geringerer Qualität für die Landwirtschaft genutzt werden, bei denen mit dem gleichen Aufwand an Kapital und Arbeit weniger Getreide produziert werden könnte. Da der Preis des Getreides von den Kosten der Produktion der am aufwändigsten produzierten, nachgefragten Einheit abhängt, würde dem auf fruchtbarerem Boden produzierenden Landwirt eine Rente entstehen. Die Rente entspräche der Differenz zwischen den Kosten der Produktion auf dem fruchtbarerem und dem unfruchtbareren Boden. Die aus der unterschiedlichen Qualität der Böden resultierende Rente bezeichnet Ricardo als Bodenrente. Auch nahm er an, dass zuerst der fruchtbarste Boden genutzt wird und mit steigender Nachfrage sukzessive schlechtere Böden zum Einsatz kommen, was wiederum die Rente für den Landwirt mit dem besten Boden erhöht. Das Konzept der Bodenrente wandte er ebenso auf den Bergbau an, da sich auch Minen hinsichtlich ihrer Qualität unterscheiden, so dass sich auch im Bergbausektor Renten durch Unterschiede beim Aufwand der Förderung ergeben.[269]
Wendet man die Theorie von Ricardo auf den Ölmarkt an, so würden zunächst die ergiebigsten Lagerstätten (z. B. in Saudi-Arabien) erschlossen und bei einem Anstieg der Nachfrage aufwändiger zu fördernde Vorkommen (z. B. Ölsandvorkommen in Kanada) erschlossen werden. Kostet die Förderung eines Barrels Rohöl in Saudi-Arabien nun beispielsweise 10 US-$ und die Förderung eines Barrels Rohöl aus Ölsandvorkommen in Kanada 80 US-$ je Barrel, würde sich der Preis bei entsprechend hoher Nachfrage auf 80 US-$ je Barrel belaufen. Saudische Ölproduzenten würden demnach eine Differentialrente von 70 US-$ je Barrel (Differenz von 80 und 10 US-$ je Barrel) erzielen. Die kanadischen Produzenten hingegen würden über den Verkaufspreis lediglich die angefallenen Grenzkosten ersetzt bekommen.
Die Theorie, dass die Lagerstätten mit den geringsten Grenzkosten zuerst erschlossen werden und anschließend sukzessive Lagerstätten mit geringerer Qualität und höheren

[268] Vgl. Wacker und Blank (1999), S. 10.
[269] Vgl. Ricardo (1821), S. 59-73.

Kosten, wurde in den 1960er Jahren von Herfindahl aufgegriffen, der sich mit der optimalen Förderung aus heterogenen Vorkommen beschäftigte (vgl. Herfindahl (1967). Daher wird diese Theorie über die Reihenfolge der Ausbeutung von Lagerstätten heutzutage auch als Herfindahl-Regel bezeichnet.[270]

5.1.3 Forschungsstand zur Ölmarktmodellierung

Gemäß Fattouh (2007) bestimmt langfristig das Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage den Ölpreis. Entsprechend stieg das Interesse an der Modellierung des Ölmarkts insbesondere in Folge der ersten Ölkrise 1973/74 und dem damit verbundenen Anstieg der Ölpreise stark an. So wurden allein bis Ende der 1970er Jahre gemäß Powel (1990) über 30 Studien zur Modellierung des Ölmarkts veröffentlicht.

Kennedy (1974) entwickelte eines der ersten Ölmarktmodelle. Sein Weltölmarktmodell berücksichtigte sowohl die Angebotsseite, die die Förderung, den Transport und die Verarbeitung umfasste, als auch die Nachfrageseite. Zudem unterschied er zwischen sieben Regionen und nahm monopolistisches Verhaltens der OPEC an, deren Verhalten er in seinem Modell analysierte. In den 1980er Jahren wurden unter anderem von Lorentsen und Roland (1986) sowie Amano (1987) ökonometrische Modelle zum Ölmarkt entwickelt. Während das Modell von Lorentsen und Roland anhand verschiedener Szenarien, bspw. hinsichtlich des Wirtschaftswachstum, Prognosen zum Ölpreis bis zum Jahr 2000 vornahm, betrachtete Amano die Auswirkungen des Verhaltens von Kern-Mitgliedern der OPEC (Saudi-Arabien, Kuwait, Vereinigte Arabische Emirate, Katar und Libyen) auf den Ölpreis.

Ein weiteres ökonometrisches Modell wurde von Kaufmann (1994) entwickelt. In diesem wurden Preisprognosen basierend auf den Marktbedingungen und Änderungen des Verhaltens der OPEC vorgenommen und gezeigt, dass die OPEC den Preis mittel- und langfristig durch Änderungen ihrer Förderkapazität beeinflussen kann.

Dees et al. (2007) entwickelten ein strukturelles ökonometrisches Modell für den globalen Ölmarkt, das zur Prognose des Angebots, der Nachfrage und des Ölpreises verwendet werden kann. Im Mittelpunkt des Modells steht die OPEC, die sich wettbewerblich oder wie ein Kartell verhalten kann. Zur Prognose des Ölpreises werden sowohl das Verhalten der OPEC als auch die Marktbedingungen (wie die Nachfrage) berücksichtigt.

In der jüngeren Vergangenheit nahm March (2012) anhand eines ökonometrischen Mehrgleichungsmodells Prognosen über die Entwicklung der Ölpreise, des globalen Angebots und der globalen Nachfrage bis zum Jahr 2030 vor. Sie berücksichtigte dabei auf der Angebotsseite verschiedene Arten von Kosten sowie Unterschiede im Verhalten von OPEC- und Nicht-OPEC-Staaten.

Wie sich grundsätzlich mit Blick auf die Literatur zur Modellierung des globalen Ölmarkts zeigt, steht das Verhalten und die Struktur der OPEC zumeist im Mittelpunkt, wohingegen für die restlichen Förderländer wettbewerbliches Verhalten angenommen wird.

---

[270] Vgl. Schultz (2014).

Modelle zur OPEC

Wie in Unterkapitel 4.3 erörtert, fiel der Einfluss der OPEC auf den Ölmarkt in ihren Anfangsjahren noch sehr gering aus. Entsprechend beschäftigten sich Ökonomen erst nach der ersten Ölkrise 1973/74 verstärkt mit deren Bedeutung. Studien in den 1970er Jahren sahen die OPEC mehrheitlich als stabiles Kartell an (vgl. Kalymon (1975), Crémer und Weitzman (1976)), obwohl diese den Ölpreis zu jener Zeit auch ohne konkrete Absprachen, d.h. ohne die Zuweisung von Förderquoten, auf einem hohen Niveau halten konnte (vgl. Unterkapitel 4.3 und 4.4).

Während Studien in den 1970er Jahren in der OPEC mehrheitlich ein stabiles Kartell gesehen hatten, änderte sich dies in den 1980er Jahren. Der Rückgang der globalen Nachfrage Anfang der 1980er Jahre und der Anstieg der Fördermenge aus neuen Förderregionen hatten, wie in Abschnitt 4.5 erläutert, einen Rückgang der Nachfrage nach OPEC-Öl zur Folge, so dass deren Marktanteile sanken und ihre tatsächliche Fördermenge deutlich unter den verfügbaren Kapazitäten lag. Da einige OPEC-Mitglieder versuchten ihre Erlöse zu steigern, indem sie ihre Fördermengen trotz der schwachen Nachfrage erhöhten, sank gemäß Adelman (1980) die Stabilität des Kartells.

Gemäß späteren Studien aus den 1990er und 2000er Jahren verfügte die OPEC zwar noch immer über Marktmacht (vgl. Greene (1991), Griffin (1992) und Smith (2003)), jedoch handelte es sich nicht mehr um ein stabiles Kartell. So zeigten Geroski et al. (1987) und Griffin und Neilson (1994), dass sich das Verhalten der OPEC über die Zeit ändert und zwischen kooperativem und wettbewerblichem Verhalten variiert. Gemäß Haltiwanger und Harrington (1991) änderte sich das Verhalten der OPEC-Mitglieder in der Hinsicht über die Zeit, dass die Kartellstabilität in Phasen sinkender Nachfrage, wie Anfang der 1980er Jahre, nachließ.

In der jüngeren Vergangenheit beschäftigten sich zwei Studien mit dem Verhalten der OPEC über einen längeren Zeitraum. So zeigten Almoguera et al. (2011), die ökonometrische Schätzungen zur Identifizierung des Verhaltens der OPEC in den Jahren 1974 bis 2004 vornahmen, dass dieses über die Zeit zwischen kooperativ und nicht-kooperativ wechselte. Bremond et al. (2012) untersuchten das Verhalten der OPEC für den Zeitraum von 1973 bis 2009 anhand ökonometrischer Schätzungen. Sie teilten den Zeitraum in fünf Teilperioden ein und nahmen zudem eine Differenzierung der OPEC-Staaten in zwei Gruppen, „Saver“ und „Spender“, vor. Anhand der vorgenommenen Schätzungen stellten sie fest, dass sich das Verhalten sowohl zwischen den beiden Gruppen als auch über die fünf Teilperioden unterscheidet. Aus ihren Ergebnissen schlossen sie, dass sich die OPEC als Ganzes seit 1973 zumeist als Preisnehmer verhielt. Dies würde gegen das Vorliegen eines Kartells sprechen. Für die Untergruppe der Saver hingegen stellen sie das Verhalten eines Kartells fest, da ein langfristiger Zusammenhang zwischen den Förderentscheidungen der in dieser Gruppe enthaltenen Länder besteht. Auch andere Studien (Hnyilieza und Pindyck (1976), Daly et a. (1982)) nahmen eine Differenzierung der OPEC-Mitglieder in Untergruppen, deren Mitglieder sich durch ähnliche Ziele und entsprechend auch Strategien auszeichnen, vor.

Mit Blick auf die Ergebnisse der verschiedenen Studien zur OPEC zeigt sich somit, dass sich sowohl der Einfluss der OPEC auf den Ölpreis als auch das Verhalten der OPEC über die Zeit mehrfach geändert hat. So herrscht gemäß Bockem (2004) noch immer Uneinigkeit unter Volkswirten und Energieökonomen darüber, ob es sich bei der OPEC um ein Kartell handelt oder nicht.
In weiteren Studien wurde das Verhalten der OPEC untersucht indem verschiedene, von der OEPC verfolgte, Ziele identifiziert wurden. In diesen Studien wurde zwischen drei Strategien – der Steuerung des Ölpreises über die Kapazitätsauslastung (vgl. Suranov (1993)), dem Setzen von Zielpreisbändern (vgl. Hammoudeh und Madan (1992) und Tang und Hammoudeh (2002)) sowie der Verfolgung von Einkommenszielen (vgl. Crémer und Salehi-Isfahani (1989) und Griffin (1985) und Teece (1982)) – unterschieden.

5.1.4 Forschungsstand zu Ölangebotskurven

Grundsätzlich haben sich bei der Modellierung des Ölangebots anhand von Angebotskurven zwei Arten von Ansätzen, der geologisch-physikalische und der auf ökonomischen Faktoren basierende Ansatz, herausgebildet.

Der geologisch-physikalische Ansatz

Der geologisch-physikalische Ansatz, der auf der von Hubbert (1956) entwickelten Theorie zum Zusammenhang von historischer kumulierter Fördermenge und ultimativ förderbaren Vorkommen basiert, stellt die Entwicklung der Fördermenge über die Zeit, unabhängig von Kosten und Preisen, dar.
Gemäß seiner Theorie entspricht die Produktionskurve über die Zeit einer Glockenkurve, bei der das Fördermengenmaximum erreicht wird, wenn die Hälfte der ursprünglich abbaubaren Ölvorkommen gefördert worden ist (vgl. Abbildung 5.3).

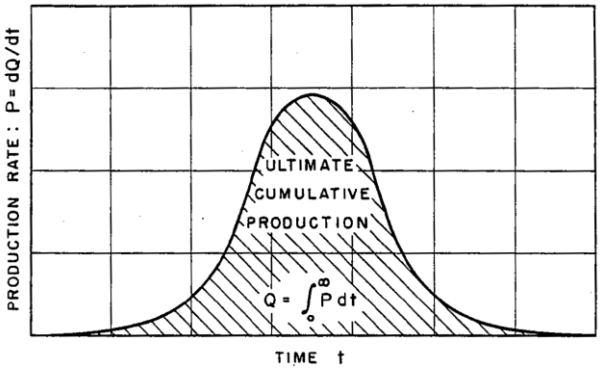


Abbildung 5.3: Hubbert-Kurve

Quelle: Hubbert (1956), S. 11.

Basierend auf dieser Theorie entwickelte Hubbert Angebotskurven für die USA (unter der Annahme ursprünglich vorhandener Reserven in Höhe von 150 bis 250 Mrd. Barrel) und die Welt (unter der Annahme ursprünglich vorhandener Reserven in Höhe von 1,25 Bio. Barrel), die ihn ein Erreichen des Fördermaximums in den USA in der Zeit

zwischen 1965 und 1970 und der globalen Fördermenge um das Jahr 2000 prognostizieren ließen.[271] Die Berühmtheit seiner Theorie ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass die US-Fördermenge tatsächlich ihren bisherigen Höhepunkt im Jahr 1970 erreichte und in den Folgejahren stetig, bis auf ca. 5,0 mb/d im Jahr 2008, sank.[272]
Basierend auf der Hubbert-Theorie wurde seitdem eine Vielzahl an Studien mit Prognosen zur zukünftigen Fördermenge und dem Erreichen von Fördermengenpeaks – sowohl auf einzelstaatlicher, als auch regionaler und globaler Ebene – veröffentlicht. So prognostizierten Campbell und Laherrère (1998) basierend auf aktualisierten Schätzungen zur kumulierten globalen Fördermenge (ca. 800 Mrd. Barrel) und den noch verfügbaren Reserven an konventionellem Rohöl (ca. 1 Bio. Barrel) unter Verwendung der Hubbert-Kurve ein Erreichen des Peak-Niveaus der konventionellen globalen Fördermenge für das erste Jahrzehnt des 21. Jahrhunderts. Bartlett (2000) verwendete ebenfalls die Hubbert-Kurve, um den Zeitpunkt des Peaks der globalen Fördermenge zu prognostizieren. Hierbei ermittelte er für unterstellte, ursprünglich vorhandene, förderbare Ölvorkommen in Höhe von 2 / 3 / 4 Billionen Barrel ein Erreichen des Peaks im Jahr 2004 / 2019 / 2030. In der jüngeren Vergangenheit beschäftigte sich unter anderem Michel (2011) mit der Theorie zur Hubbert-Kurve, die er um die Berücksichtigung der Verteilung von Feldgrößen erweiterte. Bei Campbell (2013) findet die Hubbert-Kurve Anwendung bei der Prognose zukünftiger Fördermengen bedeutender Förderländer. Die offiziell ausgewiesenen Ölreserven, insbesondere der OPEC-Staaten, sieht er jedoch kritisch und nimmt hierfür eigene Schätzungen vor.[273] Zweifel am Wahrheitsgehalt der von der OPEC veröffentlichten Daten zu ihren Reserven üben auch Aleklett und Campbell (2003). Sie verweisen dabei auf die über 300 Mio. Barrel, um die die OPEC-Länder ihre Reserven in den 1980er Jahren ausweiteten, um eine höhere Förderquote zugewiesen zu bekommen, da die Förderquote von den Reserven abhing.
Die zentrale Variable aller, basierend auf der Hubbert-Kurve, vorgenommenen Prognosen zur zukünftigen Ölfördermenge stellen die förderbaren, sowohl bereits entdeckten als auch noch zu entdeckenden, Vorkommen dar. Während über die kumulierte Fördermenge i. d. R. Konsens herrscht, unterscheiden sich Schätzungen der Vorkommen teils erheblich und führen entsprechend zu verschiedenen prognostizierten Zeitpunkten für das Erreichen des Peaks. Auch unterscheiden sich Studien in der Abgrenzung der Vorkommen. So berücksichtigt Campbell (2013) beispielsweise nur konventionelle Ölvorkommen.
Auch wurde Hubberts Ansatz häufig, bspw. von Lynch (2002) und Watkins (2006), kritisiert, da er statische Vorkommen annimmt, wohingegen diese tatsächlich dynamisch sind und über die Zeit, bspw. aufgrund des technischen Fortschritts, steigen. Auch stellte Lynch (2002) mit Blick auf verschiedene, basierend auf Hubberts Ansatz vorgenommene, Prognosen zur zukünftigen Fördermenge fest, dass der Erschöpfungsprozess in den meisten Studien überschätzt wird, so dass die tatsächliche Fördermenge zumeist höher ausfiel

[271] Vgl. Hubbert (1956), S. 22-24.
[272] Daten zu den US-Fördermengen: EIA (2015).
[273] Vgl. Campbell und Laherrère (1998), S. 78-83; Bartlett (2000), S. 1-17; Michel (2011), S. 434-449 und Campbell (2013).

als prognostiziert. Jakobsson et al. (2012) kritisieren die Hubbert-Theorie insbesondere aufgrund ihrer simplifizierenden Annahmen und ihrem Mangel an Mikrofundierung und halten aus diesen Gründen einen Bottom-Up-Ansatz für sinnvoller bei der Ermittlung von Angebotskurven.
Anwendung findet der Ansatz von Hubbert nahezu ausschließlich zur Prognose der Fördermenge in Nicht-OPEC-Ländern, bei denen wettbewerbliches Verhalten angenommen wird. In den Fallstudien wird der Ansatz von Hubbert verwendet, um eine qualitative Aussage über das mögliche zukünftige Fördermengenpotential eines Landes zu treffen. Bei der Ermittlung der Angebotskurven wird jedoch nicht auf die Hubbert-These zurückgegriffen.

Auf ökonomischen Faktoren basierende Ansätze

Gemäß Daubanes und Lasserre (2014) existiert bis heute kein einheitlicher Ansatz, mittels dessen sich die angebotene Menge nicht-erneuerbarer Rohstoffe als Funktion vom Preis ermitteln ließe. Auf ökonomischen Faktoren basierende Angebotskurven berücksichtigen neben der Fördermenge auch die Kosten der Förderung und den Ölpreis. Studien zu ökonomisch fundierten Angebotskurven lassen sich wiederum in drei Kategorien einteilen.

Die erste Kategorie umfasst solche Studien, bei denen keine graphische Darstellung von Angebotskurven vorgenommen wurde, sondern lediglich die Preiselastizität des Ölangebots in der kurzen und in der langen Frist ermittelt wurde. Tabelle 5.1 fasst die Ergebnisse der jüngeren Studien hierzu zusammen.

Tabelle 5.1: Studien zur Preiselastizität des Ölangebots

Studie	**Kurzfristige Preiselastizität**	**Langfristige Preiselastizität**	**Betrachtete Länder**	**Untersuchungszeitraum**
Gately (2004)	0,03-0,05	0,15-0,58	Nicht-OPEC	Annahme für den Zeitraum bis 2020
Brook et al. (2004)	0,04	0,35	Nicht-OPEC	1971-1997
Krichene (2006)	Unelastisch bis negativ	0,08	Nicht-OPEC	1970-2005
Krichene (2007)	0,02		Welt	1970-2006
Hansen und Lindholt (2008)	-0,04	-0,32	OPEC	1974-2001
		0,38	Nicht-OPEC	1974-2001
Askari und Krichene (2010)	-0,014	-0,48	Welt	1970-2008

Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 5.1 zu sehen, kommen die Autoren zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der langfristigen Preiselastizität des Angebots. Während sich mit Blick auf die sehr geringe kurzfristige Elastizität zeigt, dass das Ölangebot kurzfristig kaum auf Ölpreisänderungen reagiert, d. h. sich inelastisch verhält, zeigt sich mit Blick auf die langfristige Preiselastizität, dass diese in den Nicht-OPEC-Ländern positiv ausfällt, d. h. dass Nicht-OPEC-Länder auf einen Anstieg der Preise mit einer Ausweitung des Angebots reagieren, wohingegen die langfristige Preiselastizität der OPEC negativ zu sein scheint.

Die zweite Kategorie umfasst solche Studien, in denen zwar ebenfalls Kosten, Ölpreise und Mengen berücksichtigt werden, die graphisch dargestellten Angebotskurven sich jedoch nicht auf eine Periode beziehen, sondern die zukünftig noch förderbaren Vorkommen als angebotene Menge beinhalten (vgl. Abbildung 5.4). Diese Angebotskurven, die auf der kumulierten Fördermenge unter Berücksichtigung der vorhandenen Vorkommen basieren (daher auch als *cumulative availability curve* bezeichnet), umfassen verschiedene Arten von Vorkommen, Fördermethoden und Förderregionen.

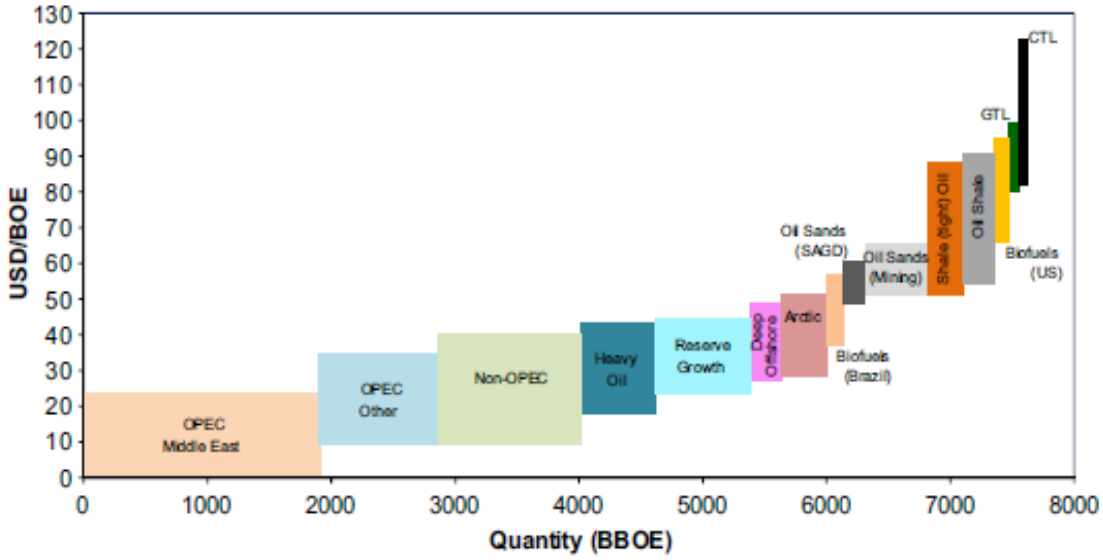


Abbildung 5.4: Angebotskurven basierend auf der kumulierten Fördermenge

Quelle: Aguilera (2014).

Berücksichtigung finden bei der Ermittlung dieser Angebotskurven ausschließlich mit der Förderung verbundene Kosten (Upstream-Kosten), wohingegen die Kosten des Transports und der Verarbeitung nicht berücksichtigt werden. Da sich die fiskalischen Bedingungen von Land zu Land unterscheiden, werden diese bei solchen Angebotskurven zumeist nicht berücksichtigt. Auch externe, mit der Ölförderung verbundene, Kosten (bspw. durch verursachte Umweltschäden, Treibhausgasemissionen) werden in solchen Kostenkurven gemäß Aguilera (2014) zumeist nicht berücksichtigt.
Dieses Konzept zur Erstellung von Angebotskurven wird insbesondere von der internationalen Energieagentur verwendet, die seit dem Jahr 2005 regelmäßig im Rahmen ihres

jährlichen Energiemarktberichts entsprechende Graphiken veröffentlicht.[274] Auch Rogner (1997) ermittelte eine, auf der noch förderbaren Menge basierende, Angebotskurve für Rohöl, wobei er diese als Linie und ohne optische Unterscheidung verschiedener Arten von Vorkommen und Förderregionen darstellte.
Die Schwäche dieses Konzepts besteht darin, dass es keine Aussage über die Fördermenge zu einem bestimmten Zeitpunkt trifft, sondern sich ausschließlich auf die langfristig theoretisch förderbaren Vorkommen bezieht. Darüber hinaus kritisieren Jakobsson et al. (2012) an diesem Ansatz, dass dieser nicht auf den Grenz-, sondern auf den Durchschnittskosten der verschiedenen Förderkategorien oder Regionen basiert. Somit wird die tatsächliche Kostenstruktur der Ölförderung nicht berücksichtigt und kann anhand dieser Kurven keine Prognose zum zukünftigen Preis und der Fördermenge vorgenommen werden. Vor diesem Hintergrund üben sie auch Kritik an Studien, in denen anhand dieser Art von Angebotskurven Einschätzungen zur Ölpreisentwicklung vorgenommen werden.[275]

Bei der dritten Kategorie von Angebotskurven wird die Fördermenge zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Berücksichtigung der Grenzkosten bzw. des notwendigen Preises zur Deckung der Kosten ermittelt. Hierbei handelt es sich um das Konzept, an dem sich auch in dieser Arbeit orientiert wird.
Adelman (1998) ermittelte solche Angebotskurven für Nicht-OPEC-Länder (USA und ehemalige Sowjetunion nicht berücksichtigt) für die Jahre 1980 und 1995. Die von ihm ermittelten Angebotskurven verliefen durch den Ursprung (0,0) bis zum, durch den tatsächlichen Marktpreis und Fördermenge gegebenen, Punkt (P, Q). Die Steigung der Angebotskurven vom Ursprung bis zum Punkt (P, Q) wurde durch den Steigungskoeffizienten b ermittelt. Bei einem linearen Anstieg der Angebotskurve ergab sich dieser als $b = P/Q$ und unter der alternativen Annahme einer zunehmenden Steigung der Kosten mit höherer Fördermenge als $b = \ln(P+1)/Q$. Eine Unterscheidung zwischen kurz- und langfristigem Angebot nahm er insofern vor, dass die langfristige Angebotskurve sich aus der Aneinanderreihung der kurzfristigen (jeweils auf ein Jahr bezogenen) Steigungskoeffizienten ergab.
In der jüngeren Vergangenheit wurden Angebotskurven, welche die aktuelle Fördermenge sowie die Kosten berücksichtigen, hauptsächlich von Banken (Deutsche Bank (2009), Citibank (2015)) sowie Marktforschungs- und Wirtschaftsberatungsunternehmen (Bernstein Research (2012)) ermittelt, die über einen, im Vergleich zu akademischen Forschern, besseren Zugang zu Unternehmensdaten und Informationen verfügen.
Bernstein Research ermittelte für das Jahr 2011 Angebotskurven für die 50 größten Ölgesellschaften außerhalb der OPEC (ohne die ehemalige Sowjetunion). Hierbei wurde zwischen Angebotskurven unterschieden, die nur die in der Förderphase anfallenden Betriebskosten und Produktionsteuern berücksichtigen (cash-costs) und Vollkostenkurven (marginal cost), die auch die Explorations- und Erschließungskosten (über Abschreibun-

[274] Vgl. IEA (2013), S. 453f.
[275] Vgl. Jakobsson et al. (2012), S. 862f..

gen) und Vertriebs- und Verwaltungskosten berücksichtigen. Diese Angebotskurven umfassten etwa ein Drittel (ca. 27 mb/d) der weltweiten Fördermenge.[276] Eine Differenzierung zwischen verschiedenen Förderländern wurde in der Studie jedoch nicht vorgenommen.

Die jüngste Studie, in der Angebotskurven basierend auf der aktuellen Fördermenge ermittelt wurden, wurde von der Citibank (2015) veröffentlicht. Hierbei wurde zum einen eine Angebotskurve für die aktuelle Ölförderung, basierend auf den in der Förderphase anfallenden Kosten,[277] ermittelt und zudem eine Angebotskurve für solche Projekte, die bis zum Jahr 2020 die Förderphase erreichen sollen. Für diese Projekte, die im Jahr 2020 mit ca. 36 mb/d zur globalen Fördermenge beitragen sollen, werden die über die gesamte Projektlaufzeit anfallenden Vollkosten,[278] einschließlich eines realen Diskontsatzes von 10 %, berücksichtigt.[279]

Finanzmarktmodelle

Neben auf fundamentalen Faktoren beruhenden Modellen, die das Ölangebot, die Nachfrage und das Verhalten der Anbieter in den Mittelpunkt stellen, als Erklärungsansatz für den Ölpreis, werden vermehrt auch Kapitalmarktmodelle, die sich auf die Entwicklungen an den Spot- und Futures-Märkten beziehen, zur Erklärung der Ölpreise verwendet.

Gemäß der von Fama (1970) entwickelten Theorie zur Markteffizienz, die besagt, dass verfügbare Informationen (hier unterscheidet er in Abhängigkeit von den verfügbaren Informationen zwischen schwacher, mittelstarker und starker Markteffizienz) in Marktpreisen enthalten sind, sollten die Futures-Preise gemäß German (2005) Informationen über erwartete zukünftige Entwicklung der fundamentalen Einflussfaktoren enthalten.

Während einige empirische Studien zur Effizienz von Rohstoffmärkten diese für Öl-Futures bestätigen können, (z. B. Gülen (1998) und Abosedra und Baghestani (2004)) können Moosa und Loughani (1994) effiziente Futures-Märkte für Rohöl weder widerlegen noch nachweisen, wohingegen Quan (1992) keine solche ausmachen kann.[280]

Ein viel diskutiertes Thema in Bezug auf Einflussfaktoren auf den Ölpreis stellte in der jüngeren Vergangenheit auch die Rolle von Spekulation auf den Terminmärkten dar.

Gemäß Hamilton (2008) sollte Spekulation unter der Annahme eines vollkommenen Marktes mit risikoneutralen und identisch informierten Akteuren keinen Einfluss auf den Preis haben, da einer steigenden Anzahl an Käufern eine theoretisch unbegrenzte Anzahl an Akteuren gegenüberstünde, die bereit wäre die Gegenposition einzunehmen, wenn es zu einer Abweichung des Preises vom fundamental gerechtfertigten Preis käme.[281] Alquist und Gervais (2001) führten den Preisanstieg der Jahre 2003 bis 2008 ebenfalls primär

[276] Vgl. BernsteinResearch (2012).
[277] Von der Citibank als *cash costs* bezeichnet.
[278] Von der Citikbank als *marginal full-cycle breakeven costs* bezeichnet.
[279] Vgl. CitiResearch (2015).
[280] Vgl. Gülen (1998), S. 13-21 und Abosedra und Baghestani (2004), S. 1389-1393 und Moosa und Al-Loughani (1994), S. 99-105 und Quan (1992), S. 139-149.
[281] Vgl. Hamilton (2008).

auf fundamentale Ursachen und weniger auf Finanzmarktspekulationen zurück. So ergaben ihre Analysen, dass sich ein starker Zusammenhang zwischen den Positionen der Spekulanten und der Preisentwicklung empirisch nicht nachweisen lässt.[282] Auch Smith (2009) konnte einen entscheidenden Einfluss von Finanzmarktspekulation für den Preisanstieg bis 2008 nicht ausmachen.[283] Cifarelli und Paladino (2010) sowie Sornette et al. (2009) hingegen sahen in den hohen Ölpreisen der 2000er-Jahre auch auf Spekulationen zurückzuführende Blasen.[284] Fattouh et al. (2013) fassten die zum Beitrag von Finanzmarktspekulationen auf den Ölpreisanstieg bis 2008 veröffentlichten Studien dahingehend zusammen, dass diese eine bedeutende Rolle von Finanzmarktspekulationen als Treiber des Ölpreisanstiegs seit 2003 nicht nachweisen können.[285] Jüngst zeigten Baumeister und Kilian (2015), dass sich auch der Ölpreisrückgang seit dem Juni 2014 auf fundamentale Gründe zurückführen lässt – primär einen negativen Nachfrageschock aufgrund der schwachen Weltwirtschaft.
Insgesamt scheinen demnach gemäß dem aktuellen Forschungsstand fundamentale Faktoren von größerer Bedeutung für den Ölpreis zu sein als Spekulationen an den Finanzmärkten.

5.2 Kostenarten bei Rohölprojekten

Bevor in Abschnitt 5.3 das in der vorliegenden Arbeit verwendete Verfahren zur Ermittlung der Angebotskurven für den Ölmarkt erörtert wird, ist es zunächst notwendig die im Laufe eines Ölprojekts anfallenden Kosten zu erläutern. Diese lassen sich hinsichtlich der Projektphase in der sie anfallen oder anhand ihrer Art unterscheiden.

Die von der Projektphase abhängigen Kosten lassen sich unterteilen in:

- Explorationskosten,
- Erschließungskosten,
- In der Förderphase anfallende Förderkosten,
- (Gegebenenfalls auch Rückbaukosten, die in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt werden).

Hinsichtlich ihrer Art lassen sich die Kosten unterteilen in technische und fiskalische Kosten.

5.2.1 Technische Kosten

Übliche makroökonomische Produktionsfunktionen enthalten als „technische Kosten“ die Kosten der eingesetzten Inputfaktoren Arbeit und Kapital. Die Kosten des Inputfaktors Arbeit umfassen dabei die vom Unternehmen zu zahlenden Löhne. Die Kosten des

[282] Vgl. Alquist und Gervais (2011).
[283] Vgl. Smith (2009), S. 145–64.
[284] Vgl. Cifarelli und Paladino (2010), S. 363-372 und Sornette et al. (2009), S. 1571-1576.
[285] Vgl. Fattouh et al. (2013), S. 7–33.

Inputfaktors Kapital (der sich auf physisches Kapital wie bspw. Maschinen bezieht) beinhalten den Kaufpreis des physischen Kapitalguts zuzüglich der Finanzierungskosten (repräsentiert durch den Realzins).[286]
In der englischsprachigen Literatur zur Ölindustrie wird zumeist zwischen Betriebskosten (operating costs) und Kapitalkosten (capital costs) unterschieden. Der Begriff der Kapitalkosten bezieht sich dabei auch bei Rohstoffprojekten auf die Kosten für physisches Kapital in Form von Anlagen, Equipment und Material. So umfassen die Kapitalkosten gemäß Jahn et al. (1998) solche physischen Kapitelgüter, deren Nutzungszeit über ein Jahr beträgt (wie bspw. Bohrplattformen, Bohrtürme). Die Betriebskosten hingegen umfassen gemäß Jahn et al. (1998) solche Güter, deren Nutzungszeit weniger als ein Jahr beträgt (wie Dienstleistungen oder zur Förderung benötigte Chemikalien).[287] Gemäß IFP (2007) handelt es sich bei den Betriebskosten um die mit dem Betrieb einer Produktionsstätte verbundenen Kosten. Diese umfassen bspw. Personalkosten, Instandhaltungskosten, Förderkosten (wie Energiekosten und Kosten verwendeter Chemikalien sowie in die Lagerstätte injizierten Wassers etc.). Die Betriebskosten beziehen sich somit auf die in der Förderphase anfallenden Kosten.[288]
Die Kapitalkosten hingegen beziehen sich hauptsächlich auf die vor der Förderphase anfallenden Kosten der Exploration und Erschließung. Insbesondere in der Erschließungsphase werden dabei Investitionen in physisches Kapital getätigt. Sowohl die Betriebskosten als auch die Kapitalkosten umfassen sowohl fixe als auch variable, d.h. in Verbindung zur Fördermenge bzw. Förderkapazität stehende, Kosten. So stehen die, den Förderkosten zuzurechnenden, Material- und Energiekosten sowie Logistikkosten im direkten Zusammenhang zur Fördermenge und sind somit variabel. Die teilweise fixen Personalkosten, Wartungskosten und Instandhaltungskosten hängen von der errichteten Förderkapazität ab, die wiederum maßgeblich für die tatsächliche Fördermenge ist.[289]

5.2.1.1 Explorations- und Erschließungskosten

Da während der Explorationsphase noch keine Förderung stattfindet und dies unter der Annahme, dass die Förderphase eines Projekts einsetzt, sobald kommerzielle Mengen an Öl gewonnen werden auch für die Erschließungsphase gilt, wird für die Erstellung der Angebotskurven im Folgenden die Annahme getroffen, dass es sich bei allen während der Explorations- und Erschließungsphase anfallenden Kosten um Kapitalkosten handelt.
Obwohl es sich sowohl bei den Explorations- als auch den Erschließungskosten unter den getroffenen Annahmen, nach erfolgter Exploration und Erschließung, um fixe Kosten handelt, die nicht im direkten Zusammenhang zur Fördermenge stehen, müssen sie für die Erstellung der Angebotskurven auf die Fördermenge bezogen werden.
Bei den Erschließungskosten lässt sich dies, im Vergleich zu den Explorationskosten, wesentlich einfacher durchführen, da – wie bereits erörtert – zum Zeitpunkt des Beginns

[286] Siehe hierzu bspw. Abel et al. (2013), S. 87-103 und 148-150.
[287] Vgl. Jahn et al. (1998), S. 308.
[288] Vgl. IFP (2007), S. 160 und IEA (2013), S. 367.
[289] Vgl. March (2012), S. 119.

der Erschließung relativ genaue Schätzungen zu den förderbaren Vorkommen vorliegen, so dass sich die Kapitalkosten je Barrel für die Erschließungsphase relativ einfach berechnen lassen.
Das Ziel der Exploration hingegen besteht ja gerade darin herauszufinden, ob und gegebenenfalls wie viel wirtschaftlich abbaubares Rohöl sich in einer möglichen Lagerstätte befindet, so dass sich Explorationskosten je Barrel nur ex-post ermitteln lassen.[290]
Für die Ermittlung der Angebotskurven wird im Folgenden eine durchschnittliche Explorationsphase von fünf Jahren angenommen. Diese umfasst sämtliche in Abschnitt 3.1.1 erörterten Teilphasen. Zudem wird, basierend auf Jahn et al. (vgl. Abbildung 3.2), die Annahme getroffen, dass sich die Kosten gleichmäßig über die gesamte Explorationsphase verteilen.
Wie in Abschnitt 3.1.2 ausgeführt, variiert die Dauer der Erschließungsphase projektabhängig sehr stark. Für die Erstellung der Angebotskurven wird die Annahme einer durchschnittlichen Dauer der Erschließungsphase von fünf bis sieben Jahren getroffen. Vereinfachend soll dabei – analog zum Vorgehen bei der Explorationsphase – unterstellt werden, dass sich die Kosten gleichmäßig über die gesamte Erschließungsphase verteilen.[291]
Sofern keine Informationen oder Daten zu den Explorations- und Erschließungskosten verfügbar sind, müssen diese geschätzt werden. Dies geschieht über die, zunächst zu ermittelnden, Bohrlochkosten.
Grundsätzlich fallen die Kosten der Erschließung von Offshore-Feldern im Vergleich zu den Erschließungskosten ansonsten ähnlicher Lagerstätten an Land aufgrund der zusätzlich zu installierenden Anlagen (Plattformen, Schiffe) deutlich höher aus. So belaufen sich die Bohrlochkosten gemäß IFP (2007) bei Onshore-Bohrlöchern auf 2 bis 5 Mio. US-$ und bei Offshore-Bohrlöchern auf 10 bis 50 Mio. US-$. Die Bohrlochkosten hängen im Wesentlichen von der Tiefe des Bohrlochs und bei Offshore-Bohrungen von der Wassertiefe ab.[292] Da sich die Kostenschätzungen des IFP auf das Jahr 2006 beziehen, werden die Bohrlochkosten mittels des von IHS-CERA veröffentlichten Upstream Capital Cost Index (UCCI), als Maß für die Entwicklung der Kapitalkosten im Upstream-Bereich, in das Jahr 2014 extrapoliert. Dieser Index lässt sich als sektorspezifischer Produzentenpreisindex interpretieren.
Zwischen den Jahren 2006 und 2014 stieg der UCCI um insgesamt 46,9 % an (vgl. Tabelle 9.1). Extrapoliert man die vom IFP (2007) geschätzten Bohrlochkosten nun mittels des UCCI in das Jahr 2014, belaufen sich diese bei Onshore-Bohrlöchern auf 2,9 bis 7,3 Mio. US-$ und bei Offshore-Bohrlöchern auf 14,7 bis 73,4 Mio. US-$. Dass diese Werte realistisch sind, zeigen Angaben der angolanischen staatlichen Ölgesellschaft Sonangol, gemäß der sich die Kosten von Tiefwasser-Bohrungen in Angola auf 20 bis 50 Mio. US-Dollar belaufen.[293]

---

[290] Eigentlich sogar erst mit dem Ende der Förderphase, da erst zu diesem Zeitpunkt feststeht, wie viel Öl aus der Lagerstätte gefördert wurde.
[291] Bei einer angenommenen Erschließungsdauer von fünf Jahren und Erschließungskosten von 1 Mrd. US-$ würden jedem Jahr der Erschließungsphase Kosten in Höhe von 200 Mio. US-$ zugeordnet werden.
[292] Vgl. IFP (2007), S. 132.
[293] Vgl. Senagol (2015).

Reich und Amro (2015, S. 102) schätzen die reinen Bohrkosten auf 1.500 bis 2.500 Euro je Meter an Bohrlochtiefe. Hierbei verorten sie Onshore-Bohrungen eher am unteren Ende und Offshore-Bohrungen am oberen Ende der Spanne. Unter Berücksichtigung des langfristigen Euro/Dollar-Wechselkurses (seit Einführung des Euro) von ca. 1,25 US-$ je Euro ergäben sich Kosten von 1.875 bis 3.125 US-$ je Meter.
Lukawski et al. (2014) ermittelten, basierend auf Daten des American Petroleum Institute, die Bohrlochkosten für US-Onshore-Felder im Jahr 2009. Gemäß ihrer Studie betrugen die Kosten in geringen Tiefen (bis ca. 760 Metern) ca. 1.000 US-$ je Meter und in großen Tiefen (ca. 5.330 bis 6.100 Metern) ca. 3.500 US-$ je Meter. Zur Berechnung der Bohrlochkosten ermittelten sie folgende Gleichung:

$$(5.9)\quad \textit{Bohrlochkosten je Öl- und Gasbohrloch} = 1{,}65 \cdot 10^{-5} \cdot (MD)^{1{,}607}$$

Mit: MD = Bohrtiefe in Metern.[294]

Mit Hilfe dieser Gleichung ließen sich gemäß der Autoren über 95 % der Variation der Bohrlochkosten bei US-Onshore-Feldern im Jahr 2009 erklären.[295]
Wie diese drei Beispiele zur Schätzung der Bohrkosten bzw. Bohrlochkosten zeigen, existiert bis heute kein einheitliches Verfahren, anhand dessen sich die Kosten in Abhängigkeit von der Bohrlochtiefe und der Lokalität der Lagerstätte mit einer hinreichend relativen Genauigkeit schätzen ließen. So steigen die Kosten gemäß Reich und Amro (2015) linear mit steigender Bohrtiefe an, wohingegen sie gemäß Lukawski et al. (2014) einen exponentiellen Verlauf einnehmen, die Kosten je Meter also mit der Bohrtiefe ansteigen.
Eine Auswertung von Daten des von PennEnergy und dem Oil & Gas Journal veröffentlichten „Worldwide Oil Field Production Survey“ zu über 7.000 Ölfeldern im Jahr 2013 ergab, dass sich weniger als 1 % der Lagerstätten, aus denen aktuell Öl gefördert wird, in Tiefen von über 5.000 Metern (ca. 16.500 Fuß) befinden. Basierend auf den Schätzungen von IFP (2007), Reich und Amro (2015) und Lukawski et al. (2014) sollen nun für Tiefen zwischen 0 und 5.000 Metern Schätzungen der Bohrkosten bzw. Bohrlochkosten von Onshore- und Offshore-Bohrungen vorgenommen werden. Bei der basierend auf IFP vorgenommenen Schätzung wird dabei, analog zu Reich und Amro, von einem linearen Anstieg der Kosten mit zunehmender Tiefe ausgegangen. Bei der Schätzung der Kosten bei Offshore-Projekten basierend auf der Formel von Lukawski et al. wird zudem die Annahme getroffen, dass die Bohrlochkosten Offshore um den Faktor 5 höher ausfallen im Vergleich zu Onshore-Bohrungen. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 5.5 dargestellten tiefenabhängigen Bohrkosten bzw. Bohrlochkosten.

[294] Vgl. Lukawski et al. (2014), S. 4.
[295] Vgl. Ebenda, S. 4.

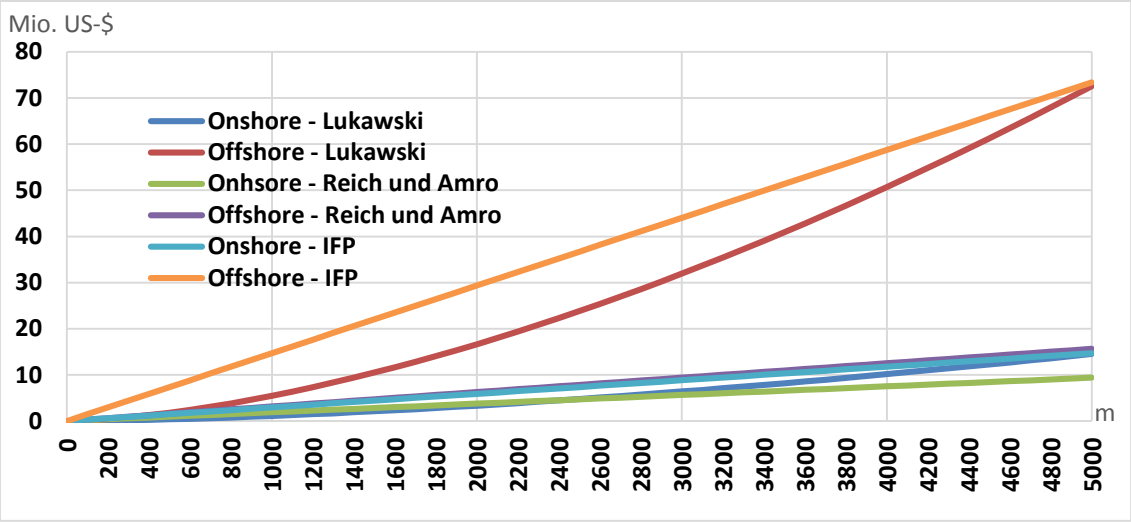


Abbildung 5.5: Bohrlochkosten in Abhängigkeit von Standort und Bohrtiefe

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 5.5 zu sehen, weichen die basierend auf Reich und Amro (2015) geschätzten Kosten – insbesondere bei Offshore-Bohrungen – deutlich von den beiden anderen Schätzungen ab. Dies begründet sich dadurch, dass die Schätzungen von Reich und Amro sich nur auf die Bohrkosten beziehen, wohingegen die Schätzungen von Lukawski und des IFP die Bohrlochkosten betreffen und somit auch andere Kosten als nur die der Bohrung berücksichtigen.

Für die Schätzung der Bohrlochkosten werden im Rahmen der Fallstudien lediglich die basierend auf Lukawski et al. (2014) und IFP (2007) ermittelten Kosten berücksichtigt, indem aus diesen beiden Schätzungen das arithmetische Mittel gebildet wird. Dadurch ergeben sich die in Abbildung 5.6 dargestellten tiefenabhängigen Bohrlochkosten.

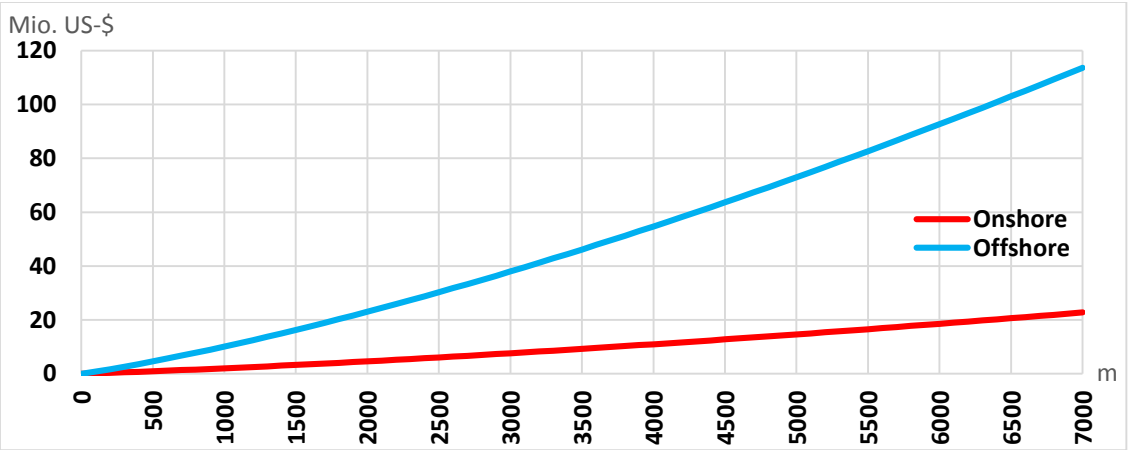


Abbildung 5.6: Tiefenabhängige Bohrlochkosten

Eigene Darstellung

Bei Tiefen zwischen 1.000 und 3.700 Metern, in denen gemäß Daten des Worldwide Oil Field Production Survey des Oil & Gas Journal (2014) nahezu alle Tiefwasser-Offshore-

Bohrungen in Angola stattfinden, betragen die Bohrkosten gemäß dem angewandten Verfahren zwischen 10,1 und 49,5 Mio. US-$. Dies entspricht in etwa den von der staatlichen angolanischen Ölgesellschaft Sonangol für solche Bohrungen geschätzten Kosten von 20 bis 50 Mio. US-$.

Neben der Bohrlochtiefe hängen die Kosten bei Offshore-Projekten wesentlich von der Wassertiefe ab. Das US-Innenministerium unterscheidet hinsichtlich der Wassertiefe zwischen flachen Gewässern bis zu einer Tiefe von ca. 300 m (1.000 Fuß), Tiefwasser (deepwater) zwischen 300 und 1.500 m (1.000 bis 5.000 Fuß) und Ultra-Tiefwasser (ultra-deepwater) bei Tiefen von über 1.500 m (5.000 Fuß).[296] Diese Abgrenzung hinsichtlich der Tiefe nimmt auch das IFP (2007, S. 144) vor und soll auch im Rahmen dieser Arbeit vorgenommen werden.

Die in Abbildung 5.6 dargestellten Bohrlochkosten von Offshore-Bohrlöchern beziehen sich auf Tiefwasserprojekte. Für Bohrungen in seichten Gewässern wird angenommen, dass diese um den Faktor 0,5 geringer und bei Ultra-Tiefwasserprojekten um den Faktor 0,5 höher ausfallen. Dieses Vorgehen lässt sich mit der steigenden Komplexität der Exploration und Erschließung mit steigender Wassertiefe und dem größeren Materialaufwand begründen.[297]

Gemäß IFP (2007, S. 127f und 153-155) tragen die Bohrlochkosten bei Onshore-Projekten mit etwa einem Drittel und bei Offshore-Projekten mit etwa einem Viertel zu den Erschließungskosten bei. Diese Relation von Bohrlochkosten zu Erschließungskosten wird auch in den Fallstudien zur Schätzung der Erschließungskosten angenommen, da keine anderen Informationen diesbezüglich vorlagen.[298]

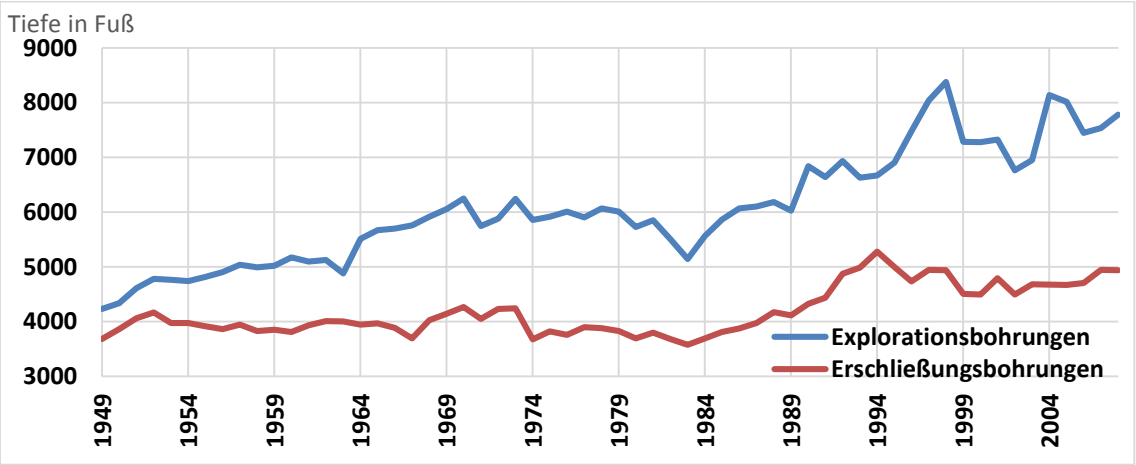


Abbildung 5.7: Durchschnittliche Bohrlochtiefe von Ölbohrungen in den USA

Datenquelle: EIA (2015d).

[296] Vgl. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service (2008), S. 3.
[297] Eine Übersicht über die in den Fallstudien Verwendung findenden Bohrlochkosten bietet Tabelle 9.2.
[298] Bei diesen Relationen handelt es sich um Durchschnittswerte. In der Praxis variiert das Verhältnis von Bohrlochkosten und Erschließungskosten von Projekt zu Projekt.

Wie in Abbildung 5.7 zu sehen, fanden Explorationsbohrungen in den USA im Zeitraum von 1949 bis 2008[299] im Durchschnitt zu einem bestimmten Zeitpunkt in wesentlich größeren Tiefen statt als Erschließungsbohrungen. So stieg die durchschnittliche Bohrlochtiefe der Erschließungsbohrungen erst Mitte der 1990er Jahre auf das Niveau der Explorationsbohrungen Mitte der 1960er Jahre.
Üblicherweise veröffentlichen Ölgesellschaften, sofern sie projektbezogene Daten herausgeben, nur Informationen zu den Erschließungskosten, jedoch nicht zu den mit dem Projekt verbundenen, bereits vorher angefallenen, Explorationskosten. Daher müssen zu den Explorationskosten Schätzungen vorgenommen werden.
Um das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten ermitteln zu können, wurden die jährlichen Geschäftsberichte großer Ölgesellschaften für die Jahre 2009 bis 2014 ausgewertet. Da sich unter den zwanzig, hinsichtlich ihrer Fördermenge, größten Ölgesellschaften diverse staatliche Ölgesellschaften befinden, die keine oder keine aussagekräftigen Daten zu ihren Aufwendungen veröffentlichen (z. B. Saudi Aramco) oder nur in wenigen Ländern tätig sind, konnten lediglich neun global tätige Ölgesellschaften (Exxon-Mobil, Chevron, BP, Royal-Dutch/Shell, Statoil, Eni, Total, ConocoPhillips, Petrobras) identifiziert werden, deren Geschäftsberichte hinreichend detaillierte Informationen enthielten. Für diese Ölgesellschaften, welche ihre jährlich angefallenen Aufwendungen sowohl für Explorationsmaßnahmen als auch für Erschließungsmaßnahmen veröffentlichen, wurde für jedes Jahr der Anteil der Explorations- und Erschließungskosten an den Gesamtaufwendungen für Explorationen- und Erschließungen berechnet.

Tabelle 5.2: Anteil der Explorationsaufwendungen an den Explorations- und Erschließungsaufwendungen

	Exxon	**Chevron**	**BP**	**Royal Dutch/Shell**	**Statoil**
2009	15,9 %	14,0 %	21,2 %	20,6 %	22,9 %
2010	11,8 %	9,3 %	21,9 %	25,1 %	23,9 %
2011	9,1 %	10,7 %	19,0 %	33,9 %	21,1 %
2012	9,6 %	10,5 %	25,8 %	31,9 %	18,9 %
2013	8,4 %	11,0 %	26,2 %	27,0 %	18,2 %
2014	8,8 %	10,6 %	16,2 %	21,1 %	19,0 %
Durchschnitt	**10,6 %**	**11,0 %**	**21,7 %**	**26,6 %**	**20,7 %**
	Eni	**Total**	**Petrobras**	**ConocoPhillips**	**Durchschnitt**
2009	14,1 %	13,4 %	28,2 %	Keine Daten	18,8 %
2010	10,6 %	14,6 %	25,6 %	Keine Daten	17,9 %
2011	14,1 %	12,7 %	30,2 %	21,5 %	16,8 %
2012	18,2 %	14,0 %	26,4 %	15,3 %	17,3 %
2013	16,3 %	11,3 %	28,2 %	14,6 %	16,3 %
2014	13,4 %	11,1 %	23,0 %	17,5 %	13,7 %
Durchschnitt	**14,5 %**	**12,9 %**	**27,0 %**	**17,2 %**	**16,1 %**

Eigene Berechnungen basierend auf Daten aus: Exxon Mobil (diverse), Chevron (diverse), BP (diverse), Royal Dutch/Shell (diverse), Statoil (diverse), Eni (diverse), Total (diverse), Petrobras (diverse), ConocoPhillips (diverse).

[299] Aktuellere Daten wurden von der EIA nicht veröffentlicht.

Im Durchschnitt ergab sich ein Verhältnis von Explorations- zu Erschließungsaufwendungen von ca. 16 zu 84.[300] Diese Relation unterlag jedoch über die Zeit größeren Schwankungen und unterschied sich zwischen den betrachteten Ölgesellschaften. So wenden die großen US-Ölgesellschaften Exxon-Mobil und Chevron im Vergleich zu Statoil, BP, Royal Dutch/Shell und Petrobras nur einen halb so hohen Anteil für Explorationen, in Relation zu den Kosten für Erschließungen, auf.

Tabelle 5.3: Anteil der Explorationsbohrungen an insgesamt getätigten Explorations- und Erschließungsbohrungen

	BP	**Royal Dutch/Shell**	**Statoil**	**Eni**
2009	8,2 %	20,1 %	35,9 %	14,5 %
2010	6,9 %	27,9 %	14,0 %	18,0 %
2011	6,8 %	27,8 %	11,7 %	12,1 %
2012	4,4 %	22,6 %	3,4 %	16,6 %
2013	3,6 %	24,6 %	6,4 %	15,6 %
2014	5,5 %	22,5 %	5,5 %	16,3 %
Durchschnitt	**5,9 %**	**24,2 %**	**12,8 %**	**15,5 %**
	Total	**Petrobras**	**ConocoPhillips**	**Durchschnitt**
2009	6,3 %	Keine Daten	Keine Daten	17,0 %
2010	4,2 %	14,4 %	Keine Daten	14,2 %
2011	4,5 %	17,1 %	Keine Daten	13,3 %
2012	6,9 %	13,9 %	16,0 %	12,0 %
2013	5,1 %	Keine Daten	12,9 %	11,4 %
2014	3,6 %	Keine Daten	7,4 %	10,1 %
Durchschnitt	**5,1 %**	**15,1 %**	**12,1 %**	**13,0 %**

Eigene Berechnungen basierend auf Daten aus: BP (diverse), Royal Dutch/Shell (diverse), Statoil (diverse), Eni (diverse), Total (diverse), Petrobras (diverse), ConocoPhillips (diverse).

Betrachtet man statt der Aufwendungen die Anzahl an getätigten Bohrungen, liegt der Anteil der Explorationsbohrungen an den insgesamt getätigten Bohrungen bei großen, global tätigen Ölgesellschaften bei 13% (vgl. Tabelle 5.3). So wurden im betrachteten Zeitraum von den sieben Ölgesellschaften die Daten zur Anzahl an Bohrungen veröffentlichten ca. 2.700 Explorations- und ca. 17.500 Erschließungsbohrungen durchgeführt.[301] Auch hier zeigen sich erhebliche Unterschiede zwischen den betrachteten Ölgesellschaften sowie starke Schwankungen über die Zeit. So schwankte der Anteil der Explorationsbohrungen bei der norwegischen Ölgesellschaft Statoil zwischen 3,4 und 35,9 %.
Dass die Anzahl an Explorationsbohrungen im Vergleich zu den Erschließungsbohrungen deutlich geringer ausfällt, lässt sich darauf zurückzuführen, dass diese hohe Kosten verursachen, jedoch nicht unmittelbar Erträge generieren. Daher bemühen sich Ölgesell-

[300] Es wurde keine Gewichtung nach absolut getätigten Aufwendungen vorgenommen, d. h. alle Ölgesellschaften gingen unabhängig von der Höhe der getätigten Aufwendungen mit demselben Anteil in die Berechnung ein.
[301] Hierzu sei anzumerken, dass von Petrobras und ConocoPhillips nicht zu allen Jahren Daten veröffentlicht wurden, so dass sich die ermittelte Anzahl an Bohrungen nur auf die verfügbaren Jahre bezieht.

schaften, nur so wenige Erkundungs- und Bestätigungsbohrungen wie nötig durchzuführen, anhand derer sich einschätzen lässt, ob die Erschließung einer Lagerstätte vorgenommen werden sollte. Dass das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungsbohrungen über die Zeit Schwankungen unterliegt, lässt sich primär damit begründen, dass selbst breit aufgestellte, global tätige Ölgesellschaften aufgrund der hohen mit solchen Projekten verbundenen Kosten, in der Regel nur eine begrenzte Anzahl an Explorations- und Erschließungsprojekten gleichzeitig durchführen. Einzelne Projekte können somit einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtkosten ausüben.

Sofern projektbezogene Explorations- und Erschließungskosten ermittelt werden sollen, muss berücksichtigt werden, dass die Exploration ca. fünf Jahre vor der Erschließung eines Feldes stattfindet. Somit beziehen sich die von Ölgesellschaften in einem Jahr aufgewiesenen Explorations- und Erschließungskosten nicht auf dieselben Projekte.[302]

Würde man das in Tabelle 5.2 ermittelte Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten in einem Jahr (z.B. das Jahr 2014) verwenden, würden auf einen Dollar Erschließungskosten Explorationskosten in Höhe von ca. 0,19 Dollar anfallen (Verhältnis von 5,25 zu 1 = 84 zu 16). Da über die Zeit immer tiefer gelegene und schwieriger zu erschließende Lagerstätten exploriert und erschlossen werden (vgl. Abbildung 5.7), sollten die mit einem Ölprojekt verbundenen Explorationskosten, aufgrund der ca. fünfjährigen Zeitspanne zwischen Exploration und Erschließung, im Vergleich zu den Erschließungskosten höher ausfallen.

Verwendet man die Entwicklung des UCCI als Inflationsmaß der Erschließungs- und Explorationskosten so ergibt sich für den Zeitraum von 2005 bis 2014 ein durchschnittlicher jährlicher Anstieg von 7,5 % (vgl. Tabelle 9.1). Extrapoliert man nun die Explorationskosten mittels des UCCI um die angenommenen fünf Jahre durchschnittlicher Explorationsdauer in die Zukunft, beziehen sich diese auf dasselbe Jahr.[303] Nimmt man diese Extrapolation unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Wachstumsrate des UCCI von 7,5 %, der Explorationsdauer von fünf Jahren und des ursprünglichen Verhältnisses von 0,19:1 vor, ergibt sich für die vergangenen zehn Jahre ein Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1.[304] Da die Kosteninflation im Upstream-Sektor über die Zeit Schwankungen unterworfen ist, die von den Marktbedingungen (insbesondere von der Ölpreisentwicklung) abhängen, ändert sich auch das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten über die Zeit. So dürfte die ermittelte Kosteninflation vor dem Hintergrund, dass der Ölpreis im Zeitraum von 2005 bis 2014 überwiegend anstieg bzw. auf hohem Niveau notierte (vgl. Abbildung 4.5), höher ausgefallen sein als im langfristigen Durchschnitt.

In den Fallstudien wird dennoch das ermittelte Verhältnis von 0,27:1 angenommen, da in diesen primär solche Lagerstätten betrachtet werden, die in der jüngeren Vergangenheit

---

[302] Im Jahr 2014 angefallene Erschließungskosten beziehen sich bspw. auf Lagerstätten, die im Jahr 2009 exploriert wurden.

[303] Wenn beispielsweise die Exploration in den Jahren 2005 bis 2009 stattfand und die Erschließung in den Jahren 2010 bis 2014, ergibt sich ein mittleres Explorationsjahr von 2007 und ein mittleres Erschließungsjahr von 2012.

[304] $0{,}19 \times (1{,}075)^5 = 0{,}27$.

exploriert und erschlossen wurden, für welche die für den Zeitraum von 2005 bis 2014 ermittelte Kosteninflation maßgeblich war. Bei der Schätzung der zukünftigen Entwicklungen werden wiederum statische Annahmen getroffen, so dass für den Zeitraum bis 2024 die für den Zeitraum von 2005 bis 2014 ermittelte Kosteninflation unterstellt wird.

5.2.1.2 Finanzierungskosten und Diskontierung

Die von Ölgesellschaften veröffentlichten Erschließungskosten beziehen sich häufig nur auf den Kaufpreis des physischen Kapitals, wohingegen die auch zu berücksichtigenden Finanzierungskosten, die Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten umfassen, nicht ausgewiesen werden. Auch die ermittelten Bohrlochkosten und die daraus abgeleiteten Erschließungs- und Explorationskosten enthielten noch keine Finanzierungskosten und angestrebte Rendite des eingesetzten Kapitals.

Da für die Erstellung der Angebotskurven alle über die Dauer eines Ölprojekts anfallenden Cash-Flows in den Gegenwartswert zum Zeitpunkt des Beginns der Förderphase übertragen werden, müssen die in der Vergangenheit angefallenen Explorations- und Erschließungskosten durch Aufzinsung in diesen umgerechnet werden. Die Aufzinsung kann entweder über einen nominalen Diskontfaktor, der auch die Inflation beinhaltet, oder einen realen Diskontfaktor, in dem die Inflationsrate nicht berücksichtigt ist, erfolgen. Der in dieser Arbeit verwendete reale Diskontfaktor setzt sich zusammen aus dem risikolosen Realzins zuzüglich einer Risikoprämie. Die Inflation im Upstream-Bereich wird gesondert, über den UCCI und UOCI, berücksichtigt.

Pindyck (2010) ermittelte für die Ölindustrie einen nominalen Diskontsatz von 8 bis 10 %. Den risikolosen Nominalzins schätzte er, basierend auf der nominalen Rendite von US-Staatsanleihen, auf 3 %. Den allgemeinen Risikoaufschlag, den er anhand der langfristigen Überrendite des Aktienindex „S&P 500“ gegenüber US-Staatsanleihen berechnete, bezifferte er auf 7 %. Unter Verwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM) ermittelte er schließlich einen nominalen Diskontsatz von 9,16 %. Zudem berechnete er die gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten (unter Berücksichtigung von Eigenkapitalkosten und Fremdkapitalkosten) für 14 Ölgesellschaften, die sich ebenfalls auf 9,1 bis 9,2 % beliefen. Basierend auf diesen Ergebnissen schätzte er den nominalen Diskontfaktor in der Ölindustrie auf 8 bis 10 %.[305]

Harden (2014) verwendet ebenfalls das CAPM zur Ermittlung der gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) und des Diskontfaktors im Ölsektor, basierend auf, bis zum Jahr 2014 reichende, Marktdaten. Die von ihm ermittelten WACC betrugen zwischen 8,4 und 12 %,[306] so dass sich ein durchschnittlicher Diskontfaktor von ca. 10 % ergab. Eine jährlich von der Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) unter ihren Mitgliedern vorgenommene Umfrage zeigte im Jahr 2013, dass 75 % der Teilnehmer eine Diskontrate zwischen 8 und 12 %

[305] Vgl. Pindyck (2010), “Investments in offshore Oil and Natural Gas Deposits in Israel: Basic Principles”, 13. November 2010.
[306] Vgl. Harden (2014).

nutzen und davon die große Mehrheit (60 % der Gesamtteilnehmer) eine Diskontrate von 10 % verwendet.[307]
In jüngeren Studien zu den Kosten von Ölprojekten [z. B. IEA (2013), BMO (2014), CitiResearch (2015)] wird üblicherweise ebenfalls ein Diskontfaktor von 10% verwendet.[308]
Tabelle 5.5 liefert einen Überblick über die von privaten Ölgesellschaften im Jahr 2014 verwendeten Diskontfaktoren für die Kalkulation zukünftiger Zahlungsströme.

Tabelle 5.4: Von großen Ölgesellschaften im Jahr 2014 verwendete Diskontfaktoren

Ölgesellschaft	**Verwendete Diskontfaktoren im Jahr 2014**
Chevron	10 %
ExxonMobil	10 %
ConocoPhillips	10 %
Total	7-11 % (Vorsteuerdiskontfaktor)
Royal Dutch/Shell	6 % (nominaler Vorsteuerdiskontfaktor)
BP	12 % (+2 % in Hochrisikoländern) (nominaler Vorsteuerdiskontfaktor)
Eni	10 %
Statoil	8 bis 12 % (realer Vorsteuerdiskontfaktor)
Canadian Natural Resources	10 bis 12 %
Husky Energy	8 % (Vorsteuerdiskontfaktor)
Premier Oil	10% UK, 12,5% Nicht-UK (realer Vorsteuerdiskontfaktor)

Quellen: Chevron (2015), ExxonMobil (2015), ConocoPhillips (2015), Total (2015), Royal Dutch/Shell (2015), BP (2015a), Eni (2015), Statoil (2015), Canadian Natural Resources (2015), Husky Energy (2015), Premier Oil (2015).

Wie in Tabelle 5.5 zu sehen, unterscheiden sich die von den Ölgesellschaften verwendeten Diskontsätze teils erheblich voneinander. So belief sich der nominale Vorsteuerdiskontfaktor von Royal Dutch/Shell im Jahr 2014 auf 6 %, wohingegen Statoil einen realen Diskontfaktor von 8 bis 12 % verwendet und sich der von BP verwendete, nominale Diskontfaktor auf 12 bis 14% beläuft. Bereinigt man den von BP verwendeten Diskontfaktor um die Inflation, die in den USA und der Eurozone in der jüngeren Vergangenheit zumeist zwischen 0 und 2 % schwankte, ergibt sich ein realer Diskontfaktor von 10 bis 14%.
Zur Finanzierung der Investitionen in die Exploration und Erschließung von Lagerstätten kann eine Ölgesellschaft entweder eigene Finanzmittel (Eigenkapital) verwenden oder das nötige Kapital durch Kreditaufnahme (direkt bei Banken oder durch die Ausgabe von Unternehmensanleihen) als Fremdkapital beschaffen. Bei den in Tabelle 5.5 aufgeführten Ölgesellschaften handelt es sich überwiegend um große, weltweit tätige Ölgesellschaften. Da diese im Vergleich zu kleineren Ölgesellschaften breiter diversifiziert sind und daher

[307] Vgl. Ebenda.
[308] Es ist jedoch nicht ersichtlich, ob es sich in diesen Studien um einen realen oder nominalen Diskontfaktor handelt.

ein geringeres Konkursrisiko aufweisen, sollten auch die Fremdkapitalzinsen geringer ausfallen als bei kleineren Ölgesellschaften. Dies wird durch Tabelle 5.6, in der die nominalen Anleiherenditen verschiedener Ölgesellschaften verglichen werden, bestätigt. So weisen die Anleihen großer Ölgesellschaften wie Total, Exxon Mobil und Chevron mit Laufzeiten von 3 bis 4 Jahren nominale Renditen von ca. 1,6 bis 1,7 Prozent auf, wohingegen die Anleiherenditen kleinerer Ölgesellschaften, die in weniger und risikoreicheren Ölprojekten (wie Husky Energy in der Ölsandförderung und Tullow Oil und Premier Oil in der britischen Nordsee) engagiert sind, deutlich höher ausfallen.

Tabelle 5.5: Nominale Anleihe-Renditen von Ölgesellschaften

	Land	**Restlaufzeit (in Jahren)**	**Nominale Rendite**
Exxon Mobil	USA	3,85	1,61 %
Chevron	USA	3,81	1,70 %
ConocoPhillips	USA	3,73	2,27 %
Anadarko	USA	3,85	2,91 %
Marathon Oil	USA	3,77	3,02 %
Total	Frankreich	3,67	1,69 %
Eni	Italien	3,60	2,10 %
Statoil	Norwegen	3,93	1,98 %
PEMEX	Mexiko	3,98	2,98 %
Tullow Oil	*UK*	*5,48*	*8,54 %*
Premier Oil	*UK*	*5,59*	*5,83 %*
Husky Energy	*Kanada*	*6,93*	*4,18 %*
Talisman Energy	*Kanada*	*2,57*	*2,01 %*
Lukoil	*Russland*	*2,95*	*5,61 %*
Petronas	*Malaysia*	*4,25*	*2,39 %*

Datenquelle: Onvista (April 2015)

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 5.5 zusammengefassten, von Ölgesellschaften im Jahr 2014 verwendeten Diskontfaktoren ließe sich ein Diskontfaktor von 6 bis 14 % rechtfertigen. Grundsätzlich sollten große Ölgesellschaften, wie bereits erörtert, aufgrund des geringeren Risikos auch geringere Risikoaufschläge zahlen, so dass bei diesen auch niedrigere Diskontfaktoren Verwendung finden sollten. Berücksichtigt man nun, dass selbst große Ölgesellschaften einen durchschnittlichen Diskontfaktor von ca. 10% verwenden, erscheint es sinnvoll, zur Berücksichtigung des Risikos einzelner Projekte, einen höheren Diskontfaktor anzusetzen. Entsprechend wird in den Fallstudien für die Explorations- und Erschließungskosten ein realer Diskontsatz von 10 % angenommen. Aufgrund der großen, mit einzelnen Ölprojekten verbundenen, Risiken lässt sich ein solcher realer Diskontsatz für den Ölsektor rechtfertigen, auch wenn er zunächst hoch erscheinen mag.[309]

[309] Dieser Diskontfaktor beinhaltet keine länderspezifischen Risiken. So fällt der Diskontfaktor in Ländern mit, aus Sicht der Ölgesellschaften, höheren Risiken (vgl. BP in Tabelle 5.6) deutlich höher aus. Auch darf nicht unerwähnt bleiben, dass ein solcher Diskontfaktor über die Zeit Schwankungen unterliegt, die sich

Die im realen Diskontfaktor nicht enthaltene Inflation wird für solche Projekte, deren Erschließung bereits mehrere Jahre zurückliegt, über den UCCI als Inflationsmaß im Upstream-Bereich berücksichtigt, indem die Kosten ausgehend vom letzten Jahr der Erschließung in das Jahr 2014 extrapoliert werden.
Schwieriger gestaltet sich die Frage, ob die, während der Förderphase anfallenden (zukünftigen), Kosten ebenfalls – in dem Fall über eine Abzinsung – in den Gegenwartswert zu Beginn der Förderphase übertragen werden müssen. In der Literatur wird dies bei Fragestellungen der intertemporalen Planung üblicherweise betrieben.[310] Während diese Herangehensweise aus Sicht des Autors, für die in der Explorations- und Erschließungsphase anfallenden Kapitalkosten, unabdingbar erscheint, verhält es sich bei den in der Förderphase anfallenden Kosten anders. Für diese kann angenommen werden, dass sie zeitnah durch den Verkauf des geförderten Erdöls gedeckt werden, so dass keine längerfristige Finanzierung dieser Ausgaben notwendig ist.

5.2.1.3 Förderkosten

Hinsichtlich der in der Förderphase anfallenden Kosten wird angenommen, dass alle langlebigen physischen Kapitalgüter bereits in der Erschließungsphase beschafft und errichtet wurden, so dass für die Erstellung der Angebotskurven die Annahme getroffen werden kann, dass während der Förderphase ausschließlich variable, fördermengenabhängige Grenzkosten anfallen (vgl. Abschnitt 5.2.1). Die Höhe dieser Kosten hängt maßgeblich davon ab, ob die Förderung mittels primärer, sekundärer oder tertiärer (EOR)-Methoden erfolgt.
Die bei der Anwendung von EOR-Methoden (tertiäre Ölförderung) anfallenden Förderkosten variieren deutlich in Abhängigkeit von den jeweiligen Projektbedingungen. So schätzte die internationale Energieagentur (2008, S. 218) die Produktionskosten (Gesamtkosten) bei EOR-Projekten allgemein auf 32 bis 82 US-$ (2008er Dollar) und bei CO_2-EOR-Projekten auf 30 bis 80 US-$ (2008er Dollar). Die Betriebskosten bei EOR-Projekten wurden von der IEA (2013) auf 10 (CO_2) bzw. 11 (chemisch) US-$ je Barrel geschätzt. Hinzu kommen Kosten von 10 US-$ je Barrel für das benötigte CO_2 bzw. Chemikalien. Die zusätzlichen Erschließungskosten bei EOR-Projekten schätzte die IEA auf 9 bis 10 US-$ je Barrel, so dass sich jeweils Gesamtkosten in Höhe von ca. 30 US-$ je Barrel ergeben, von denen die mit der Förderung verbundenen Kosten ca. 20 US-$ je Barrel ausmachen.[311] Verwendet man die von Godec (2012) geschätzten Kosten von CO_2-EOR-Projekten in Höhe von 41,50 US-$ je Barrel und unterstellt ein ähnliches Verhältnis von zusätzlichen Erschließungskosten und Förderkosten, würden sich diese (einschließlich des zu injizierenden CO_2) auf ca. 27 bis 28 US-$ je Barrel belaufen. Sofern von den Betreibergesellschaften von Ölprojekten keine Informationen zu den Förderkosten ihrer mittels tertiärer Fördermethoden betriebenen Felder bereitgestellt werden, werden für die

---

bspw. aus Änderungen des allgemeinen Zinsniveaus (z. B. Anstieg des risikolosen Zinses bei Anstieg der realen Rendite von US-Staatsanleihen) ergeben.
[310] Siehe hierzu bspw. Ströbele et al. (2012), S. 24f. oder IFP (2007), S. 141f.
[311] Vgl. IEA (2013), S. 444.

Erstellung der Angebotskurven, basierend auf den Schätzungen von IEA und Godec, Förderkosten von 20 bis 28 US-$ je Barrel bei EOR-Projekten angenommen.[312]
Die Förderkosten bei der Anwendung primärer Fördermethoden fallen aufgrund des geringen notwendigen Energieaufwands und der Tatsache, dass keine Substanzen in die Lagerstätte injiziert werden müssen, üblicherweise sehr gering aus. Sofern keine Daten zu den Förderkosten in einem Land vorliegen, wird für diese bei Anwendung primärer Fördermethoden eine Spanne von 1 bis 5 US-$ je Barrel angenommen.
Falls für mittels sekundärer Fördermethoden betriebene Felder keine Informationen zu den Förderkosten vorliegen, wird für diese die Annahme getroffen, dass die Kosten höher ausfallen als bei der Anwendung primärer Fördermethoden und geringer als bei der Anwendung tertiärer Fördermethoden. Somit wird ein Förderkostenintervall von 5 bis 20 US-$ je Barrel bei sekundären Fördermethoden angenommen. Dies lässt sich damit begründen, dass die Förderung mittels sekundärer Fördermethoden zum einen deutlich energieintensiver ist als die primäre Förderung, zum anderen aber weniger aufwändig als tertiäre Fördermethoden.
Zwar sollten gemäß Gordon (1967) die Förderkosten je Barrel aus einem Bohrloch über die Zeit ansteigen, da die Fördermenge über die Zeit, aufgrund des sinkenden Lagerstättendrucks, ebenfalls zurückgeht, wohingegen die absoluten Kosten seiner Ansicht nach konstant sind, jedoch wird in dieser Arbeit aus Vereinfachungsgründen von über die Zeit konstanten realen Förderkosten je Barrel ausgegangen.

5.2.2 Staatlicher Einfluss auf die Ölindustrie und fiskalische Kosten

Von wenigen Ausnahmen (insbesondere die Vereinigten Staaten) abgesehen hält zumeist der Staat die Eigentumsrechte an den Ölvorkommen. Entsprechend obliegt es diesem, die grundlegenden Rechtsvorschriften für die Öl- und Gasindustrie zu schaffen. Hinsichtlich der vom Staat geschaffenen Rahmenbedingungen soll im Folgenden zwischen den beiden Kategorien „rechtlicher Rahmen“ und „fiskalischer Rahmen“ unterschieden werden.

5.2.2.1 Rechtlicher Rahmen und Vertragsformen

Der rechtliche Rahmen umfasst die Ölprojekte (häufig auch Öl- und Gasprojekte) betreffenden Gesetzestexte und Rechtsvorschriften, die beispielsweise Vergabeverfahren für Förderrechte festlegen und Umweltschutzregeln sowie Regelungen zu technischen Verfahren (z. B. gesetzliche Einschränkung beim Fracking in Deutschland) beinhalten.
Verträge zwischen dem Staat und einer Ölgesellschaft (z. B. zur Exploration und Erschließung einer Lagerstätte) werden durch die beiden Vertragsparteien geschlossen und fallen somit nicht in den Bereich „Rechtsvorschrift“. Da einige wesentliche Ausgestaltungsmerkmale solcher Verträge (bspw. maximale Laufzeiten von Explorationslizenzen, aber auch die grundsätzlich möglichen Vertragsarten) häufig in den Öl- und Gas- oder Bergbaugesetzen eines Landes geregelt werden, sollen auch die verschiedenen Vertragsformen in diesem Abschnitt betrachtet werden.

[312] Es gilt jedoch anzumerken, dass die Kosten projektabhängig auch höher oder niedriger ausfallen können.

Vertragsformen

Sofern ein Staat als Eigentümer der Vorkommen beschließt die Exploration und Ausbeutung der Lagerstätte nicht selbst vorzunehmen, kann er die entsprechenden Rechte an Dritte (üblicherweise staatliche oder private Ölgesellschaften) vergeben. Gründe für eine solche Vergabe von Explorations- und Förderrechten an private Ölgesellschaften umfassen beispielsweise:

- die Bereitschaft privater Ölgesellschaften, die mit solchen Projekten verbundenen (finanziellen) Risiken einzugehen und erhebliche Investitionen in die Exploration und Erschließung von Lagerstätten zu tätigen,
- das technische Know-how, die Verfügbarkeit modernster Technologien sowie das Vorhandensein sehr gut ausgebildeter Fachkräfte bei privaten Ölgesellschaften,
- deren Zugang zu Raffinerie- und Vertriebssystemen.[313]

Grundsätzlich kann bei Rechtsvereinbarungen, die eine Exploration, Erschließung und/oder Ausbeutung von Lagerstätten durch Dritte betreffen, zwischen Förderlizenzen (häufig auch als Konzessionen bezeichnet) und Verträgen unterschieden werden (vgl. Abbildung 5.8).

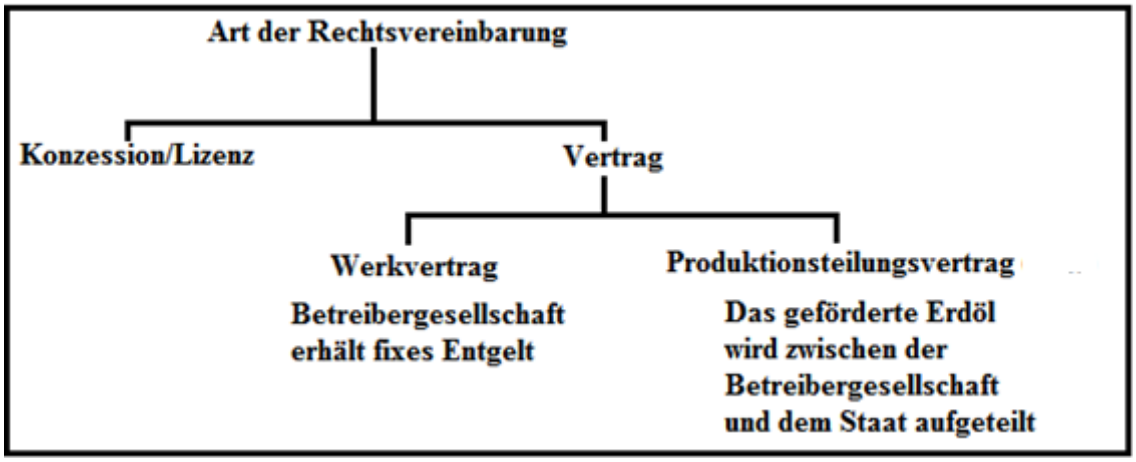


Abbildung 5.8: Typen von Rechtsvereinbarungen zur Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten

Quelle: Alaska Department of Revenue (2012), S. 28.

Bei einer Lizenz/Konzession[314] erteilt der Staat eine Genehmigung für die Exploration/ Erschließung/Ausbeutung einer Lagerstätte.[315] Dabei erhält der Lizenznehmer das exklusive (Schürf-)Recht zur Exploration/Erschließung/Ausbeutung der Lagerstätten eines bestimmten Gebietes für einen im Voraus determinierten Zeitraum. Zudem erhält der Lizenznehmer das Eigentums- und entsprechend auch Verfügungsrecht an dem von ihm

[313] Vgl. Alaska Department of Revenue (2012), S. 1.
[314] Häufig werden solche auch als Pacht (lease) bezeichnet.
[315] Vgl. Taverne (2008), S. 115.

geförderten Öl.[316] Solche Konzessionen werden sowohl an einzelne Betreibergesellschaften als auch an Konsortien mehrerer Ölgesellschaften (Joint-Ventures) vergeben, bei denen üblicherweise aber nur eine als Betreibergesellschaft fungiert.
Von Konzessionen abzugrenzen sind Verträge, die der Staat als Eigentümer der Vorkommen mit einer (oder mehreren) privaten oder staatlichen Ölgesellschaft abschließt. Von staatlicher Seite kann der Vertragsabschluss sowohl durch die Regierung (über das zuständige Ministerium) oder die staatliche Ölgesellschaft (in ihrer Funktion als rechtlich bestimmter, exklusiver Halter der Abbaurechte) erfolgen.[317]
Bei solchen Verträgen erhält die Betreibergesellschaft keine exklusiven Schürfrechte in dem Sinne, dass sie frei über das von ihr geförderte Rohöl verfügen kann. Vielmehr nimmt sie die Rolle eines Dienstleisters ein.
Die heutzutage am weitesten verbreiteten Vertragsformen stellen Werkverträge (Service Contracts) und Produktionsteilungsverträge (Production-Sharing-Agreements, PSV) dar. Bei Werkverträgen führt die Betreibergesellschaft die Exploration/Erschließung/Förderung durch und erhält dafür vom Staat eine feste Entlohnung. Die Entlohnung entspricht dabei einem im Voraus fixierten Betrag je gefördertem Barrel. Die Eigentumsrechte am geförderten Öl verbleiben bei dieser Vertragsform üblicherweise beim Staat.[318] Eine heutzutage weit verbreitete Form von Werkverträgen stellen sog. „Risk Service Contracts" dar, bei denen die Betreibergesellschaft sämtliche Kosten der Exploration und Erschließung trägt und diese Kosten nur im Erfolgsfall erstattet bekommt. Somit trägt sie das alleinige Risiko der Exploration und Erschließung.
Auch bei PSVs trägt die Betreibergesellschaft das Risiko der Exploration und Erschließung einer Lagerstätte und agiert als Dienstleister im Auftrag des Staates. Die Entlohnung erfolgt jedoch nicht in Form eines festen Betrags, sondern durch eine Aufteilung des geförderten Rohöls zwischen dem Staat (i. d. R. seiner staatlichen Ölgesellschaft) und der Betreibergesellschaft. Bei unter solchen Verträgen durchgeführten Projekten wird das geförderte Öl in „Kostenöl" und „Gewinnöl" unterteilt. Unter Kostenöl wird dabei das Öl verstanden, das die Betreibergesellschaft zur Kompensation der angefallenen, berechtigten (d. h. im Vertrag als solche bestimmten) Kosten der Exploration/Erschließung und Förderung erhält. Sofern also kein Öl aus dem Projekt gefördert wird, erhält die Betreibergesellschaft auch keine Kompensation für die angefallenen Kosten, so dass sie das alleinige Risiko trägt. Das geförderte Rohöl, das nach Abzug des Kostenöls verbleibt, wird als Gewinnöl bezeichnet. Dieses wird entsprechend der Vertragsbedingungen zwischen der Betreibergesellschaft und dem Staat (i. d. R. repräsentiert durch seine staatliche Ölgesellschaft) aufgeteilt.[319]
Die konkrete Ausgestaltung solcher Verträge unterscheidet sich jedoch von Land zu Land und wird im Rahmen der Fallstudien näher beleuchtet.

---

[316] Vgl. IFP (2007), S. 141f.
[317] Vgl. Taverne (2008), S. 115f.
[318] Vgl. Alaska Department of Revenue (2012), S. 28f und Talus et al. (2012), S. 8.
[319] Vgl. Alaska Department of Revenue (2012), S. 28; Taverne (2008), S. 116f und Talus et al. (2012), S. 7.

Vergabeverfahren

Sofern der Staat die Exploration und Erschließung seiner Lagerstätten nicht selbst – über seine staatliche Ölgesellschaft – durchführt und stattdessen Konzessionen vergibt oder Verträge mit Ölgesellschaften schließt, bedarf es zunächst eines Vergabeverfahrens. Solche Vergabeverfahren lassen sich gemäß Cramton (2010) den Kategorien freihändige Vergabe, „Schönheitswettbewerb" (beauty-contest) und Auktionen zuordnen.

Bei der freihändigen Vergabe geht der Vergabe kein formeller Prozess voraus. Ein Beispiel für diese Vergabeform stellt das sogenannte Windhundverfahren (first-come-first-served) dar, bei dem derjenige Bewerber um eine Lizenz den Zuschlag erhält, der sich zuerst um eine solche bewirbt. Bei Schönheitswettbewerben hingegen werden Explorations- und Erschließungspläne, von sich um eine Lizenz bewerbenden Unternehmen, anhand vorher festgelegter Kriterien bewertet, so dass hier ein im Vergleich zur freihändigen Vergabe stärker formalisierter Vergabeprozess vorliegt.[320]

Die dritte Vergabemöglichkeit stellen Auktionen dar. Hierbei werden durch die Ausschreibung im Voraus klare Regeln zu den Auktionsbedingungen und dem Verfahren spezifiziert. Bei den Auktionsverfahren kann zunächst zwischen offenen und verdeckten (sealed-bid) Geboten unterschieden werden. Auktionen mit offenen Geboten stellen die englische und die holländische Auktion dar. Bei der englischen Auktion wird die Auktion mit einem niedrigen Preis begonnen, der mit jedem weiteren Gebot steigt. Den Zuschlag erhält der Bieter mit dem letzten abgegebenen Gebot. Bei der holländischen Auktion hingegen wird mit einem hohen Preis begonnen, der in bestimmten Intervallen solange gesenkt wird, bis der erste Bieter den gerade aufgerufenen Preis akzeptiert und zu diesem den Zuschlag erhält. Bei verdeckten Auktionen wird üblicherweise eine Frist gesetzt bis zu der Interessenten ihr Gebot einzureichen haben. Nach Ablauf der Frist werden alle Umschläge mit Geboten geöffnet und den Zuschlag erhält das höchste Gebot.[321]

Der Nachteil informeller Vergabeverfahren besteht in der mangelnden Transparenz und dem vergleichsweise hohen Risiko von Korruption und Vetternwirtschaft. Insbesondere wird durch solche Vergabeverfahren der Wettbewerb unterdrückt was für den Staat zur Folge hat, dass seine Erträge gegenüber wettbewerblichen Verfahren geringer ausfallen. Zwar stellen Beauty-Contest-Verfahren gegenüber informellen Vergabeverfahren einen Fortschritt hinsichtlich Transparenz und Wettbewerb dar, jedoch eröffnet auch hier die Bewertung der Anträge Spielräume für Korruption und Vetternwirtschaft. Diese Risiken fallen bei Auktionen, bei denen klare Auswahlkriterien im Voraus spezifiziert werden und bei denen die Bewerber im Wettbewerb zueinander stehen, am geringsten aus. Auch sind solche Verfahren wesentlich transparenter als informelle Vergabeverfahren und Beauty-Contest-Verfahren.[322]

In der Frühzeit der Ölindustrie erfolgte die Vergabe von Explorations- und Förderrechten häufig durch informelle Verfahren. So erwarben insbesondere die „Sieben Schwestern" (vgl. Abschnitt 4.2) ihre ersten Konzessionen in den Golfstaaten häufig durch direkte

[320] Vgl. Cramton (2010), S. 291f.
[321] Vgl. Cramton (2010), S. 291 und Milgrom (1985), S. 2f.
[322] Vgl. Cramton (2010), S. 291f.

Verhandlungen mit dem jeweiligen Machthaber. Seit der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts hingegen hat der Anteil an Auktionen bei der Vergabe von Explorations- und Förderlizenzen (und auch der Vergabe von Verträgen wie PSVs), wie im Rahmen der Fallstudien (z. B. Libyen, Irak) noch gezeigt werden wird, zugenommen.
Heutzutage existiert eine Vielzahl verschiedener Angebotsvariablen bei Auktionen, die beispielsweise von der Art der zu vergebenden Lizenz abhängen. Solche Angebotsvariablen umfassen insbesondere:

- Einmalzahlung (Bonus Bid): Betrag, den die Ölgesellschaft bei Vertragsabschluss an den Staat zahlt.
- Arbeitsverpflichtung: Betrag, den die Ölgesellschaft in die Exploration/ Erschließung eines Feldes zu investieren beabsichtigt.
- Royalty: Anteil am geförderten Erdöl, den der Staat in seiner Rolle als Eigentümer der Vorkommen erhält (vgl. Abschnitt 5.2.2.2).
- Entgelt bei Werkverträgen: Betrag, den die Ölgesellschaft als Entlohnung vom Staat erhält.
- Staatliche Beteiligung: Bei PSVs bspw. der Anteil am Gewinnöl, den die staatliche Ölgesellschaft des Landes erhält.
- Zielfördermenge: Fördermenge, die von der Betreibergesellschaft zu erreichen ist/beabsichtigt wird.

Nicht selten findet auch eine Kombination aus mehreren der genannten Angebotsvariablen Verwendung.

5.2.2.2 Fiskalischer Rahmen

Hinsichtlich der Erzielung von Einnahmen aus Rohstoffvorkommen nimmt der Staat zumeist zwei Rollen ein. Zum einen erhebt er in seiner Funktion als Souverän Steuern und Abgaben. Diese Steuern und Abgaben kann der Staat einseitig ändern. Bei den Steuern und Abgaben gilt es wiederum zwischen allgemeinen Steuern (wie der Körperschaftsteuer) und sektorspezifischen Steuern (z. B. Produktionsteuern) zu unterscheiden. Zum anderen fungiert der Staat, von wenigen Ausnahmen (USA und Kanada) abgesehen, als Eigentümer der Rohstoffe. In dieser Rolle schließt er, wie in den vorherigen Abschnitten erörtert, verschiedene Arten von Verträgen mit Ölgesellschaften ab. Diese Verträge enthalten weitere von den Ölgesellschaften zu entrichtende (Lizenz-)Abgaben an den Staat. Diese können im Rahmen von Verhandlungen vereinbart worden sein oder eine Angebotsvariable bei einer Auktion darstellen. Solche, zwischen den Vertragsparteien vereinbarten, projektbezogenen Abgaben können im Nachhinein im Prinzip nicht einseitig, sondern nur im gegenseitigen Einvernehmen, geändert werden.[323]

Gemäß Cansier (1987) lassen sich auf die Rohstoffgewinnung zu leistende Abgaben wie folgt unterscheiden:

- Gesetzliche und vertragliche Abgaben,
- einmalige und laufende Abgaben,

[323] Vgl. Berman (2006), S. 1.

- laufende Abgaben in der Form von Mengen-, Wert-, Gewinn- und Rentenabgaben.[324]

Eine einmalige Abgabe stellt insbesondere die – in der Regel bei Vertragsschluss – zu leistende Einstandszahlung (Bonus Bid) dar, bei der es sich üblicherweise um eine wesentliche Angebotskomponente bei Auktionen handelt. Diese richtet sich primär nach dem, von den Bewerbern geschätzten, Wert der Ölvorkommen in der betroffenen Lagerstätte. Die Einmalzahlung reflektiert somit die maximale Zahlungsbereitschaft der Bewerber. Da diejenige Ölgesellschaft, die die Exploration/Erschließung/Förderung der Lagerstätte am effizientesten vornehmen kann, gemäß ökonomischer Theorie das höchste Gebot abgeben sollte,[325] kann der Staat bei vollkommener Konkurrenz mittels der Einmalzahlung die höchstmögliche Rente abschöpfen.[326]
Die Mengenabgabe wird durch einen festen (Geld)-Betrag pro Mengeneinheit der geförderten Ressource (z. B. 10 US-$ je Barrel) charakterisiert. Gegenüber Faktoren wie Preisen, Kosten und Risiken ist diese Abgabenform dementsprechend inflexibel. Bei einer Mengenabgabe wird somit nicht zwischen verschiedenen Lagerstätten bzw. deren Wirtschaftlichkeit differenziert.[327]
Die am häufigsten vorkommende Abgabeform ist die Wertabgabe. Hierbei handelt es sich um einen Geldbetrag, der in Höhe eines festen Prozentsatzes auf den, durch den Preis repräsentierten, Wert erhoben wird. Im Gegensatz zur Mengenabgabe reagiert die Wertabgabe somit auf Preisänderungen.[328]
Wie der Name bereits aussagt, wird die Gewinnabgabe auf den, durch die Förderung des Rohstoffs erwirtschafteten, Gewinn erhoben. Die Gewinnabgaben beinhalten den jährlichen, vom Unternehmen erwirtschafteten, Ertrag abzüglich der laufenden Betriebskosten, Fremdkapitalzinsen und Abschreibungen. Explorations- und Erschließungskosten lassen sich bei der Ermittlung der Gewinnabgabe üblicherweise als Kapitalkosten abschreiben und reduzieren somit den zu versteuernden Gewinn.[329]
Wie bereits erörtert, stellen Renten den Teil des Gewinns dar, der nicht erforderlich ist, um dem Unternehmen einen Anreiz für Investitionen zu schaffen. Der Barwert der Renten entspricht dem Kapitalwert einer Investition. Abgaben die hierauf erhoben werden, werden als Rentenabgaben bezeichnet.[330] Der Unterschied zur Gewinnsteuer besteht somit darin, dass neben den angefallenen Kosten auch die beabsichtigte Ertragsrate (bzw. Opportunitätskosten) berücksichtigt wird.

---

[324] Vgl. Cansier (1987), S. 74.
[325] Sofern alle bietenden Ölgesellschaften risikoneutral sind. So könnte eine risikofreudige Ölgesellschaft ein, im Vergleich zu ihren Konkurrenten, höheres Gebot abgeben, obwohl sie die Exploration/ Erschließung/Förderung weniger effizient vornehmen kann als einer ihrer Konkurrenten.
[326] Vgl. Cansier (1987), S. 75.
[327] Vgl. Ebenda, S. 76.
[328] Vgl. Ebenda, S. 76.
[329] Vgl. Ebenda, S. 80.
[330] Vgl. Ebenda, S. 81.

Tabelle 5.4 liefert eine Übersicht über verschiedene, im Ölsektor Anwendung findende, Steuern und Lizenzabgaben. Wie in Tabelle 5.4 zu sehen, wird bei den fiskalischen Elementen zwischen vertraglich fixierten Lizenz- bzw. Pachtgebühren (lease terms) sowie Steuern und Steuern und Abgaben (taxes) unterschieden. Ölprojekte betreibenden Ölgesellschaften müssen beide Arten von fiskalischen Elementen bei ihren Entscheidungen berücksichtigen. Lizenz- bzw. Pachtgebühren werden an den Eigentümer der Vorkommen entrichtet. Solche Zahlungen an den Eigentümer werden auch als Royalties bezeichnet. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird der Begriff Royalties, analog zum Vorgehen von Berman (vgl. Tabelle 5.4), nur für an den Eigentümer geleistete Mengen- und Wertabgaben verwendet, wohingegen andere Lizenz- und Pachtgebühren wie Einmalzahlungen und flächenbezogene Gebühren als solche – und nicht als Royalties – bezeichnet werden.

Tabelle 5.6: Progressivität von Steuern und Abgaben

Progressivity class	**Explanation**	**Lease terms**	**Taxes**
Highly regressive	Revenue unrelated or negatively related to production	Bonus bids, rental payments, work commitments	Property tax, reserves tax
Moderately regressive	Based on production, ignoring price or cost	Fixed dollar per barrel royalty	Apportioned income tax, fixed dollar per barrel tax
Somewhat regressive	Based on gross production value, ignoring cost	Fixed percentage ad valorem royalty	Fixed rate ad valorem severance tax
Neutral	Fixed percentage of net income	Fixed net profit share	Fixed rate producer profits tax
Progressive	Percentage of net income rises as income rises	Variable rate net profit share	Variable rate producer profits tax, producer profits tax with investment credit

Quelle: Berman (2006), S. 9.

Die auf Ölprojekte erhobenen Steuern, Abgaben und Lizenzgebühren lassen sich auch hinsichtlich ihres Grades an Regressivität bzw. Progressivität unterscheiden (vgl. Tabelle 5.4). Der Grad an Regressivität/Progressivität drückt dabei aus, in welchem Zusammenhang die zu entrichtende Steuer oder Abgabe zum erzielten Einkommen steht. Eine stark regressive Steuer oder Abgabe muss beispielsweise unabhängig vom erzielten Einkommen entrichtet werden, wohingegen bei einer progressiven Steuer oder Abgabe der Steuersatz mit steigendem Gewinn ansteigt.

Zwar wirken sich alle in der Tabelle aufgeführten Steuern und Abgaben auf die Rentabilität von Ölprojekten aus, jedoch werden bei der Erstellung der Angebotskurven nur moderat- und mittelregressive Steuern und Abgaben, bei denen es sich um Mengen- und

Wertabgaben handelt, berücksichtigt, da nur diese sich direkt auf die Grenzkosten von Ölprojekten auswirken.
So richten sich hoch regressive fiskalische Elemente üblicherweise entweder nach den, durch ein Projekt, erzielbaren Renten (wie bei Einmalzahlungen) oder sind von der Rentabilität des Projekts unabhängig (wie flächenbezogene Pachtgebühren die in keiner Beziehung zur Fördermenge stehen). Neutrale und progressive fiskalische Elemente wiederum, die sich auf die durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinne beziehen (wie Gewinnabgaben und Rentenabgaben), reduzieren zwar den erzielbaren Gewinn (Rente), lassen sich jedoch nicht den Kosten zuordnen, da sie nur erhoben werden, wenn Gewinne (Renten) erwirtschaftet werden.
Bei einer fixen Mengenabgabe (z. B. 10 US-$ je Barrel) hingegen steigen die Grenzkosten aus Sicht der Betreibergesellschaft um exakt diesen Betrag, da sie diesen, unabhängig von der Wirtschaftlichkeit des Projekts, in jedem Fall abführen muss. Bei einer Wertabgabe, die einem fixen Prozentsatz am Wert des geförderten Rohöls (bzw. einem festen Prozentsatz an der Fördermenge) entspricht, wie es üblicherweise bei Royalties bzw. Förderabgaben der Fall ist, steigen die Grenzkosten ebenfalls an. Wird beispielsweise eine Royalty von 10 % auf den Wert des geförderten Erdöls erhoben und wird vereinfachend angenommen, dass dieser dem gegenwärtigen Ölpreis (z. B. von 60 US-$ je Barrel) entspricht, würden die Kosten aus Sicht des Betreibers um 6 US-$ je Barrel ansteigen, da er diesen Betrag je Barrel in jedem Fall abführen muss – unabhängig davon ob, das Projekt bei einem Ölpreis von 60 US-$ je Barrel rentabel ist.
Beispielhaft lässt sich dies verdeutlichen, indem man annimmt, dass der aktuelle Ölpreis exakt den Förderkosten eines in der Förderphase befindlichen Projekts entspricht. In dieser Situation würde das Projekt in der entsprechenden Periode Nullgewinne erzielen und Öl gefördert werden. Wenn nun eine Mengen- oder Wertabgabe erhoben wird, sinken die Erträge um den entsprechenden Betrag je Barrel und es würden durch die Förderung Verluste anfallen. In diesem Fall würde es sich für den Betreiber nicht mehr lohnen zu fördern. Der Ölpreis muss also mindestens auf ein Niveau ansteigen, bei dem sowohl die Förderkosten als auch die Wert- oder Mengenabgabe gedeckt werden, damit sich der Produzent entscheidet in der entsprechenden Periode weiter zu fördern.
Ob sich eine Mengen- oder Wertabgabe auf die Grenzkosten auswirkt, hängt zudem davon ab, unter welchem Vertragstyp und von welcher Art Ölgesellschaft ein Projekt durchgeführt wird.
Wird ein Projekt unter einem Werkvertrag durchgeführt, erhält die Betreibergesellschaft ein fixes Entgelt je Barrel. Entsprechend wirken sich Mengen- oder Wertabgaben bei unter Werkverträgen betriebenen Projekten nicht auf die Grenzkosten aus, da diese in keinem Zusammenhang zum Entgelt stehen.
Bei Production-Sharing-Verträgen hingegen wird, sofern eine sich auf den Wert des geförderten Rohöls beziehende Royalty erhoben wird, diese zuerst abgeführt. Somit steht dieser Teil des geförderten Öls nicht mehr zur Ermittlung des Kosten- und Gewinnöls zur Verfügung. Bei PSVs wirken sich Mengen- und Wertsteuern somit auf die Grenzkosten

aus und werden entsprechend auch bei der Ermittlung der Angebotskurven berücksichtigt. Ebenso werden Mengen- und Wertabgaben bei Lizenzen/Konzessionen berücksichtigt.
Wird die Ölförderung durch eine vollständig in staatlichem Besitz befindliche Ölgesellschaft durchgeführt, deren vornehmliches Ziel nicht in der Generierung von Gewinnen besteht und deren erwirtschaftete Gewinne dem Staat zustehen, müssen fiskalische Elemente ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Bei an der Börse notierten, nicht vollständig in staatlichem Besitz befindlichen Ölgesellschaften hingegen steht die Gewinnerzielungsabsicht im Vordergrund und es entfallen nicht sämtliche erwirtschaftete Gewinne an den Staat, so dass bei diesen auch fiskalische Elemente berücksichtigt werden müssen.
Auch werden keine Ausfuhrsteuern berücksichtigt – selbst wenn es sich dabei um Mengen- oder Wertabgaben handelt – da sich die vorliegende Arbeit auf die im Upstream-Bereich anfallenden, d. h. direkt mit der Förderung verbundenen, Kosten bezieht und der Export dem Mid- bzw. Downstream-Bereich zuzuordnen ist.

5.3 Verfahren zur Ermittlung der Angebotskurven

Wie bereits erörtert, zeichnen sich Ölprojekte, durch eine sich über durchschnittlich ca. zehn bis zwölf Jahre erstreckende Explorations- und Erschließungsphase aus, in der hohe, in der Förderphase bereits versunkene, Kosten anfallen.
Gemäß mikroökonomischer Theorie berücksichtigen Unternehmen bereits angefallene, versunkene Kosten nicht mehr bei ihren Entscheidungen über das zukünftige Vorgehen. Bei zukünftig anfallenden Explorations- und Erschließungskosten wiederum handelt es sich aus Sicht eines Unternehmens um noch zu tätigende Investitionen. Das Unternehmen muss hierbei beurteilen, ob die durch die Investitionen generierbaren Erlöse ausreichen, um diese Kosten zu decken.[331]
Auf Ölprojekte angewandt bedeutet dies, dass eine Ölgesellschaft vor Beginn der Exploration beurteilt, ob sämtliche über die Projektlaufzeit anfallenden Kosten (Vollkosten bzw. langfristige Grenzkosten) – einschließlich der zu Beginn der Förderphase versunkenen Kosten der Explorations- und Erschließungsphase – durch die erwarteten Erträge aus der Ölförderung gedeckt werden können. Sofern dies der Fall ist, wird die Ölgesellschaft in das Projekt investieren und die Fördermenge dem Markt zukünftig zur Verfügung stehen.
Mit Abschluss der Erschließungsphase und Beginn der Förderphase wiederum sind alle Kosten der Explorations- und Erschließungsphase versunken und werden bei der Entscheidung, ob in einer Periode Öl gefördert wird, nicht berücksichtigt. Stattdessen sind in der Förderphase nur die kurzfristigen Grenzkosten für die Entscheidung, ob aus einem Projekt gefördert wird, maßgeblich.

[331] Vgl. Pindyck und Rubinfeld (2009), S. 384.

Aus diesen Zusammenhängen ergibt sich, dass beim Ölangebot zwischen kurz- und langfristigen Angebotskurven unterschieden werden muss, die in den kommenden Abschnitten ausführlich erörtert werden.

5.3.1 Die Vollkostenkurve

Gemäß Coenenberg et al. (2007, S. 42) erfasst die Vollkostenrechnung alle Kosten, unabhängig davon, wie sie weiter differenziert werden können. So müssen die Umsatzerlöse alle Kosten abdecken, damit das Unternehmen erfolgreich sein kann.
Bezieht man dies auf einzelne Ölprojekte, so dass alle in Abschnitt 5.2 erörterten, über die Dauer eines Projekts anfallenden, Kosten berücksichtigt werden, erhält man die sogenannte Vollkostenkurve. Solche Vollkostenkurven sollen zunächst für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte ermittelt werden und den Ausgangspunkt für die kurz- und langfristigen Angebotskurven bilden, die sich auf das tatsächliche Entscheidungskalkül von Ölgesellschaften beziehen.
Für die Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekte wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass diese sich im ersten Jahr der Förderphase befinden (t=0). Die in der Vergangenheit angefallenen Kosten der Exploration und Erschließung sind zu diesem Zeitpunkt ebenso bekannt wie die Ölvorkommen der Lagerstätte. Entsprechend lassen sich die angefallenen Explorations- und Erschließungskosten auf die Reserven beziehen, so dass sich Explorations- und Erschließungskosten je Barrel ermitteln lassen. Die bereits angefallenen Explorations- und Erschließungskosten werden über den realen Diskontfaktor von 10 % aufgezinst, um den Gegenwartswert zu erhalten.
Die Vollkostenkurve in der Förderphase befindlicher Ölprojekte zeigt somit an, welcher durchschnittliche Ölpreis über die Förderphase, bei den im Jahr 2014 verwendeten Fördermethoden und den im Jahr 2014 angefallenen Förderkosten sowie den zuvor angefallenen Explorations- und Erschließungskosten, mindestens notwendig wäre, damit diese Projekte unter Berücksichtigung aller Kosten rentabel wären.
Basierend auf den getroffenen Annahmen ergibt sich für die Vollkostenkurve:

$$(5.10)\quad P_t = \frac{\sum_{t=-m-1}^{-m-1-n} \frac{1}{n} C_t^{Expl.} \cdot (1+r)^{-t}}{Reserven} + \frac{\sum_{t=-1}^{-m} \frac{1}{m} C_t^{Erschl.} \cdot (1+r)^{-t}}{Reserven} + (C_t^{op} + T_t)$$

Mit:
P_t = Break-Even-Ölpreis
$C_t^{Expl.}$ = Explorationskosten
$C_t^{Erschl.}$ = Erschließungskosten
C_t^{op} = Förderkosten
T_t = Mengen- und (Brutto)-Wertabgaben
Reserven = Technisch und wirtschaftlich förderbare Ölvorkommen
r = Realer Diskontfaktor
t = Jahr (mit m Jahren in der Erschließungsphase und n Jahren in der Explorationsphase)

Der für die Rentabilität eines Ölprojekts notwendige Ölpreis hängt somit von den aufgezinsten, auf die wirtschaftlich förderbaren Ölvorkommen bezogenen, Explorations- und Erschließungskosten sowie den Förderkosten und auf das geförderte Öl erhobenen Mengen- und Wertabgaben ab.
Durch Umformungen und Verkürzungen von Gleichung (5.10) lassen sich die zum jeweiligen Entscheidungszeitpunkt relevanten Grenzkosten für die verschiedenen Phasen eines Ölprojektes ermitteln.
Wie bereits in den Abschnitten 3.1.1 und 5.2.1 erörtert, sind die tatsächlich wirtschaftlich förderbaren Ölvorkommen vor Beginn der Explorationsphase unbekannt, so dass hier eine Entscheidung unter Unsicherheit getroffen wird. Wären die in der Lagerstätte befindlichen Ölvorkommen bereits vor der Exploration bekannt und ginge man von Konstanz der Mengen- und Wertsteuern über die Zeit aus, entsprächen die entscheidungsrelevanten Grenzkosten den langfristigen Grenzkosten und Vollkosten eines Ölprojekts. Bei einer angenommenen Explorationsphase von fünf Jahren und einer angenommenen Erschließungsphase von sieben Jahren ergibt sich für den notwendigen Ölpreis zur Deckung der langfristigen Grenzkosten die Gleichung 5.11:

$$(5.11)\ P_{0,Exp.} = \frac{\sum_{t=1}^{5} \frac{\frac{1}{5} C_t^{Expl.}}{(1,1)^{(12-t)}}}{Reserven} + \frac{\sum_{t=6}^{12} \frac{\frac{1}{7} C_t^{Erschl..}}{(1,1)^{(12-t)}}}{Reserven} + (C_t^{op.} + T_t)$$

Zu Beginn der Erschließungsphase, nachdem die Explorationskosten bereits angefallen sind und als versunkene Kosten nicht mehr weiter berücksichtigt werden, ergibt sich entsprechend:

$$(5.12)\ P_{0,Erschl.} = \frac{\sum_{t=1}^{7} \frac{\frac{1}{7} C_t^{Erschl..}}{(1,1)^{(7-t)}}}{Reserven} + (C_t^{op.} + T_t)$$

Ab dem Beginn der Förderphase werden auch die Erschließungskosten als versunkene Kosten nicht mehr berücksichtigt, so dass nur noch in der Förderphase anfallende, kurzfristige Grenzkosten berücksichtigt werden.

5.3.2 Die kurzfristige Angebotskurve

Wie in Abschnitt 5.1.1 erörtert, beziehen sich kurzfristige Angebotskurven auf die Produktionsentscheidung von Unternehmen mit fixen und flexiblen Inputfaktoren. Fixe Inputfaktoren beziehen sich dabei üblicherweise auf den vorhandenen Kapitalstock, der sich über Investitionen erst mit einer gewissen Verzögerung variieren lässt.
Bezogen auf die Ölindustrie stellen die vorhandenen Förder- und Verarbeitungsanlagen sowie die Bohrlöcher den fixen Inputfaktor dar, der die in der kurzen Frist maximal mögliche Fördermenge bestimmt. Erst langfristig lässt sich diese maximale Fördermenge durch die Erschließung neuer Lagerstätten erweitern. Kurzfristige Angebotskurven be-

treffen somit, bezogen auf die Ölindustrie, die Entscheidung eines Ölproduzenten, ob dieser aus einem, in der Förderphase befindlichem Projekt in einer Periode Öl fördert. Die kurzfristige Angebotskurve ergibt sich dementsprechend aus den kurzfristigen Grenzkosten der bereits in der Förderphase befindlichen Ölprojekte. Aufgrund der Tatsache, dass die Explorations- und Erschließungskosten bereits versunken sind und somit in der Förderphase keinen Einfluss mehr auf die Angebotsentscheidungen der Anbieter ausüben sollten, werden diese Kosten für die Bestimmung der kurzfristigen Angebotskurve nicht weiter berücksichtigt.
Bei ihrer Entscheidung, ob ein Barrel Öl gefördert wird, wägen die Produzenten zwischen den Grenzkosten und dem Grenzertrag der nächsten geförderten Einheit ab. Der Ertrag entspricht dabei dem Verkaufswert des geförderten Erdöls und somit dem Ölpreis. Der zur Deckung der in der Förderphase anfallenden Kosten benötigte Ölpreis soll als kurzfristiger Ölpreis (P_k) bezeichnet werden.
Da die in der Förderphase anfallenden Kosten durch die Erträge aus dem Verkauf des geförderten Rohöls in der entsprechenden Periode finanziert werden, wird keine Diskontierung der in der Förderphase anfallenden Kosten vorgenommen. Die kurzfristigen Grenzkosten setzen sich somit zusammen aus den technischen Förderkosten je Barrel und den, sich auf die Grenzkosten der Förderung auswirkenden, fiskalischen Elementen. Als solche werden, wie in Abschnitt 5.2.2.2 ausgeführt, ausschließlich Mengen- und Wertabgaben berücksichtigt.
Für den zur Deckung der kurzfristigen Grenzkosten notwendigen Ölpreis ergibt sich somit:

$$(5.13) \quad P_k = C^{op}_t + T_t$$

Die kurzfristigen Angebotskurven, die in dieser Arbeit ermittelt werden, beziehen sich auf das Jahr 2014 und basieren auf den für das Jahr veröffentlichten und geschätzten Förderkosten (bzw. operating costs, lifting costs, production costs).[332] Sofern zu den Förderkosten nur Daten aus früheren Jahren vorliegen, werden diese mittels des IHS-CERA Upstream Operating Cost Index (UOCI), der als Inflationsmaß für die Förderkosten verwendet werden kann, in das Jahr 2014 extrapoliert. Für die Mengen- und Wertabgaben werden die im Jahr 2014 gültigen fiskalischen Regelungen in den betrachteten Ländern verwendet.

5.3.3 Die langfristige Angebotskurve

Gemäß der volkswirtschaftlichen Theorie beziehen sich, wie in Abschnitt 5.1.1 ausgeführt, langfristige Angebotskurven auf Produktionspläne, die irgendwann durch Variation

[332] In den Geschäftsberichten von Ölgesellschaften wird für die in der Förderphase anfallenden Grenzkosten der Ölförderung üblicherweise der Begriff „operating costs“ verwendet, auf den bereits in Abschnitt 5.2.1 zu den technischen Kosten eingegangen wurde.

aller Produktionsfaktoren machbar werden. Mit langer Frist ist somit der Zeitraum gemeint, der notwendig ist, damit alle Produktionsfaktoren variabel werden.[333]
In der Regel stellt dabei der Inputfaktor Kapital den kurzfristig fixen Produktionsfaktor dar, da Unternehmen bspw. entscheiden können wie intensiv sie ihre bestehenden Produktionsanlagen nutzen, deren Kapazitäten aber nicht kurzfristig ausweiten können. In der langen Frist wird somit auch der, in der kurzen Frist fixe, Kapitalstock variabel, da Unternehmen neue Fabriken errichten oder bestehende Fabriken ausbauen können. Diese lange Frist, in der das Angebot aufgrund der Erweiterung bestehender oder des Baus neuer Produktionsanlagen ausgeweitet werden kann, variiert jedoch erheblich in Abhängigkeit von der jeweiligen Branche.
Auf die Ölindustrie angewandt bedeutet dies, dass der Inputfaktor Kapital (repräsentiert durch die in Betrieb befindlichen Förderbohrlöcher sowie Förder- und Verarbeitungsanlagen) durch die vorher notwendige Exploration und Erschließung von Lagerstätten erst nach einigen Jahren variabel wird. Das langfristige Angebot bezieht sich somit auf die zukünftige mögliche Förderkapazität, die sich aus den noch vorhandenen Förderkapazitäten bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Projekte sowie neu geschaffenen Kapazitäten, durch die Erweiterung bestehender Projekte und die Erschließung neuer Lagerstätten, zusammensetzt.
Während Ölgesellschaften kurzfristig entscheiden müssen, ob sie mit ihren gegebenen Produktionsfaktoren (also bestehenden Förderbohrlöchern sowie Förder- und Verarbeitungsanlagen) in einer Periode Öl fördern oder nicht, stehen sie langfristig vor der Entscheidung, ob sie auch in neue Projekte investieren und dadurch ihre Förderkapazität ausweiten. Die langfristigen Grenzkosten umfassen somit bei Projekten, die sich im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befanden, die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten, die in der Förderphase anfallenden technischen Kosten und die sich auf die Grenzkosten auswirkenden fiskalischen Elemente.
Da die Fördermenge im Jahr 2024 nicht nur aus neuen Projekten stammt, sondern auch aus solchen, die sich bereits im Jahr 2024 in der Förderphase befanden, werden diese ebenfalls berücksichtigt. Die bereits versunkenen Explorations- und Erschließungskosten dieser Projekte werden bei der Ermittlung der langfristigen Angebotskurven nicht berücksichtigt. Während sich die Kapazität des bestehenden Kapitalstocks (bspw. von Fabriken) in anderen Wirtschaftssektoren über die Zeit nicht ändert solange dieser genutzt wird, sinkt die Förderkapazität bei Ölprojekten im Laufe der Förderphase (vgl. Abschnitt 3.1.3), sofern keine zusätzlichen Erschließungsinvestitionen getätigt werden.[334] Solche zukünftigen Aufwendungen für die Erweiterung oder Umrüstung werden bei der Ermittlung der langfristigen Angebotskurven einbezogen. Sofern keine solchen Investitionen erwartet werden, werden bei den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen

[333] Vgl. Pindyck und Rubinfeld (2009), S. 267 und Varian (2004), S. 334.
[334] Beispielsweise in Feldererweiterungen indem neue Bohrungen vorgenommen werden oder zur Umrüstung bestehender Bohrlöcher und Anlagen, wodurch der Einsatz sekundärer oder tertiärer Fördermethoden möglich wird.

Projekten nur die, in der Förderphase anfallenden, (kurzfristigen) Grenzkosten berücksichtigt.

5.3.4 Vorgehensweise und Annahmen bei der Erstellung der Angebotskurven

Die Angebotskurven der in den Fallstudien betrachteten Länder werden, sofern hinreichende Informationen und Daten zu den Fördermengen und Kosten einzelner Felder vorliegen, über einen Bottom-Up-Ansatz ermittelt. Hierbei werden zunächst Schätzungen zu den Fördermengen und Kosten der einzelnen Felder vorgenommen und diese anschließend zu Angebotskurven des jeweiligen Landes zusammengefasst. Insofern fungiert in den meisten Fallstudien nicht eine einzelne Ölgesellschaft als Anbieter, sondern werden die Fördermengen der in dem Land tätigen Ölgesellschaften zu Angebotskurven des Landes aggregiert. In Ländern, in denen Ölprojekte ausschließlich von einer monopolistisch agierenden, staatlichen Ölgesellschaft betrieben werden (z. B. Saudi-Arabien), entspricht die Angebotskurve des Landes wiederum der Angebotskurve einer einzelnen Ölgesellschaft.

Sofern von Seiten der Betreibergesellschaften und staatlichen Institutionen (wie Ministerien und Behörden) Daten und Informationen zu Fördermengen und Kosten veröffentlicht werden, werden diese bei der Erstellung der Angebotskurven berücksichtigt. Dies ist jedoch häufig nicht der Fall. So erweist sich die Datenlage, insbesondere in den OPEC-Ländern, in denen die Ölförderung von staatlichen Ölgesellschaften betrieben wird, als problematisch, da diese Länder nahezu keine Informationen zu den Kosten von Ölprojekten und häufig auch keine projektbezogenen Fördermengendaten zur Verfügung stellen.

Um dennoch Schätzungen zu den Kosten und Fördermengen vornehmen zu können, wird im Rahmen der Fallstudien ein mehrstufiges Verfahren angewandt. Sofern von den Betreibergesellschaften keine Informationen und Daten veröffentlicht werden, werden bei Offshore-Projekten die Fachseiten *„www.offshore-technology.com“* und *„www.subseaiq.com“,* die zu einer Vielzahl von Offshore-Projekten detaillierte Informationen zur Verfügung stellen, berücksichtigt.

Wenn für die in einem Land betriebenen Ölprojekte keine projektspezifischen Kosteninformationen vorliegen, werden – falls vorhanden – Daten zu den entstandenen Förderkosten, einer in dem Land tätigen Ölgesellschaft, verwendet. So veröffentlichen bspw. die staatlichen chinesischen Ölgesellschaften und die großen russischen Ölgesellschaften keine projektspezifischen Kosteninformationen, weisen in ihren jährlichen Geschäftsberichten jedoch Daten zu den angefallenen Förderkosten auf. Sofern solche Daten für ein Land vorliegen, finden diese Verwendung bei der Erstellung der Angebotskurven.

Bei den veröffentlichten Förderkosten handelt es sich jedoch um Durchschnittskosten, wohingegen in den Angebotskurven Grenzkosten betrachtet werden. Da sich die Förderkosten zwischen verschiedenen, von einer Ölgesellschaft betriebenen, Projekten – aufgrund unterschiedlicher Lagerstätteneigenschaften und Förderphasen – unterscheiden, wird um die durchschnittlichen Förderkosten ein Intervall gebildet. Wenn eine Ölgesellschaft eine Vielzahl an Projekten betreibt (wie beispielsweise Rosneft in Russland oder PEMEX in Mexiko), wird ein Intervall von ± 50 % gebildet. Betreibt eine Ölgesellschaft

nur wenige Projekte aus Lagerstätten, die ähnliche Eigenschaften aufweisen, wird ein Intervall von ± 20 % gebildet.[335] Hierbei wird von mit der Fördermenge steigenden Grenzkosten ausgegangen.[336]

Sofern für ein Land weder projektspezifische Kosteninformationen noch durch Ölgesellschaften veröffentlichte Daten, zu den in dem entsprechenden Land entstandenen Förderkosten, vorliegen, werden diese basierend auf Schätzungen aus Sekundärquellen, wie der Internationalen Energieagentur (IEA) oder der US Energiebehörde (Energy Information Administration, EIA), geschätzt. Sollten auch keine Sekundärquellen vorliegen, anhand derer sich die Kosten schätzen ließen, wird auf die in Abschnitt 5.2.1 angenommenen Kosten, beim Einsatz primärer, sekundärer und tertiärer Fördermethoden, zurückgegriffen.

Sollten zu den Explorations- und Erschließungskosten keine verwertbaren Informationen verfügbar sein, werden diese basierend auf den Berechnungen aus Abschnitt 5.2.1 geschätzt.

Für die Explorationsphase wird, inklusive der Phase seismischer Voruntersuchungen, eine durchschnittliche Dauer von fünf Jahren angenommen, auf die sich die angefallenen Explorationskosten gleichmäßig verteilen. Für die Erschließungsphase wird eine durchschnittliche Dauer von fünf bis sieben Jahren unterstellt, über die sich die technischen Erschließungskosten ebenfalls gleichmäßig verteilen.

Sofern nur Informationen zu den Erschließungskosten vorliegen (was häufig der Fall ist), wird, basierend auf den Berechnungen aus Abschnitt 5.2.1, ein Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 angenommen. In den Explorationskosten sind dabei auch die Kosten nicht erfolgreicher Explorationen enthalten, da die zur Berechnung des Verhältnisses verwendeten Daten (vgl. Tabelle 5.2) sämtliche angefallenen Explorationskosten beinhalteten und nicht nur die erfolgreicher Explorationsmaßnahmen.

Für die Explorations- und Erschließungskosten wird ebenfalls ein linearer Anstieg, d.h. konstante Grenzkosten, über die jeweilige Fördermenge eines Projekttyps angenommen. Bei der Ermittlung der in den Gegenwartswert aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten wird, wie in Abschnitt 5.2.1.2 erörtert, ein realer Diskontfaktor von 10 % angenommen.

Wenn weder Informationen zu den Explorations- noch zu den Erschließungskosten vorliegen, werden diese, basierend auf Informationen zur Anzahl aktiver Förderbohrlöcher, der Tiefe der Lagerstätten, des Standorts der Lagerstätten und der Fördermenge, geschätzt.

---

[335] Würde eine Ölgesellschaft demnach durchschnittliche Förderkosten von 10 US-$ je Barrel aufweisen, wird ein Intervall von 5 bis 15 bzw. 8 bis 12 US-$ je Barrel über die betroffene Fördermenge gebildet.

[336] Die kleinste betrachtete Einheit stellten in den Angebotskurven 10.000 b/d dar. Es wird von Gleichverteilung der Kosten um den Mittelwert ausgegangen.
Beispiel: Eine Ölgesellschaft fördert 50.000 b/d und die durchschnittlichen Förderkosten betragen 10 US-$ je Barrel und es wird ein Intervall von 20% gebildet. Für die ersten 10.000 b/d werden dann 8 US-$ je Barrel angenommen, für die zweiten 10.000 b/d 9 US-$ je Barrel, für die dritten 10.000 b/d 10 US-$ je Barrel, für die vierten 10.000 b/d 11 US-$ je Barrel und für die fünften 10.000 b/d 12 US-$ je Barrel.

Die Schätzung der technischen Bohrlochkosten erfolgt anhand der in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Kosten, in Abhängigkeit von der Bohrlochtiefe und davon, ob das Projekt Onshore oder Offshore (hierbei noch hinsichtlich der Wassertiefe differenziert) betrieben wird. Eine Übersicht über die, von den Projekteigenschaften abhängigen, Bohrlochkosten liefert Tabelle 9.2.
Die Verwendung findenden Daten zur Lagerstättentiefe stammen aus dem Worldwide Oil Field Production Survey des Oil & Gas Journal. Für die Anzahl der aktiven Förderbohrlöcher in einem Jahr werden ebenfalls Daten aus dem Worldwide Oil Field Production Survey des Oil & Gas Journal sowie aus dem OPEC-Statistikjahrbuch für die OPEC-Länder verwendet. Da bisher keine aktuelleren Daten vorliegen, beziehen sich die Daten zur Anzahl aktiver Förderbohrlöcher auf das Jahr 2013.
Die Umrechnung der Kosten in Bohrlochkosten je Barrel erfolgt, indem zunächst die durchschnittliche jährliche Fördermenge je Förderbohrloch ermittelt wird. Die Dauer, über die aus einem Bohrloch Öl gefördert wird, variiert erheblich in Abhängigkeit von den Lagerstätteneigenschaften. Da Onshore-Felder im Vergleich zu Offshore-Feldern einen geringeren natürlichen Fördermengenrückgang aufweisen (vgl. Tabelle 3.1), wird für Onshore-Bohrlöcher auch eine längere Förderphase angenommen. So wird in den Fallstudien eine durchschnittliche Förderphase von 20 Jahren bei Onshore- und 15 Jahren bei Offshore-Förderbohrlöchern unterstellt.
Hinsichtlich der technischen Erschließungskosten wird, basierend auf den in Abschnitt 5.2.1 erörterten Schätzungen des IFP angenommen, dass diese bei Onshore-Lagerstätten dem Dreifachen der Bohrlochkosten und bei Offshore-Lagerstätten dem Vierfachen der Bohrlochkosten entsprechen.
Von den fiskalischen Elementen werden nur die Wert- und Mengenabgaben berücksichtigt, da sich nur diese, wie in Abschnitt 5.2.2 erläutert, auf die Grenzkosten auswirken.
Bei der Prognose der zukünftigen Fördermenge aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten wird, basierend auf den in Abschnitt 3.1.3 dargestellten Schätzungen der IEA, von einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % bei Onshore-Lagerstätten, 7,5 % bei Lagerstätten in flachen Gewässern sowie 12,5 % bei Lagerstätten in tiefen (deep) und sehr tiefen (ultra-deep) Gewässern ausgegangen.
Die Angabe der Kosten in den Angebotskurven erfolgt in US-Dollar des Jahres 2014. Sofern die Daten oder Schätzungen zu den Kosten aus der Vergangenheit stammen (wenn ein Feld beispielsweise bis 2008 erschlossen wurde und in dem Jahr die Förderphase erreichte), werden die Explorations- und Erschließungskosten mittels des UCCI in das Jahr 2014 extrapoliert. Dieses Verfahren wird ebenfalls für die Förderkosten, mittels des UOCI, angewandt, der als Inflationsmaß für die in der Förderphase anfallenden Betriebskosten dient. Sofern Daten zu den Kosten nur in der jeweiligen Landeswährung verfügbar sind, werden diese in US-$ umgerechnet. Die Umrechnung erfolgt anhand von Daten des IWF (World Economic Outlook) zum nominalen BIP eines Landes im betreffenden Jahr. Dieses wird vom IWF in Landeswährung und US-$ ausgewiesen, so dass sich der Wechslkurs des Jahres ermitteln lässt, indem die beiden Werte ins Verhältnis gesetzt werden.

Bei der Erstellung der Angebotskurven der Jahre 2019 und 2024 werden nur solche noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekte berücksichtigt, die sich entweder bereits in der Erschließungsphase befinden oder bei denen berechtigter Grund zur Annahme besteht, dass diese bis 2019 bzw. 2024 erschlossen werden könnten (bspw. wenn aktuell der Erschließungsplan erstellt wird). Ein Übergang von primären zu sekundären bzw. sekundären zu tertiären Fördermethoden bei bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten wird ebenfalls nur dann angenommen, wenn die beteiligten Akteure (Betreibergesellschaft, Ölministerium etc.) entsprechende Absichten bereits verkündet haben oder bereits stattfindende oder in Planung befindliche Pilotprojekte einen solchen Übergang wahrscheinlich erscheinen lassen.
Für die zukünftige Fördermenge werden zudem unveränderte reale Förderkosten gegenüber dem Jahr 2014, bei Verwendung der bereits im Jahr 2014 genutzten Fördermethoden, angenommen. Hinsichtlich der zukünftigen fiskalischen Behandlung von Ölprojekten in den Fallstudienländern wird ebenfalls Konstanz angenommen. Grundsätzlich werden die für die Jahre 2019 und 2024 prognostizierten Kosten und Ölpreise in realen US-Dollar des Jahres 2014 ausgewiesen und eine Inflation von null unterstellt.

6 Fallstudien zu den bedeutendsten Förderländern

Zur Ermittlung der aggregierten Ölangebotskurven wird, wie bereits erörtert, ein Bottom-Up-Ansatz verwendet, bei dem zunächst Angebotskurven für die bedeutendsten Ölförderländer ermittelt werden. Diese umfassen sämtlich OPEC-Mitgliedsstaaten sowie die zehn, hinsichtlich ihrer Fördermenge, bedeutendsten Nicht-OPEC-Länder. Die Auswahl der zehn Nicht-OPEC-Länder erfolgte im Jahr 2011 basierend auf Daten des BP-Statistikjahrbuchs zu den Fördermengen des Jahres 2010.

Neben der Ermittlung der Angebotskurven besteht ein weiteres Hauptziel das mit den Fallstudien verfolgt wird darin, einen umfassenden Überblick über die Ölindustrie der bedeutendsten Förderländer zu liefern, da ein solcher für einige Länder bisher noch nicht existiert.

Dabei folgen alle Fallstudien demselben Aufbau. Zunächst wird eine kurze, grundlegende Einführung zu jedem Land vorgenommen, bei der auch auf wesentliche historische Ereignisse der jüngeren Vergangenheit, die auch für den Ölsektor von Bedeutung waren, eingegangen wird. Anschließend wird die historische Entwicklung des Ölsektors, von seinen Anfängen bis in die jüngere Vergangenheit, erörtert, indem auf die wichtigsten Ereignisse eingegangen wird. Eine solche Beschreibung der historischen Entwicklung ist insofern sinnvoll, da in der Vergangenheit getroffene Entscheidungen (wie die Einführung von den Ölsektor betreffenden Gesetzen oder die Gründung staatlicher Ölgesellschaften) wesentlich für die heutige Situation im Ölsektor verantwortlich sind.

Beispielhaft hierfür kann der Irak genannt werden. Die Entwicklungen in dem Land seit den frühen 1980er Jahren (erster Golfkrieg gegen den Iran, zweiter Golfkrieg Anfang der 1990er Jahre, gegen das Land verhängte Sanktionen in den 1990er Jahren), hatten zur Folge, dass für über zwei Jahrzehnte kaum größere, neue Explorations- und Erschließungsprojekte im Irak vorgenommen wurden und veraltete Technologien genutzt wurden. Entsprechend blieb die Ölindustrie des Landes deutlich unter ihrem, eigentlich vorhandenen, Potential. Diese Entwicklungen wiederum trugen dazu bei, dass der Irak gegenwärtig das größte Potential für zukünftige Ausweitung der Fördermenge aufweist.

Bei der Analyse des heutigen Ölsektors wird zunächst auf die rechtlichen und fiskalischen Rahmenbedingungen eingegangen. Bei der Betrachtung des rechtlichen Rahmens wird insbesondere auf die Eigentumsrechte, Vertragsformen und Vergabeverfahren eingegangen. Von den fiskalischen Elementen werden die, für im Upstream-Bereich tätige, Ölgesellschaften bedeutendsten allgemeinen und sektorspezifischen Steuern, Abgaben und Lizenz-/Pachtgebühren eingegangen. Somit wird auch auf solche fiskalischen Elemente eingegangen, die bei der Ermittlung der Angebotskurven nicht berücksichtigt werden, da es sich nicht um sich auf die Grenzkosten auswirkende Mengen- und Wertabgaben handelt.

Anschließend wird die aktuelle Situation im Ölsektor hinsichtlich der in der Förderphase befindlichen Projekte untersucht. Anhand der verfügbaren Informationen zu den gegenwärtig in der Förderphase befindlichen Projekten soll das Fördermengenpotential und die mit der Ölförderung in dem Land verbundenen Kosten ermittelt werden. Basierend auf

diesen Informationen werden anschließend, mithilfe der in Abschnitt 5.3.4 getroffenen Annahmen, die Kostenkurven für das Jahr 2014 ermittelt.
An die Erstellung der Angebotskurven für das Jahr 2014 schließen sich die Prognosen der zukünftigen Fördermengen und Kosten an. Hierbei werden zunächst Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024 ermittelt. Indem aus diesen Vollkostenkurven die, nicht mehr entscheidungsrelevanten, versunkenen Kosten eliminiert werden, werden die langfristigen Angebotskurven ermittelt, in denen die mögliche Entwicklung der Fördermenge, in Abhängigkeit vom Ölpreis, bis zum Jahr 2024 aufgezeigt wird.

6.1 OPEC-Länder

Die 1960 gegründete OPEC (Organisation Erdöl exportierender Länder) setzte sich zuletzt aus den zwölf Mitgliedsstaaten Algerien, Angola, Ecuador, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Katar, Saudi-Arabien, den Vereinigten Arabischen Emiraten und Venezuela zusammen.

Aggregiert belief sich die reine Rohölförderung der OPEC (d.h. ohne Flüssiggas und Kondensate) im Jahr 2014 gemäß IEA auf durchschnittlich ca. 30,3 mb/d.[337]

Die aggregierten Ölreserven der OPEC-Staaten beliefen sich gemäß OPEC-Jahresbericht 2015 Ende 2014 auf ca. 1,2 Bio. Barrel (einschließlich der Schwerstölvorkommen in Venezuela) und machten ca. 81 % an den weltweiten Ölreserven in Höhe von ca. 1,5 Bio. Barrel (ohne Berücksichtigung der Ölsandvorkommen in Kanada) aus.[338] Gemäß dem jüngsten Statistikjahrbuch von BP beliefen sich die Reserven der OPEC-Staaten ebenfalls auf 1,2 Bio. Barrel, machten jedoch nur ca. 71,5% an den weltweiten Reserven aus, da BP auch die Ölsandvorkommen in Kanada berücksichtigt.[339]

Im Gegensatz zu den Nicht-OPEC-Ländern, in denen die Betreibergesellschaften die Entscheidungen über die Fördermenge treffen, werden die Entscheidungen über die Fördermenge der OPEC-Staaten in turnusmäßig halbjährlich (in Ausnahmesituationen können auch außerordentliche Sitzungen stattfinden) stattfindenden Sitzungen getroffen. Im Jahr 1982 wurde hierbei erstmals jedem OPEC Staat eine feste Förderquote zugewiesen und dieses Verfahren – von wenigen Ausnahmen abgesehen bis zum Jahr 2006 beibehalten. In der jüngeren Vergangenheit hingegen veröffentlicht die OPEC lediglich ihre Entscheidung zur aggregierten Fördermenge, die seit Januar 2012 30 mb/d betragen soll.[340]

Da, wie in Abschnitt 5.1.3 gezeigt wurde, unter Forschern Uneinigkeit darüber herrscht, ob es sich bei der OPEC um ein funktionierendes Kartell handelt, wird im Rahmen der Fallstudien wettbewerbliches Verhalten der OPEC-Länder unterstellt. Entsprechend werden für die OPEC-Länder konventionelle, auf den Grenzkosten (bzw. Vollkosten) basierende Angebotskurven ermittelt. Als angebotene Menge wird für das Jahr 2014 nicht die tatsächliche Fördermenge, sondern die vorhandene Förderkapazität berücksichtigt. Somit zeigen die Angebotskurven, wie viel Öl zu welchen Kosten gefördert werden könnte. Die für die Zeit bis zum Jahr 2024 prognostizierten Fördermengen beziehen sich ebenfalls auf die Förderkapazität. Die Unterschiede zwischen Förderkapazität und Fördermenge fallen in den meisten OPEC-Ländern jedoch sehr gering aus, da nur Saudi-Arabien über erhebliche freie Förderkapazitäten verfügt, wohingegen die anderen OPEC-Mitglieder überwiegend nahezu ihre volle Förderkapazität ausschöpfen. Die Ermittlung des Angebots im Jahr 2014 sowie die graphische Darstellung der Fördermenge- und Kapazität in der jüngeren Vergangenheit bis zum Jahr 2014 erfolgt durch die Auswertung der im monatlichen Ölmarktbericht der IEA enthaltenen Daten.

---

[337] Vgl. IEA (2015a), S. 54.
[338] Vgl. OPEC (2014), S. 22.
[339] Vgl. BP (2015)
[340] Vgl. OPEC (2014), S. 9-11.

6.1.1 Algerien

Mit 2,4 Millionen Quadratkilometern ist Algerien das flächenmäßig größte Land Afrikas. Die offiziell ausgewiesenen Ölreserven des Landes beliefen sich gemäß OPEC Ende 2014 auf 12,2 Mrd. Barrel und die Fördermenge des Landes betrug im Jahr 2014 ca. 1,2 mb/d.[341]

Die jüngere Geschichte Algeriens beginnt mit der Unterwerfung des Landes durch Frankreich im Sommer 1830. Trotz diverser Aufstände und der im November 1956 ausgebrochenen Algerischen Revolution – blieb das Land bis zur Verkündigung der Unabhängigkeit am 05. Juli 1962 eine französische Kolonie.[342]

Staatsoberhaupt ist der bereits seit 1999 amtierende Präsident Abdel Aziz Bouteflika, der zuletzt im April 2014 für eine weitere Amtszeit von fünf Jahren wiedergewählt wurde.[343]

6.1.1.1 Geschichte der algerischen Ölindustrie

Die algerische Ölindustrie hat ihren Ursprung in den 1950er Jahren. 1956 wurden mit dem Edjelleh-Feld und wenig später im selben Jahr dem Hassi-Messaoud-Feld – bei dem es sich hinsichtlich Ölvorkommen und Fördermenge um Algeriens größtes Ölfeld handelt – die ersten wirtschaftlich abbaubaren Ölvorkommen des Landes entdeckt. Die Ölförderung setzte bereits zwei Jahre später, 1958, ein.[344]

Nach der erlangten Unabhängigkeit von Frankreich 1962 wurde am 31. Dezember 1963 die algerische staatliche Ölgesellschaft Sonatrach gegründet. Lag die Aufgabe der Sonatrach in den ersten Jahren noch ausschließlich im Management der Transportinfrastruktur (Pipelines) und dem Vertrieb des in Algerien geförderten Öl und Gas, wurden die Handlungsfelder 1966 auch auf die Exploration, Förderung und Verarbeitung ausgeweitet. Im Folgejahr machte Sonatrach seinen ersten Ölfund.[345]

1969 trat Algerien, dessen tägliche Ölproduktion zu dieser Zeit bereits nahezu 1 mb/d betrug, der OPEC bei. Ein Jahr später begann der Revolutionsrat, die zum damaligen Zeitpunkt mächtigste politische Institution des Landes, mit der Verstaatlichung der algerischen Ölindustrie, indem zunächst die nicht-französischen ausländischen Ölgesellschaften enteignet wurden. So wurden im Juni 1970 die Förderanlagen von Shell, Phillips und anderen internationalen Ölgesellschaften verstaatlicht und die hinsichtlich der zu entrichtenden Steuern relevanten Listenpreise für die französischen Ölgesellschaften von der algerischen Regierung einseitig angehoben.[346]

Am 24. Februar 1971 beschloss die algerische Regierung, nun auch die Projekte der französischen Ölgesellschaften zu verstaatlichen. So wurde der algerische Staat Mehrheitseigner an den, von den französischen Ölgesellschaften betrieben, Ölprojekten im Land,

---

[341] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und 27.
[342] Vgl. GIZ (2015a).
[343] Vgl. Auswärtiges Amt (2015a).
[344] Vgl. OPEC (o. J.).
[345] Vgl. Sonatrach (o. J.).
[346] Vgl. Parra (2004), S. 124f.

indem er einen Anteil von 51 % an den jeweiligen Projekten übernahm. Auch der Erdgassektor und die Transportinfrastruktur (Pipelines) wurden in diesem Zuge verstaatlicht. Als Folge dieser Beschlüsse kontrollierte der algerische Staat 1972 bereits 77 % der heimischen Ölförderung und dieser Anteil stieg aufgrund des Weggangs der ausländischen Ölgesellschaften bis Mitte der 1970er Jahre auf 80 % an. Nachdem die algerischen Behörden der französischen Ölgesellschaft Total im Jahr 1980 eine weitere Zusammenarbeit verweigerten, erlangte der Staat die volle Kontrolle über den Ölsektor.[347]

Zwar wurden ausländische Ölgesellschaften durch die Verstaatlichung nicht vollständig von den Upstream-Aktivitäten in Algerien ausgeschlossen, doch waren die Bedingungen derart restriktiv, dass sich ein partnerschaftliches Engagement gemeinsam mit der staatlichen Sonatrach für ausländische Ölgesellschaften kaum lohnte. Insofern überrascht es nicht, dass die Exploration und Förderung seit Anfang der 1980er Jahre ausschließlich durch die Sonatrach vorgenommen wurde.[348]

Der ab 1981 einsetzende Rückgang der Ölpreise ließ auch die Einnahmen des algerischen Staats in den 1980er Jahren sinken. Zudem wurden aufgrund mangelnden technischen Know-hows der Sonatrach zwischen 1980 und 1986 weniger Felder erschlossen und war auch die Fördermenge aus den bereits erschlossenen Feldern rückläufig.[349]

Diese Entwicklungen zwangen die Regierung, ihre zuvor betriebene Verstaatlichungspolitik zu überdenken. So wurde 1986 das neue Öl- und Gasgesetz (Gesetz Nr. 86-14) verabschiedet, das ausländischen Ölgesellschaften Anreize liefern sollte, wieder nach Algerien zurückzukehren um dort Investitionen in die Exploration, Erschließung und Förderung mittels tertiärer Fördermethoden zu tätigen. Das neue Gesetz ermöglichte internationalen Ölgesellschaften einen einfacheren Zugang über neue Vertragsformen wie PSVs, Joint-Ventures und Werkverträge. Zudem wurde das für den Ölsektor maßgebliche Fiskalsystem reformiert, indem die Royalty- und Steuersätze gesenkt wurden. Der Beteiligungsgrad ausländischer Ölgesellschaften an Ölprojekten im Land wurde auf maximal 49 % beschränkt. Darüber hinaus wurde eine Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften an solchen Projekten ausgeschlossen, bei denen die Vorkommen bereits vor der Verabschiedung des Gesetzes entdeckt worden waren. Somit konnten sich ausländische Ölgesellschaften nur an neuen Projekten beteiligen. Da diese Zusatzregelungen zur Folge hatten, dass die gewünschten positiven Effekte steigender ausländischer Investitionen in den algerischen Ölsektor eher gering ausfielen, wurden 1991 weitere Ergänzungen am Gesetz vorgenommen, die den ausländischen Ölgesellschaften weitere Befugnisse zubilligten und die fiskalischen Bedingungen für Investoren verbesserten.[350]

Das Gesetz vom 19. August 1986 in Verbindung mit den Änderungen von 1991 sorgte tatsächlich für einen Anstieg der Investitionen durch ausländische Ölgesellschaften, die

[347] Vgl. Fattouh und Darbouche (2010), S. 1123.
[348] Vgl. Ebenda, S. 1123.
[349] Vgl. Ebenda, S. 1123.
[350] Vgl. Ebenda, S. 1123f.

im Zeitraum zwischen 1987 und 2000 schätzungsweise 1,5 Mrd. US-$ in Explorationsprojekte in Algerien investierten.[351]

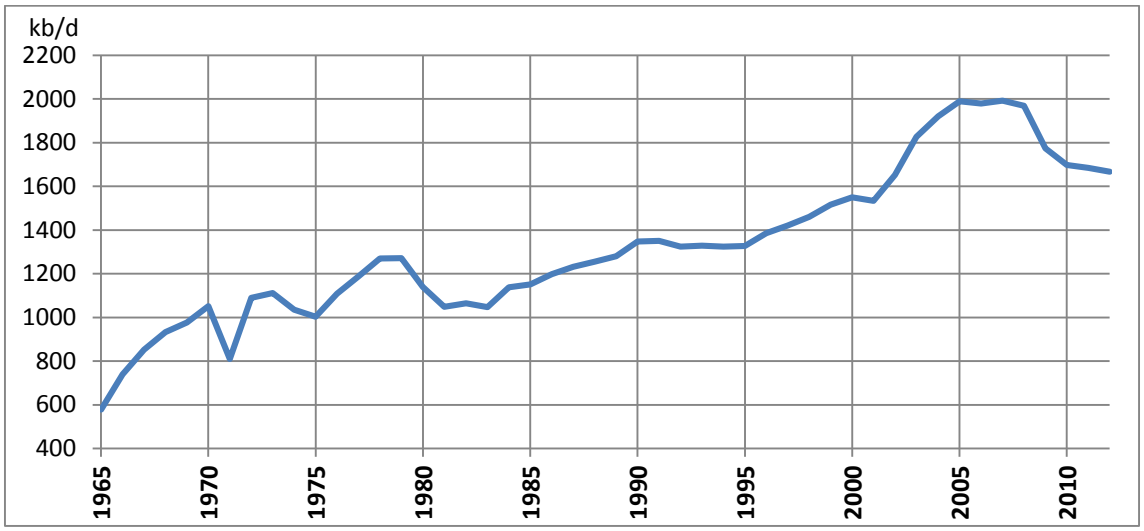


Abbildung 6.1: Förderung flüssiger Energieträger in Algerien von 1965 bis 2012

Datenquelle: BP (2013).

So stieg, wie in Abbildung 6.1 zu sehen, die durchschnittliche tägliche Fördermenge zwischen 1985 und 2005 von ca. 1,15 mb/d auf nahezu 2 mb/d an. Die nachgewiesenen Reserven stiegen im selben Zeitraum, in Folge der gestiegenen Investitionen in Explorationsprojekte, von 8,8 auf 12,3 Milliarden Barrel an.

6.1.1.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der algerischen Ölindustrie

Die grundlegenden, für den algerischen Ölsektor relevanten, Regelungen enthalten die Verfassung von 1996, das Kohlenwasserstoffgesetz von 1986 (Gesetz Nr. 86-14) und das Kohlenwasserstoffgesetz von 2005 (Gesetz Nr. 05-07). Hinsichtlich der Gesetze 86-14 und 05-07 ist hierbei der Zeitpunkt des Beginns eines Ölprojektes entscheidend. Projekte, die nach der Einführung des Gesetzes 05-07 begonnen wurden, werden nach diesem Gesetz behandelt und solche, die bereits vorher betrieben wurden, nach Gesetz 86-14.

Rechtlicher Rahmen

Gemäß algerischer Verfassung liegen die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen des Landes beim Staat.[352] Dies wird das Kohlenwasserstoffgesetz von 2005 bestätigt, gemäß dem die Öl- und Gasvorkommen ebenfalls Eigentum des Staates sind.[353]

Während das Kohlenwasserstoffgesetz von 1986 lediglich Beurteilung, Exploration, Ausbeutung, Transport von Öl und Gas sowie Anlagen zur Durchführung dieser Aktivitäten

[351] Vgl. Fattouh und Darbouche (2010), S. 1124.
[352] Vgl. Algerische Verfassung (1989), Art. 17.
[353] Vgl. Algerisches Kohlenwasserstoffgesetz (2005), Art. 3.

regelte, geht der Rahmen des 2005 eingeführten Kohlenwasserstoffgesetzes deutlich weiter, indem auch Verarbeitung, Vermarktung, Lagerung und Vertrieb und Anlagen zur Durchführung dieser Tätigkeiten geregelt werden.[354]
Im Rahmen von Gesetz 05-07 wurden die Aktivitäten der staatlichen algerischen Ölgesellschaft Sonatrach auf die Bereiche Upstream, Downstream, Pipelinetransport und Vertrieb begrenzt, sodass Sonatrach wie eine normale Ölgesellschaft behandelt wird, während der Einfluss des zuständigen Ministeriums sowie zweier neuer staatlicher Institutionen, der Kohlenwasserstoff-Regulierungsbehörde (l`Autorité de Régulation des Hydrocarbures) und der nationalen Agentur zur Erschließung der Öl- und Gasvorkommen (ALNAFT) bei der Verwaltung der algerischen Öl- und Gasvorkommen vergrößert wurde.[355]
ALNAFT wurden einige der vorher durch Sonatrach durchgeführten Aufgaben wie die Vorbereitung und Durchführung von Ausschreibungen, der Abschluss von Verträgen, die Bestimmung von Prospektions- und Fördergebieten, die Kontrolle von Projekten, die Vergabe von Prospektionsgenehmigungen, die Erhebung und Weiterleitung von Steuern und die generelle Aufgabe der Förderung von Investitionen und der Entwicklung der gewünschten Aktivitäten übertragen.[356]
Grundsätzlich wird in Algerien zwischen Prospektionsgenehmigungen und Explorations- und Förderlizenzen unterschieden.
Prospektionsgenehmigungen werden von ALNAFT mit einer maximalen Laufzeit von zwei Jahren für solche Gebiete erteilt, für die in der Vergangenheit noch keine Explorations- und/oder Förderlizenzen vergeben wurden. Unter solchen Prospektionsgenehmigungen dürfen lediglich geologische und geophysische Voruntersuchungen, jedoch noch keine Bohrungen vorgenommen werden. Die durch die Untersuchungen gewonnenen Informationen sind der ALNAFT zur Verfügung zu stellen. Aus der Sicht von Ölgesellschaften besteht der Sinn einer solchen Prospektionsgenehmigung darin, dass zu relativ geringen Kosten Informationen über das Gebiet gewonnen werden können und sich an die Prospektion möglicherweise der Erhalt einer Explorations- und Förderlizenz anschließt.[357]
Lizenzen, unter denen die Exploration, Erschließung und Förderung durchgeführt wird, werden ebenfalls durch die ALNAFT vergeben. Eine solche Lizenz gewährt dem Inhaber das exklusive Recht, im vertraglich bestimmten Gebiet Explorations- und Förderaktivitäten durchzuführen. Eine solche Lizenz wird jedoch nur vergeben, wenn die entsprechende Lagerstätte als rentabel ausbeutbar deklariert wird.[358]
Die Vergabe von Lizenzen erfolgt über Ausschreibungen. Unterschieden wird hierbei zwischen Explorations- und Förderlizenzen und reinen Förderlizenzen. Die Hauptkriterien bei der Lizenzvergabe sind die Mindestarbeitsverpflichtung für die erste Explorationsphase, die Bonuszahlung und die vorgeschlagene Royalty.[359]

---

[354] Vgl. Eni (2005), S. 721.
[355] Vgl. Ebenda, S. 722.
[356] Vgl. Ebenda, S. 722.
[357] Vgl. Eni (2005), S. 722 und KPMG (2007), S. 25f.
[358] Vgl. Eni (2005), S. 722.
[359] Vgl. Eni (2005), S. 722.

Grundsätzlich verläuft die Ausschreibung der Lizenzen in zwei Phasen – der technischen und der wirtschaftlichen Phase. In der technischen Phase wird eine Vorauswahl unter den Bewerbern getroffen. Das Hauptkriterium stellt in dieser Phase das technische Know-How der sich bewerbenden Ölgesellschaften dar. Hierbei wird beurteilt, ob diese in der Lage sind, die Exploration und Förderung effizient und kostengünstig durchzuführen. In der wirtschaftlichen Phase sind die Kriterien die von den Ölgesellschaften vorgeschlagenen Lizenzgebühren oder Einmalzahlungen. Die Öffnung der Gebote erfolgt öffentlich, wobei der zuständige Minister von diesem Verfahren in begründeten Fällen abweichen kann.[360]

Die Explorationsphase beträgt üblicherweise maximal sieben Jahre. Diese teilt sich auf in eine Anfangsphase von drei Jahren und zwei, sich gegebenenfalls anschließende, Phasen von jeweils 2 Jahren. Das Explorationsgebiet wird im Anschluss an die erste und zweite Phase um jeweils 30 % verkleinert. Sofern innerhalb der Explorationsphase ein rentabel förderbare Vorkommen entdeckt wird, verlängert sich die Dauer der Förderlizenz, die 25 Jahre beträgt, um die Restlaufzeit der Explorationsphase.[361]

Während im ursprünglichen Gesetz der staatlichen Ölgesellschaft Sonatrach das Recht auf eine Beteiligung von 20 bis 30 % an einem Projekt eingeräumt wurde, beträgt dieser Anteil seit der Reform von 2006 mindestens 51 %.[362]

Das neue Kohlenwasserstoffgesetz "Gesetz Nr. 13-01" beinhaltet insbesondere die Einführung von steuerlichen Anreizen für Investitionen in die Erschließung und Förderung unkonventioneller Öl- und Gasvorkommen, kleine Felder und bisher wenig explorierte Onshore- und Offshore-Gebiete. Explorationslizenzen für unkonventionelle Öl- und Gasvorkommen werden zukünftig für 11 Jahre vergeben und Erschließungslizenzen für unkonventionelle Ölvorkommen für 30 Jahre. Der Mindestbeteiligungsgrad der Sonatrach an neuen Ölprojekten beträgt weiterhin 51 %.[363]

Fiskalischer Rahmen

Die fiskalische Behandlung von Ölprojekten in Algerien setzt sich gemäß Gesetz 05-07 aus den vier Elementen: Royalties, Öl-Einkommensteuer, zusätzliche Gewinnsteuer und Oberflächensteuer zusammen. Für solche Projekte, die den Betrieb vor Einführung von Gesetz 05-07 aufnahmen, haben weiterhin die fiskalischen Bedingungen des Gesetzes 86-14 bestand.[364]

Hinsichtlich ihrer fiskalischen Behandlung werden die Fördergebiete des Landes in die Zonen A bis D eingeteilt, für die jeweils verschiedene Royalty- und Steuersätze gelten.

Die jährlich anfallende Oberflächensteuer wird auf die Fläche des Lizenzgebiets erhoben. Die Höhe der zu zahlenden Steuer hängt von der Region, in der das Projekt durchgeführt wird, und der Projektphase ab.[365]

---

[360] Vgl. Ebenda, S. 723.
[361] Vgl. Ebenda, S. 723.
[362] Vgl. Eni (2005), S. 724 sowie Fattouh und Darbouche (2010), S. 1124.
[363] Vgl. Platts (2013).
[364] Vgl. EY (2014), S. 1f.
[365] Vgl. EY (2014), S. 3.

Die projektbezogenen, monatlich zu zahlenden Royalties werden auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben. Der Regelsatz beträgt 20 %, kann aber auf die in Tabelle 6.1 aufgeführten Mindestsätze reduziert werden. Der tatsächliche Royaltysatz wird für jede Förderlizenz individuell festgelegt. Die Mindestsätze hängen von der Region (Zone A – D) und der Fördermenge ab.[366]

Tabelle 6.1: Royaltysätze in Algerien

Fördermenge\Gebiet	**A**	**B**	**C**	**D**
0 – 20.0000 b/d	5,5 %	8,0 %	11,0 %	12,5 %
20.001 – 50.000 b/d	10,5 %	13,0 %	16,0 %	20,0 %
50.001 – 100.000 b/d	15,5 %	18,0 %	20,0 %	23,0 %
> 100.000 b/d	12,0 %	14,5 %	17,0 %	20,0 %

Quelle: EY (2014), S. 4.

Die Öl-Einkommensteuer wird auf die aus einem Ölprojekt erzielten Gewinne erhoben. Der Steuersatz beträgt für Felder mit einer täglichen Fördermenge von weniger als 50.000 Barrel 20 bis 70 % und bei einer Fördermenge ab 50.000 b/d 30 bis 70 %. Bei kleinen und wenig explorierten Lagerstätten mit schwierigen geologischen Bedingungen und/oder kaum vorhandener Infrastruktur beträgt der Steuersatz in Abhängigkeit von der Rentabilität des Projekts zwischen 20 und 70 % und für Lagerstätten mit unkonventionellen Ölvorkommen (Tight-Oil) zwischen 10 und 40 %.[367]
Der Steuersatz der zusätzlichen Gewinnsteuer beträgt in der Regel mindestens 30 % auf die erzielten Gewinne. Sofern die Erträge in Algerien reinvestiert werden, wird der Steuersatz auf 15 % reduziert. Bei kleinen und wenig explorierten Ölvorkommen mit schwierigen geologischen Bedingungen und/oder kaum vorhandener Infrastruktur beträgt der Steuersatz 19 %. In Abhängigkeit von der Rentabilität eines Projekts kann der Steuersatz auf bis zu 80 % ansteigen.[368]
Für Projekte, die unter dem Gesetz 86-14 betrieben werden, beträgt der Royaltysatz 20 % auf den Wert des geförderten Rohöls, kann aber bei Projekten in Zone A auf bis zu 16,25 % und bei Projekten in Zone B auf 12,5 % reduziert werden. Die Körperschaftsteuer beträgt 38 % auf den auf die ausländische Ölgesellschaft entfallenen Anteil am Gewinn.[369] Darüber hinaus wurde im Rahmen der Ergänzungen des Gesetzes 05-07, im Jahr 2006 eine Windfallsteuer für Projekte, die unter den Vorschriften von Gesetz 86-14 betrieben werden, eingeführt. Diese Steuer wird erhoben, wenn der arithmetische durchschnittliche Ölpreis in einem Monat 30 US-$ übersteigt. Der Steuersatz von 5 bis 50 % wird auf den auf die ausländische Ölgesellschaft entfallenen Anteil am Gewinn (d.h. entsprechend ihres Anteils an der Fördermenge) erhoben.[370]

[366] Vgl. Ebenda, S. 2-4.
[367] Vgl. Ebenda, S. 4f.
[368] Vgl. Ebenda, S. 5f.
[369] Vgl. Ebenda, S. 2.
[370] Vgl. EY (2014), S. 3 und KPMG (2007), S. 68f.

6.1.1.3 Gegenwart der Ölindustrie in Algerien

Die nachgewiesenen Reserven des Landes belaufen sich gemäß Statistikjahrbüchern der OPEC seit dem Jahr 2006 auf 12,2 Mrd. Barrel. Demnach würde Algerien über die drittgrößten Ölvorkommen Afrikas verfügen. Bei den Vorkommen handelt es sich ausschließlich um Onshore-Vorkommen, da bisher noch kaum Offshore-Explorationen vorgenommen wurden. Die Reserven konzentrieren sich hauptsächlich auf die drei Felder Hassi Messaoud (3,9 Mrd. Barrel), Hassi R'Mel (3,7 Mrd. Barrel) und Ourhoud (1,9 Mrd. Barrel), die mit über 75 % zu den Reserven beitragen.[371]

Infolge der 2006 vorgenommenen Ergänzungen von Gesetz 05-07, die ausländische Ölgesellschaften gegenüber den vorher geltenden Gesetzen schlechter stellten, gingen die Investitionen ausländischer Ölgesellschaften drastisch zurück. Dies zeigt sich insbesondere in den Ergebnissen der Lizensierungsrunden der Jahre 2008, 2009 und 2011, in denen lediglich 4 von 16, 3 von 8 und 2 von 10 ausgeschriebenen Lizenzen vergeben werden konnten.[372]

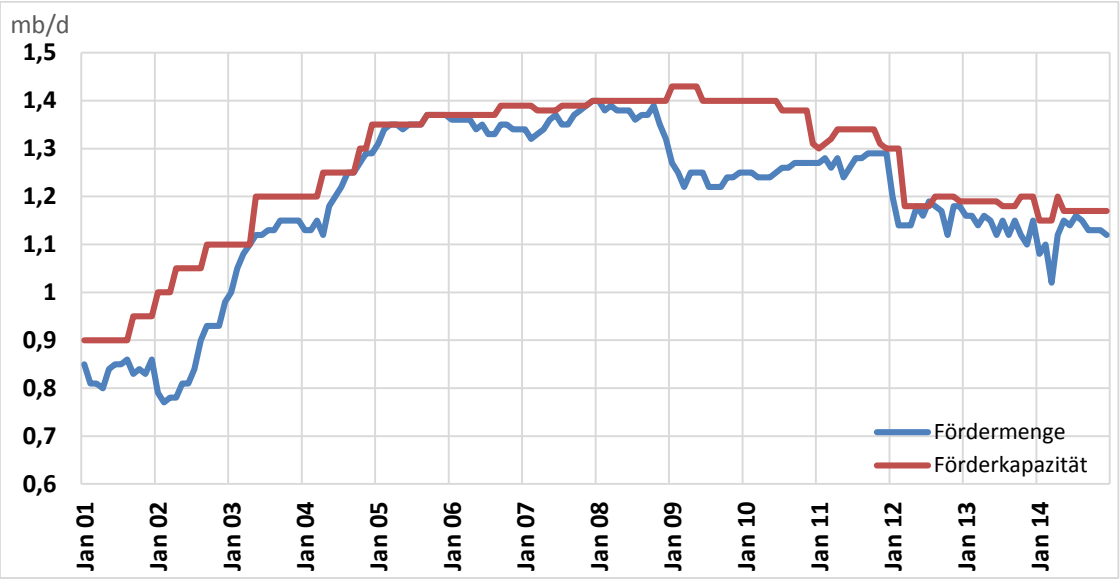


Abbildung 6.2: Fördermenge und Kapazität in Algerien seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

Wie in Abbildung 6.2 zu sehen, sank aufgrund der in der jüngeren Vergangenheit seit den Reformen von 2006 rückläufigen Investitionen ausländischer Ölgesellschaften auch die algerische Fördermenge gegenüber ihrem bisherigen Peak-Niveau vom Winter 2007/08, als sie nahezu 1,4 mb/d betrug, um ca. 300.000 b/d, und lag 2014 noch bei durchschnittlich ca. 1,1 mb/d. Die Förderkapazität, die in der ersten Jahreshälfte 2009 mit 1,43 mb/d ihr bisheriges Hoch erreichte, ist seitdem – trotz der einsetzenden Förderung aus dem El-Merk-Feld im Jahr 2013 – ebenfalls um ca. 300.000 b/d zurückgegangen und

[371] Vgl. EIA (2014, Alg), S. 5, OPEC (2008), S. 17 und OPEC (2015), S. 22.
[372] Vgl. EIA (2014, Alg), S. 3.

betrug 2014 noch durchschnittlich ca. 1,15 bis 1,2 mb/d. Die freie Förderkapazität lag somit im Jahr 2014 bei maximal ca. 100.000 b/d.

Der Anteil ausländischer Ölgesellschaften am in Algerien geförderten Öl, der zwischen 1995 und 2006 von 1 % auf 30 % gestiegen war, war zuletzt wieder rückläufig. So entfielen zuletzt (2012) ca. 80 % der algerischen Fördermenge auf die staatliche Sonatrach.[373]

In Reaktion auf die wenig erfolgreichen Lizensierungsrunden seit der Einführung des Gesetzes 05-07, wurde das Kohlenwasserstoffgesetz im Feburar 2013, wie in Abschnitt 6.1.1.2 erörtert, reformiert. Die erste Lizensierungsrunde nach der Reform fand 2014 statt und umfasste 31 Gebiete. Obwohl die Lizensierungsrunde zweimal verschoben wurde, konnten lediglich für vier der 31 ausgeschriebenen Gebiete Lizenzen an Konsortien ausländischer Ölgesellschaften (wie Repsol, Royal Dutch Shell, Statoil) vergeben werden (mit Sonatrach als Mehrheitshalter an den Projekten). Von den vier vergebenen Gebieten weisen drei hauptsächlich Ölvorkommen auf und eins primär Erdgasvorkommen. Die Gebiete befinden sich zudem ausschließlich an Land.[374]

Die aktuell bedeutensten Ölfelder des Landes sind das von Sonatrach betriebene Hassi-Messaoud-Feld mit einer Fördermenge von ca. 345.000 b/d im Jahr 2013 (335.000 b/d im Jahr 2012) und die, gemeinsam mit ausländischen Ölgesellschaften betriebenen, Felder Orhoud mit ca. 135.000 b/d im Jahr 2013 (165.000 b/d im Jahr 2012) und Hassi Berkine mit ca. 120.000 b/d im Jahr 2013 (135.000 b/d im Jahr 2012). Diese drei Felder tragen somit mit über 50 % zur algerischen Ölfördermenge bei.[375]

Die älteren Felder des Landes wiesen in den vergangenen Jahren überwiegend rückläufige Fördermengen auf, deren Rückgang durch Felderweiterungen und EOR-Methoden zu bremsen versucht wurde, was aber zunehmend schwieriger wird.[376]

Das letzte große Projekt, das die Förderphase erreichte, stellt das El Merk Projekt dar, das von der US-amerikanischen Anadarko gemeinsam mit Sonatrach betrieben wird und die Förderung im Mai 2013 aufnahm. Die reine Rohölförderkapazität des Projekts, das mehrere Felder umfasst, beträgt ca. 127.000 b/d. Diese wurden im Jahr 2014 erstmals erreicht. Die nachgewiesenen Reserven der Felder sollen sich auf ca. 1,2 Mrd. Barrel belaufen.[377] Davon sollen aber lediglich ca. 647 Mio. Barrel tatsächlich förderbar sein.[378]

In Abhängigkeit von der jeweiligen Quelle variieren Schätzungen zu den Erschließungskosten, die bis zu 140 Bohrungen und die Errichtung einer zentralen Verarbeitungsanlage umfassten, zwischen 3,3 und 4 Mrd. US-$.[379]

---

[373] Vgl. EIA (2014, Alg), S. 4 sowie Fattouh und Darbouche (2010), S. 1129.
[374] Vgl. Ahmed und Markey (2014).
[375] Vgl. Sonatrach (2012), S. 20 und Sonatrach (2013), S. 16. Eigene Berechnung anhand von Umrechnungsfaktor von 7,33 Barrel je Tonne. (Angaben zu 2014 liegen bisher noch nicht vor).
[376] Vgl. EIA (2014, Alg), S. 6.
[377] Vgl. Maameri (2013).
[378] Vgl. Algeria Energy&Business (2013).
[379] Vgl. UPI (2013); Henni (2009) und Maersk (2013).

6.1.1.4 Ermittlung der algerischen Kostenkurven für 2014

Gemäß Reuters (2009) beliefen sich die technischen Vollkosten in Algerien um 2008/9 auf 10 bis 15 US-$ je Barrel.[380] Da Reuters keine Angaben zur Zusammensetzung der Kosten macht, soll die Annahme getroffen werden, dass sowohl die Förderkosten als auch die zusammengefassten Explorations- und Erschließungskosten jeweils 50% an den Kosten ausmachen. Unter Verwendung dieser Annahme werden die Kosten nun mit Hilfe des UCCI und UOCI in das Jahr 2014 extrapoliert. Die beiden Indizes wiesen Steigerungsraten von 9,0 % (UCCI) bzw. 15,3 % (UOCI) für den Zeitraum 2008/9 bis 2014 auf, so dass sich eine durchschnittliche Steigerungsrate von 12,15 % ergibt. Unter Verwendung dieser Steigerungsraten würden sich extrapolierte Vollkosten von 12,16 bis 16,82 US-$ je Barrel ergeben.

Unter der getroffenen Annahme, dass die Förderkosten 50 % an den technischen Vollkosten ausmachen, hätten sich die Förderkosten in den Jahren 2008/9 auf 5,00 bis 7,50 US-$ je Barrel belaufen. Unter Berücksichtigung des Anstieges des UOCI um 15,3% im Zeitraum von 2008/9 bis 2014, würden sich in das Jahr 2014 extrapolierte Förderkosten von 5,77 bis 8,65 US-$ je Barrel ergeben. Nimmt man eine Abweichung von bis zu 50% hiervon an, so ergeben sich Förderkosten von 2,89 bis 12,98 US-$ je Barrel. Da Reuters die einzige Quelle darstellt, die für Algerien Schätzungen zu den Förderkosten veröffentlicht und auch die staatliche Ölgesellschaft Sonatrach keine Daten hierzu veröffentlicht, werden die basierend auf der Reuters-Schätzung ermittelten Förderkosten für die Angebotskurve angenommen.

Extrapoliert man die Explorations- und Erschließungskosten ebenfalls anhand der Schätzung von Reuters, ergibt sich für diese eine Spanne von 5,45 bis 8,18 US-$ je Barrel. Eine Schätzung der Erschließungskosten in Algerien lässt sich, basierend auf den in Abschnitt 5.3.4 getroffenen Annahmen, anhand der Bohrlochkosten und der durchschnittlichen Fördermenge von Förderbohrlöchern vornehmen.[381]

So betrug die Anzahl aktiver Bohrlöcher im Jahr 2013 ca. 2.040.[382] Die Fördermenge wiederum belief sich im Jahr 2013 auf ca. 1,15 mb/d bzw. 420 Mio. Barrel im gesamten Jahr.[383] Somit ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge von ca. 206.000 Barrel je aktivem Förderbohrloch.

Tabelle 6.2 liefert einen Überblick über die drei bedeutendsten Ölfelder des Landes.

Tabelle 6.2: Erschließungskosten je Bohrung

Feld	**On-/Offshore (*)**	**Tiefe (in m)(*)**	**Bohrlochkosten (in Mio. US-$)**	**Kosten (US-$/Barrel)**
Hassi Meassaoud	Onshore	1.350 bis 3.200	2,7 – 8,2	0,66 – 1,99
Orhoud	Onshore	3.000	7,6	1,84
Hassi Berkine	Onshore	3.000	7,6	1,84

Eigene Berechnungen, Datenquelle für (*): Oil & Gas Journal (2014).

[380] Vgl. Reuters (2009).
[381] Der Begriff „Produktivität“ bezieht sich hierbei auf die Fördermenge.
[382] Durchschnitt gebildet aus Daten von OPEC (2014), S. 27 und Oil & Gas Journal (2014).
[383] Vgl. IEA (2015a).

Unter der in Kapitel 5 getroffenen Annahme, dass aus Onshore-Feldern durchschnittlich 20 Jahre Öl gefördert wird, ergibt sich eine durchschnittlich Fördermenge von ca. 4,12 Mio. Barrel je Bohrloch. Wird diese nun ins Verhältnis zu den Bohrlochkosten gesetzt, ergeben sich Kosten von 0,66 bis 1,99 US-$ je Barrel für ein Förderbohrloch. Die in Tabelle 6.2 aufgeführten Felder tragen, wie bereits erörtert, mit ca. 50 % zur algerischen Fördermenge bei.

Basierend auf der in Abschnitt 5.3.4 getroffenen Annahme, dass der Anteil der Bohrlochkosten an den Erschließungskosten bei Onshore-Projekten ca. ein Drittel ausmacht, ergeben sich für die in Tabelle 6.2 aufgeführten Projekte Erschließungskosten von 1,98 bis 5,97 US-$ je Barrel. Bei einer angenommenen Erschließungsphase von fünf bis sieben Jahren ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 2,66 bis 8,90 US-$ je Barrel.

Für die Explorationskosten wird das in Abschnitt 5.2.1 ermittelte Verhältnis von Erschließungs- zu Explorationskosten angenommen. Somit ergeben sich nicht-diskontierte Explorationskosten von 0,53 bis 1,61 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer Explorationsdauer von durchschnittlich fünf Jahren belaufen sich die aufgezinsten Explorationskosten auf 1,15 bis 4,21 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich für die drei Felder Explorations- und Erschließungskosten von 4,81 bis 13,11 US-$ je Barrel.

Beim El-Merk-Projekt, das mehrere kleinere Felder umfasst, ergeben sich, bezogen auf die förderbaren Vorkommen in Höhe von 647 Mio. Barrel, Erschließungskosten in Höhe von 5,10 bis 6,18 US-$ je Barrel.[384] Unter Berücksichtigung der Dauer der Erschließungsphase von ca. acht Jahren (2005 bis 2012) und des realen Diskontfaktors von 10 % ergeben sich in den Gegenwartswert (Beginn der Ölförderung im Jahr 2013) umgerechnete Erschließungskosten von ca. 8,02 bis 9,72 US-$ je Barrel.

Unter der in Abschnitt 5.3.4 getroffenen Annahme eines Verhältnisses der Explorations- zu den Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 1,38 bis 1,67 US-$ je Barrel. Wird eine Explorationsdauer von fünf Jahren und ein Diskontfaktor von 10 % angenommen, ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 4,23 bis 5,12 US-$ je Barrel, so dass die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten 12,25 bis 14,84 US-$ je Barrel betragen.

Für die sonstigen, kleineren Ölprojekte des Landes, zu denen keine Informationen vorliegen, wird angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten sich im Bereich zwischen denen der drei großen Felder und des El-Merk-Projekts befinden, so dass für diese eine Spanne von 4,81 bis 14,84 US-$ je Barrel angenommen wird.

Die Gesamtförderkapazität für das Jahr 2014 wird für die Ermittlung der Angebotskurven auf 1,2 mb/d geschätzt, von denen 600.000 b/d aus den drei in Tabelle 6.2 aufgeführten Riesenölfeldern stammen, 130.000 b/d aus dem El-Merk-Projekt und die verbleibenden 470.000 b/d aus mittelgroßen und kleinen Onshore-Feldern.

Bei den fiskalischen Kosten findet die auf den Wert des geförderten Rohöls erhobene Royalty Anwendung, für die der Regelsatz von 20 % angenommen wird.

---

[384] Ausgehend von den Erschließungskosten in Höhe von 3,3 bis 4,0 Mrd. US-$.

Unter Verwendung und Extrapolation der Reuters-Schätzung und der Berücksichtigung der Royalty ergeben sich die in Abbildung 6.3 dargestellten kurzfristigen Angebotskurven.

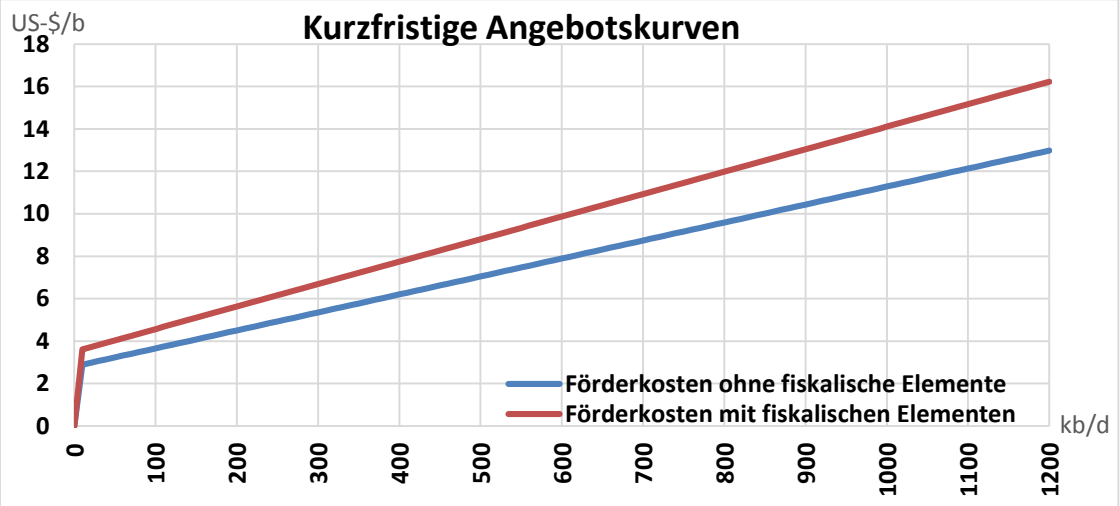


Abbildung 6.3: Kurzfristige Angebotskurven in Algerien

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.3 zu sehen, belaufen sich die technischen Förderkosten auf ca. 3 bis 13 US-$ je Barrel. Wird auch die Royalty berücksichtigt, steigen die kurzfristigen Grenzkosten auf ca. 3,6 bis 16,2 US-$ je Barrel an. Erst bei einem Ölpreis unter ca. 16 US-$ je Barrel wäre demnach mit ersten Kürzungen der Förderung aus den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten zu rechnen.

Werden alle in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden Kosten berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.4. dargestellten Vollkostenkurven für das Jahr 2014.

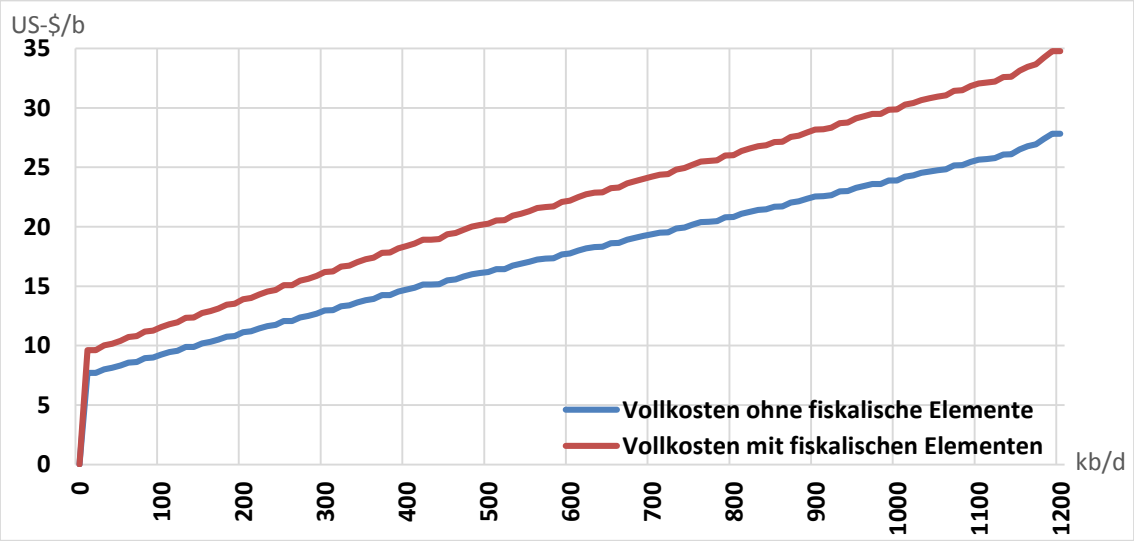


Abbildung 6.4: Algerische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie Abbildung 6.4 zeigt, belaufen sich die technischen Vollkosten der Ölprojekte des Landes auf 7,7 bis 27,8 US-$ je Barrel. Werden auch die Royalties berücksichtigt, steigen sie auf 9,6 bis 34,8 US-$ je Barrel an. Erst bei einem langfristig durchschnittlich unter 35 US-$ notierenden Ölpreis wären somit erste Ölprojekte unter Berücksichtigung aller anfallenden Kosten nicht mehr rentabel zu betreiben und hätte es somit rückblickend nicht zu einer Erschließung kommen dürfen.

6.1.1.5 Ermittlung der langfristigen Angebotskurve

Zunächst soll eine allgemeine Einschätzung über das zukünftige Fördermengenpotential, basierend auf der Hubbert-These, vorgenommen werden. Die kumulierte Fördermenge des Landes belief sich seit Beginn der dortigen Ölförderung gemäß der OPEC (2015) bis Ende 2014 auf ca. 17,8 Mrd. Barrel und gemäß der BGR (2014) auf ca. 21,7 Mrd. Barrel bis Ende 2013.[385] Addiert man die Fördermenge im Jahr 2014 von ca. 400 Mio. Barrel zur von der BGR geschätzten kumulierten Fördermenge hinzu, ergibt sich eine kumulierte Fördermenge von 22,1 Mrd. Barrel bis einschließlich 2014.

Die nachgewiesenen Ölreserven Algeriens beliefen sich gemäß OPEC (2015) im Jahr 2014 auf ca. 12,2 Mrd. Barrel. Die BGR (2014) schätzte die Reserven für Ende 2013 ebenfalls auf 12,2 Mrd. Barrel. Darüber hinaus macht die BGR Ressourcen von ca. 17,5 Mrd. Barrel aus.[386] Berücksichtigt man die Fördermenge im Jahr 2014, belaufen sich die Reserven des Landes, basierend auf der Schätzung der BGR, noch auf ca. 11,8 Mrd. Barrel.

Campbell‘s (2013) Schätzungen zu den konventionellen Reserven des Landes belaufen sich ebenfalls auf ca. 12 bis 13 Mrd. Barrel. Das Potential für zukünftige Funde hält er jedoch für begrenzt und schätzt die bisher unentdeckten Vorkommen auf ca. 1,3 Mrd. Barrel.[387] Die EIA hingegen sieht noch Potential für zukünftige Funde und Fördermengensteigerungen, da ca. zwei Drittel des Staatsgebiets bisher wenig bzw. gar nicht exploriert wurden, was insbesondere den Norden und die Seegebiete des Landes betrifft.[388]

Ausgehend von den Schätzungen zur kumulierten Fördermenge (17,4 bis 21,7 Mrd. Barrel) und den Reserven (ca. 11,8 Mrd. Barrel) wäre der Fördermengenpeak bei den konventionellen Ölvorkommen gemäß Hubbert-These bereits überschritten. Werden auch die Ressourcen berücksichtigt, würden sich die noch förderbaren Vorkommen des Landes auf ca. 29 Mrd. Barrel belaufen. In dem Fall bestünde noch Potential zur zukünftigen Ausweitung der Fördermenge.

Basierend auf den in Abschnitt 3.1.3 erörterten Schätzungen zum natürlichen Fördermengenrückgang soll für Algerien, wo die Ölförderung bisher ausschließlich

[385] Vgl. OPEC (2015), S. 27 und BGR (2014), S. 71.
[386] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und BGR (2014), S. 71.
[387] Vgl. Campbell (2013), S. 23.
[388] Vgl. EIA (2014, Alg), S. 5.

Onshore durchgeführt wird, von einem jährlichen Rückgang der Fördermenge, aus in der Förderphase befindlichen Ölprojekten, von 5 % ausgegangen werden.
Da gegenwärtig keine größeren neuen Explorations- oder Erschließungsprojekte vorgenommen werden, und stattdessen nur wenige kleine Ölprojekte kurz vor dem Beginn der Förderphase stehen, die nur geringfügig zur Fördermenge des Landes beitragen können und zu denen keine Informationen hinsichtlich Kosten und Fördermenge vorliegen,[389] werden in den Angebotskurven der Jahre 2019 und 2024 nur solche Projekte berücksichtigt, die sich bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.5 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

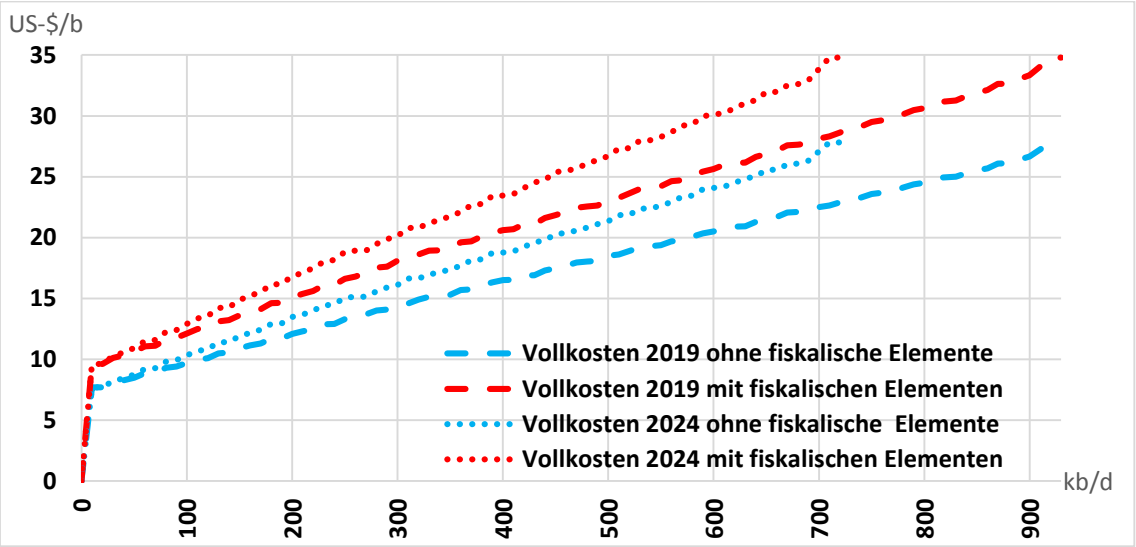


Abbildung 6.5: Algerische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Da in den langfristigen Angebotskurven nur solche Projekte berücksichtigt sind, die sich bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden, unterscheiden sich auch die Vollkosten nicht von denen des Jahres 2014.

[389] Vgl. Ebenda, S. 7.

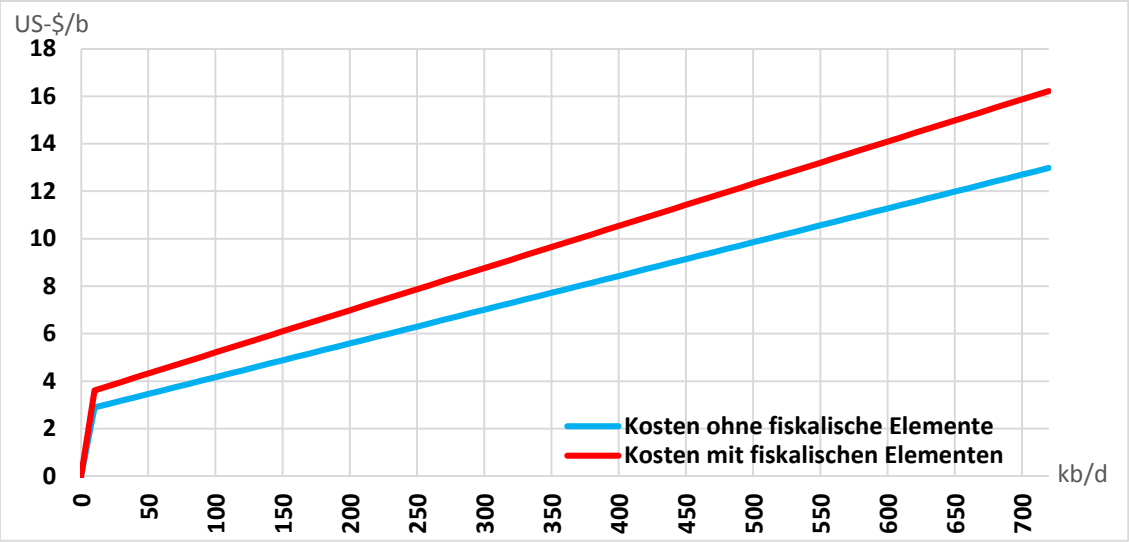


Abbildung 6.6: Langfristige Angebotskurven in Algerien

Eigene Darstellung

Da gegenwärtig keine Neuerschließungen und Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Projekte geplant sind, beinhalten die langfristigen Angebotskurven des Landes lediglich die in der Förderphase anfallenden Kosten.

Sofern es doch zu einer Erschließung neuer Lagerstätten kommt, sollten die Vollkosten der entsprechenden Projekte sich, unter Berücksichtigung der auf Ricardo (1821) und Herfindahl (1967) zurückgehenden Theorie zur Reihenfolge der Erschießung von Lagerstätten, im oberen Bereich oder oberhalb der bisherigen Kostenspanne befinden. Daher sollten sich die technischen Vollkosten neuer Ölprojekte auf mindestens 30 US-$ je Barrel belaufen. Wird auch die Royalty berücksichtigt, wäre ein durchschnittlicher Ölpreis von mindestens ca. 40 US-$ je Barrel notwendig, damit neue konventionelle Ölprojekte rentabel durchführbar wären.

Erhebliches Potential für die Zukunft der algerischen Ölindustrie könnten die unkonventionellen Vorkommen des Landes bieten. So weist Algerien gemäß EIA die weltweit (nach den USA, China und Argentinien) viertgrößten technisch förderbaren Schiefergasvorkommen auf und verfügt über Tight-Oil-Vorkommen (technisch förderbare Ressourcen) von ca. 5,7 Mrd. Barrel.[390] Trotz der, gegenüber konventionellen Ölprojekten, besseren fiskalischen Bedingungen wurden bisher jedoch keine Tight-Oil-Projekte in Algerien unternommen und auch für die im Jahr 2014 ausgeschriebenen unkonventionellen Lagerstätten konnten keine Lizenzen erteilt werden.[391]

Aus diesen Gründen erscheint eine signifikant höhere Fördermenge, als in den Angebotskurven für 2019 und 2024 prognostiziert, sehr unwahrscheinlich.

[390] Vgl. EIA (2013), S. 1-6f.
[391] Vgl. Ahmed und Markey (2014).

6.1.2 Angola

Der westafrikanische Staat Angola verfügte gemäß OPEC (2015) Ende 2014 über nachgewiesenen Ölreserven von ca. 8,4 Mrd. Barrel. Die Fördermenge betrug 2014 ca. 1,65 mb/d.[392]

Nachdem das Land 1975 die Unabhängigkeit von Portugal erlangt hatte, herrschte dort ein jahrzehntelanger Bürgerkrieg zwischen der, das Land regierenden, MPLA (Popular Movement for the Liberation of Angola) und der Oppositionsgruppe UNITA (National Union for the Total Independence of Angola). Der Bürgerkrieg endete am 4. April 2002 mit dem militärischen Sieg der Regierungstruppen.[393] Staatsoberhaupt der Präsidialrepublik ist der, seit 1979 amtierende und der MPLA angehörende, Präsident José Eduardo dos Santos.[394]

6.1.2.1 Geschichte der angolanischen Ölindustrie

Die angolanische Ölindustrie hat ihren Ursprung im Jahr 1910, als erstmals Explorationen unternommen wurden. Die erste, fünf Jahre später vorgenommene Explorationsbohrung führte noch nicht zum Fund rentabel förderbarer Ölvorkommen. Die erste wirtschaftlich ausbeutbare Lagerstätte wurde 1955 mit dem Benfica-Feld im Onshore gelegenen Kwanza-Becken nahe der Hauptstadt Luanda entdeckt.[395] In den Folgejahren stieg zwar die Anzahl an Bohrlöchern im Kwanza-Becken stark an, jedoch blieb die Fördermenge gemäß Daten von BP noch sehr gering und betrug bis Mitte der 1960er Jahre lediglich ca. 13.000 b/d.[396]

Dies änderte sich nach der 1966 erfolgten Entdeckung des Limba Feldes im Lower Congo Becken durch Chevron. Hierbei handelte es sich um das erste rentabel ausbeutbare Offshore-Feld Angolas. In den folgenden Jahren stieg die Ölförderung des Landes kontinuierlich an und betrug 1973 bereits 173.000 b/d. [397] Zu dieser Zeit löste Rohöl den Kaffee als wichtigstes Exportgut des Landes ab.[398]

Nachdem Angola Mitte der 1970er Jahre die Unabhängigkeit von Portugal erlangt hatte, wurde auch der Ölsektor grundlegend reformiert. So wurde 1976 mit der Sonangol (Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola) eine staatliche Ölgesellschaft gegründet, deren Aufgabe darin bestehen sollte, die Verwaltung der angolanischen Öl- und Gasvorkommen zu übernehmen. Auch wenn der Staat Eigentümer der Ölgesellschaft war, sollte sie wie ein Privatunternehmen geleitet werden, um die Ölförderung möglichst effizient vornehmen zu können.[399] Die neue staatliche Ölgesellschaft wurde zum alleinigen Halter der Förderrechte (concession rights) an den Öl- und Gasvorkommen des Landes

---

[392] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[393] Vgl. Ng und Le Billon (2007), S. 39-41.
[394] Vgl. Auswärtiges Amt (2014a).
[395] Vgl. Angolan Ministry of Petroleum (2010), S. 6.
[396] Vgl. hierzu BP (2013).
[397] Vgl. Ebenda.
[398] Vgl. Ramos (2012), S. 5 und Angolan Ministry of Petroleum (2010), S. 6.
[399] Vgl. Sonangol (o. J.)

bestimmt. Zur Durchführung der Projekte ging Sonangol Partnerschaften mit ausländischen Ölgesellschaften ein.[400]
Ende der 1970er Jahre legte die angolanische Regierung ein Programm auf, das ausländischen Ölgesellschaften Anreize für Investitionen in Angola liefern sollte. Dazu wurden die Seegebiete des Landes in verschiedene Explorationsblöcke unterteilt, die von ausländischen Ölgesellschaften unter Production Sharing Verträgen (PSVs) betrieben werden sollten.[401] Diese Explorationsblöcke umfassten durchschnittlich ca. 5.000 km² und die Vertragslaufzeit betrug üblicherweise 20 Jahre.[402]
Die Offshore-Blöcke sind in drei Kategorien unterteilt: Flachwasser (Blöcke 0-13), Tiefwasser (Blöcke 14-30) und Ultratiefwasser (Blöcke 31-50).[403]
In Folge der Marktöffnung stiegen die Investitionen internationaler Ölgesellschaften Anfang der 1980er Jahre wieder deutlich an. So bohrte der französische Ölkonzern ELF (seit 1999 zu Total gehörend, vgl. Abschnitt 4.6) ab 1981 im Offshore-Block 3, Total ab 1981 im Offshore-Block 6, AGIP ab 1983 im Offshore-Block 1 und Conoco ab 1987 im Offshore-Block 5.[404]

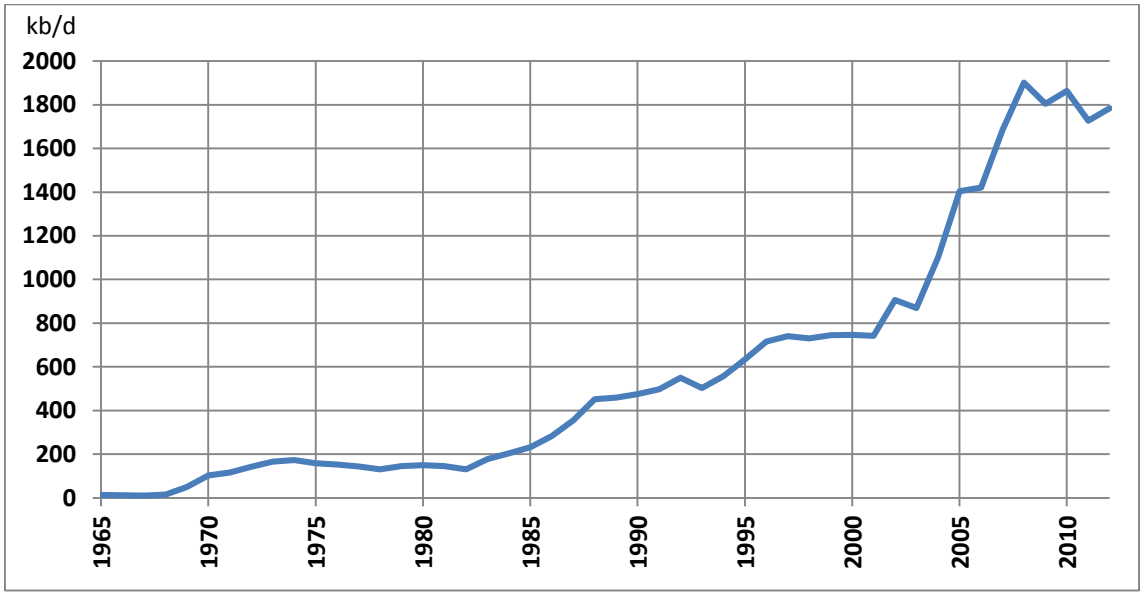


Abbildung 6.7: Förderung flüssiger Energieträger in Angola

Datenquelle BP (2013).

Nachdem die angolanische Fördermenge ab Mitte der 1970er Jahre durch den Weggang vieler ausländischer Ölgesellschaften und dem damit verbundenen Abfluss von Personal und Know-how über mehrere Jahre gesunken war, hatte das gestiegene Engagement ausländischer Ölgesellschaften im angolanischen Ölsektor, wie in Abbildung 6.7 zu sehen,

[400] Vgl. Lwanda (2011), S. 8.
[401] Vgl. Ramos (2012), S. 5.
[402] Vgl. Ebenda, S. 5.
[403] Vgl. Abbildung 9.2.
[404] Vgl. Sonangol (2010).

zur Folge, dass die Fördermenge des Landes ab 1983 wieder anstieg. Hatte die tägliche Fördermenge 1982 noch 130.000 b/d betragen, lag sie 1992 bereits mit 550.000 b/d beim Vierfachen. Durchschnittlich war die Fördermenge in diesem Zeitraum um über 15 % jährlich gestiegen.

Waren bis dahin nur Offshore-Lagerstätten in flachen Gewässern und Onshore-Lagerstätten exploriert und erschlossen worden, so begann Anfang der 1990er Jahre auch die Erkundung von Tiefseegebieten. 1993 wurden Explorationslizenzen für die Tiefseeblöcke 14 - 18 vergeben. Gemäß angolanischem Öl- und Gas-Ministerium wurde noch im selben Jahr mit der Exploration der Tiefseegebiete begonnen und 1996 das erste rentabel förderbare Vorkommen im von Elf Aquitaine explorierten Girassol-Feld entdeckt. Betrieben wurden die Projekte in den Tiefseegebieten von ausländischen Ölgesellschaften.[405]

1999 wurden erstmals Lizenzen für Ultratiefseeblöcke - die Blöcke 31 bis 34 - vergeben. Nach dem Ende des Bürgerkriegs 2002 wurden zwei Jahre später die noch heute für die angolanische Ölindustrie maßgeblichen rechtlichen und fiskalischen Regelungen, mit Gesetz Nr. 10/04 (Ölaktivititätengesetz) und Gesetz Nr. 13/04 (Gesetz zur Besteuerung von Ölaktivitäten), eingeführt.

2002 wurde zudem von BP mit dem Plutão-Feld das erste rentabel förderbare Vorkommen im Ultratiefwassergebiet entdeckt.[406]

In den Jahren nach dem Ende des Bürgerkriegs beschleunigte sich das Wachstum der angolanischen Ölfördermenge, so dass sich diese innerhalb weniger Jahre auf 1,9 mb/d im Jahr 2008 mehr als verdoppelte. Zu diesem Wachstum trug insbesondere die Tiefseeförderung in den Blöcken 14, 15, 17 und 18 bei.

Eine besondere Rolle für Angolas Ölsektor spielen seit dem Ende des Bürgerkriegs staatliche chinesische Ölgesellschaften. Diese bemühen sich seit 2003 um Anteile an Explorations- und Ölförderprojekten in Angola. Konkret wurden Angola von China Kredite für öffentliche Investitionsprojekte (Infrastruktur, Telekommunikation und Landwirtschaft) zur Verfügung gestellt. Im Gegenzug sollten die staatlichen chinesischen Ölgesellschaften Zugang zu Angolas Ölvorkommen erhalten.[407]

Der erste Kredit über 2 Mrd. US-$ wurde am 21. März 2004 zugesagt. Seitdem erhielt Angola mindestens zwei weitere bilaterale Kredite von China. Im Anschluss an die Freigabe der ersten Kreditlinie im März 2004 übernahm die chinesische Sinopec über die neugegründeten Sonangol Sinopec International (SSI)[408] im Juli 2004 50 % des von BP betriebenen Block 18. Im März 2005, während des Aufenthalts des chinesischen Vize-Premiers Zeng Peiyang in Angola, wurden neun weitere Kooperationsvereinbarungen unterzeichnet, von denen der Großteil sich auf den Rohstoff- und Energiesektor bezog. Außerdem schloss Sonangol ein langfristiges Abkommen mit Unipec, einer Tochtergesellschaft von Sinopec, das Öllieferungen von Sonangol an Unipec vorsah. Darüber hinaus

---

[405] Chevron - Block 14, Esso - Block 15, Shell -Block 16, ELF - Block 17, BP-Amoco - Block 18.
[406] Vgl. Angolan Ministry of Petroleum (2010), S. 6.
[407] Vgl. Weimer und Vines (2012), S. 87.
[408] Einem Joint-Venture bestehend aus Sinopec als Haupteigentümer (55 %), Dayuan International Development Ltd. (31,5 %) und China Sonangol International Holding Ltd. (CSIH) (13,5 %).

unterzeichneten die beiden Unternehmen ein Memorandum of Understanding zur gemeinsamen Exploration der Flachwassergebiete in den Blöcken 3/05 und 3/05A von denen sich Total Ende 2004 zurückgezogen hatte. Die China Sonangol International Holding (CSIH) erhielt den Zuschlag für den 25 prozentigen Anteil, den bisher die französische Ölgesellschaft Total gehalten hatte. Im April und Mai 2006 vergab Sonangol Explorationslizenzen für sieben Flachwasser- und Tiefwassergebiete. SSI wurde mit 20 % am von ENI betriebenen Projekt in Block 15 beteiligt. Zudem bot SSI insgesamt 2,2 Mrd. US-$ - jeweils 1,1 Mrd. - für eine Beteiligung von 27,5 % bzw. 40 % an den aufgegebenen Offshore-Blöcken 17/06 und 18/06. Seit 2004 hat China durch SSI und CSIH Zugang zu den Ölblöcken 3/05 und 3/05A in Flachwasser, sowie den Tiefwasserblöcken 18, 15/06, 17/06 und 18/06 erhalten.[409]
Bei der Vergabe der Explorationslizenzen für Tiefwasser- und Ultratiefwassergebiete im Jahr 2011 wurde die CSIH jeweils mit 10 % an den Projekten in den Blöcken 19 und 20, 15 % im Block 38 und 20 % im Block 36 beteiligt. Als Betreibergesellschaften wurden jedoch andere Ölgesellschaften ausgewählt. 2009 erwarb Sonangol für 1,3 Mrd. US-$ einen Anteil von 20 % an den Ölprojekten im Block 32 von Marathon Oil, die man dem Joint-Venture mit Sinopec beifügte.[410]

6.1.2.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der angolanischen Ölindustrie

Wie bereits in Abschnitt 6.1.2.1 angedeutet, wird der rechtliche und fiskalische Rahmen für die Ölindustrie in Angola durch das Gesetz Nr. 10/04 (Ölaktivititätengesetz) und das Gesetz Nr. 13/04 (Gesetz zur Besteuerung von Ölaktivitäten), gesetzt.

Rechtlicher Rahmen

Den rechtlichen Rahmen für den angolanischen Ölsektor setzt im Wesentlichen das Ölaktivititätengesetz. Grundsätzlich wird zwischen Prospektionslizenzen und Explorations- und Förderrechten (concessions) unterschieden, unter denen Aktivitäten im angolanischen Upstream-Sektor durchgeführt werden können.
Prospektionslizenzen werden vom zuständigen Minister an sich um eine solche Lizenz bewerbende inländische und ausländische Ölgesellschaften vergeben, sofern diese nachweisen können, dass sie über die notwendige technische und finanzielle Ausstattung zur Durchführung der Aktivitäten verfügen. Solche Lizenzen werden für maximal drei Jahre erteilt, wobei Ausnahmen nach vorheriger Genehmigung durch den zuständigen Minister möglich sind. Unter einer solchen Prospektionslizenz dürfen lediglich Tätigkeiten zur Lokalisierung von Öl- und Gasvorkommen anhand geologischer, geochemischer und geophysischer Methoden durchgeführt werden, jedoch dürfen keine Bohrungen vorgenommen werden. Die Halter von Prospektionslizenzen erhalten kein exklusives Prospektionsrecht für ein Gebiet (d.h. es können auch mehrere Ölgesellschaften Erkundungsarbeiten in einem Gebiet durchführen). Auch ist eine solche Lizenz mit keinem Vorrecht für die Exploration und Förderung im entsprechenden Gebiet verbunden. Die im Rahmen

[409] Vgl. Weimer und Vines (2012), S. 87-90.
[410] Vgl. Ebenda, S. 90f.

einer Prospektionslizenz durch den Lizenznehmer gewonnenen Daten und Informationen sind Eigentum des Staates. Nach vorheriger Genehmigung durch den zuständigen Minister und Rücksprache mit Sonangol kann der Lizenznehmer die Daten und Informationen weiterverkaufen. Die durch den Verkauf erzielten Gewinne werden zwischen dem Staat und dem Lizenznehmer geteilt.[411]

Die Vergabe von Förderlizenzen (concessions) erfolgt in Angola durch das zuständige Ministerium, das auch die Lizenzgebiete bestimmt. Förderlizenzen, die die Exploration, Erschließung und Förderung umfassen, können nur an die Sonangol vergeben werden, die nicht befugt ist, die Förderrechte weiterzugeben. Sofern Sonangol die Aktivitäten in einem Joint-Venture mit anderen Ölgesellschaften durchzuführen beabsichtigt, werden die Projektpartner mittels einer öffentlichen Ausschreibung ausgewählt. Bei zu wenigen, sich an der Ausschreibung beteiligenden Interessenten oder zu niedrigen Geboten, werden direkte Verhandlungen mit den Bewerbern geführt.[412]

Sofern eine Ölgesellschaft in Angola tätig werden möchte, kann sie dies in Zusammenarbeit mit der Sonangol nach vorheriger Zustimmung durch die Regierung (ohne eine solche Zustimmung würde erst gar keine Ausschreibung vorgenommen) in den folgenden Formen tun, sofern sie über die notwendigen Kapazitäten, technisches Know-how und finanzielle Leistungsfähigkeit verfügt:

- Joint-Ventures („Cooperation“ und „Consortium“)
- Production Sharing Agreements (PSVs)
- Werkverträge (Risk Service Contracts)[413]

An Joint-Ventures soll der Anteil der Sonangol mindestens 50 % betragen und die staatliche Ölgesellschaft stets in das Management entsprechender Öl- und Gasprojekte eingebunden sein.[414]

Das Risiko in der Explorationsphase wird vollständig von den beteiligten Unternehmen getragen. Konkret bedeutet dies, dass sofern keine rentabel förderbaren Vorkommen entdeckt werden, die beteiligten Unternehmen keine Erstattung ihrer Investitionskosten erhalten.[415] Zudem ist in der Explorationsphase ein jährlicher Arbeitsplan zu erstellen und über alle Funde zu informieren. Nach dem Abschluss einer Explorationsbohrung soll ein ausführlicher Bericht an das Öl- und Gasministerium übermittelt werden. Sofern ein rentabel förderbares Vorkommen entdeckt wird, soll die Lagerstätte von Sonangol beurteilt und die Beurteilung an das Ministerium übermittelt werden.[416]

In der Förderphase sollen jährlich Produktionspläne für das Folgejahr erstellt und an das Ministerium weitergeleitet werden. Das Ministerium hat die Möglichkeit, Änderungen an der geplanten Fördermenge vorzunehmen.[417]

---

[411] Vgl. Republic of Angola (2004), Art. 12, 33-36 und Art. 2, Abs. 19.
[412] Vgl. Ebenda, Art. 4, 5, 8, 10, 11 und 44.
[413] Vgl. Ebenda, Art. 13, 14.
[414] Vgl. Ebenda, Art. 15, 17. In Ausnahmefällen kann der Beteiligungsgrad der Sonangol durch eine Genehmigung der Regierung auch unter 50 % gesenkt werden.
[415] Vgl. Ebenda, Art. 18.
[416] Vgl. Republic of Angola (2004), Art. 59, 60.
[417] Vgl. Ebenda, Art. 70.

Alle an einem Projekt beteiligten Unternehmen sollen angolanisches Material und Ausrüstung, sowie einheimische Dienstleistungsunternehmen einsetzen, sofern diese die gleiche oder eine ähnliche Qualität wie international verfügbare aufweisen und die Kosten im Vergleich zu aus dem Ausland zu importierenden Alternativen um maximal 10 % höher ausfallen.[418]

Fiskalischer Rahmen

Steuern auf Öl- und Gasprojekte wurden in Angola erstmals am 11. November 1957, kurz nachdem die ersten rentabel gewinnbaren Ölvorkommen entdeckt worden waren, eingeführt. Die Abkehr von klassischen Konzessionen und Einführung neuer Vertragsformen wie PSVs, Joint-Ventures und Werkverträgen sorgten über die Zeit für regelmäßige Anpassungen der Steuergesetzgebung. Mit der Verabschiedung des Gesetzes Nr. 13/04 (Gesetz zur Besteuerung von Ölaktivitäten) im Dezember 2004 wurde eine Systematisierung und Standardisierung der bis dahin geltenden, verschiedenen Steuerregelungen vorgenommen.[419]

Grundsätzlich existieren fünf Arten von Steuern und Abgaben auf Ölprojekte in Angola, wobei die jeweiligen Projekte gemäß Artikel 5 unabhängig voneinander besteuert werden (sog. Ring-Fencing).

Die Besteuerung unterscheidet sich zwischen den in Angola üblichen drei Vertragstypen PSVs, Joint-Ventures und Werkverträgen.[420]

<u>Produktionsteuer (Petroleum Production Tax)</u>

Die Produktionsteuer beträgt 20 % auf die jährliche Fördermenge aus einem Ölprojekt und kann in Ausnahmefällen, wie der Förderung aus marginalen Feldern, Offshore-Feldern mit einer Wassertiefe von mehr als 750 Metern und schwer erreichbaren Onshore-Lagerstätten, auf 10 % reduziert werden. Für eine solche Reduktion des Steuersatzes bedarf es der Genehmigung eines von der Sonangol eingereichten, begründeten Antrags durch die Regierung. Die Zahlung kann sowohl im Wert (in value) als auch in natura (in kind) erfolgen. Ausgenommen von dieser Steuer ist unter PSVs gefördertes Öl.[421]

<u>Öleinkommensteuer (Petroleum Income Tax)</u>

Die Öleinkommensteuer wird auf den, im Laufe eines Fiskaljahres erwirtschafteten, Gewinn aus einem Ölprojekt erhoben. Bei der Ermittlung des zu versteuernden Gewinns finden Explorations-, Erschließungs-, Förder-, Verwaltungs- und Dienstleistungskosten Berücksichtigung. Der Grenzsteuersatz auf den ermittelten Gewinn beträgt bei PSVs 50 % und bei allen anderen Projekten 65,75 %.[422]

---

[418] Vgl. Ebenda, Art. 27.
[419] Vgl. Republic of Angola (2004a), S. 2f.
[420] Vgl. PricewaterhouseCoopers (2013), S. 7.
[421] Vgl. Republic of Angola (2004a), Art. 12-17.
[422] Vgl. Republic of Angola (2004a), Art. 21, 41.

Öltransaktionssteuer (Petroleum Transaction Tax)
Die Öltransaktionssteuer wird ebenfalls auf den durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinn erhoben und beträgt 70 %. Unter PSVs betriebene Projekte sind von dieser Steuer ausgenommen.[423]

Oberflächenabgabe (Surface Fee)
Die Oberflächenabgabe beträgt für jeden Quadratkilometer des Lizenzgebiets 300 US-$ jährlich.[424]

Abgabe für die Ausbildung angolanischer Arbeitskräfte (Levy for the Training of Angolan Personnel)
Ausländische Ölgesellschaften und ihre Dienstleister (d.h. solche Unternehmen, deren Kapital mehrheitlich von Ausländern gehalten wird) sind dazu verpflichtet, jährlich eine von der Tätigkeit einer Ölgesellschaft und Projektphase abhängige Abgabe an den Staat zu leisten, die zur Ausbildung angolanischer Staatsangehöriger verwendet wird.[425] Die Höhe der Abgabe wird im Gesetz Nr. 17/2009 vom 26. Juli 2009 bestimmt und beträgt (für die in dieser Arbeit betrachteten Tätigkeiten):

- für Ölgesellschaften mit einer Prospektionslizenz 100.000 US-$ p. a.,
- für Ölgesellschaften mit einer Explorationslizenz 300.000 US-$ p. a.,
- für ein ölförderndes Unternehmen 0,15 US-$ je Barrel.[426]

6.1.2.3 Gegenwart der Ölindustrie in Angola

Monatliche Daten zur Fördermenge und Förderkapazität Angolas liegen erst seit deren Beitritt zur OPEC im Jahr 2007 vor. Wie in Abbildung 6.8 zu sehen ist, erreichte die angolanische Ölförderung ihr bisheriges Peak-Niveau im Winter 2009/10 mit ca. 1,9 mb/d. Die Förderkapazität betrug zwischen Januar 2009 und April 2010 2,1 mb/d und sank seitdem auf zuletzt 1,8 mb/d in der zweiten Jahreshälfte 2014.

[423] Vgl. Ebenda, Art. 44, 48.
[424] Vgl. Ebenda, Art. 52.
[425] Vgl. Ebenda, Art. 57.
[426] Vgl. Republic of Angola (2009), Art. 12.

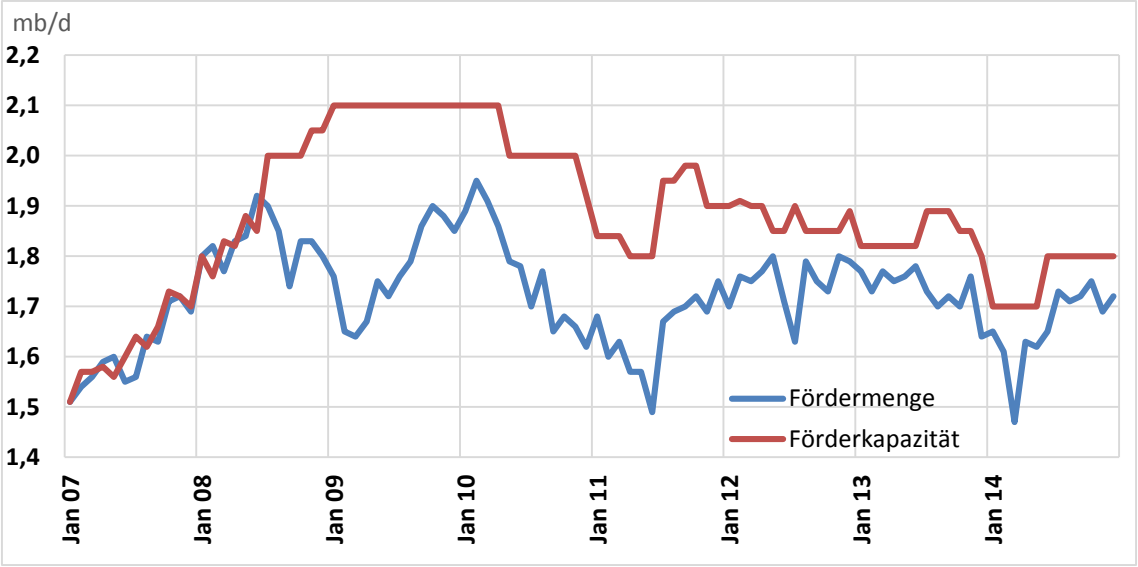


Abbildung 6.8: Fördermenge und Förderkapazität in Angola seit 2007

Datenquelle: IEA (diverse).

Die angolanischen Ölvorkommen lassen sich grundsätzlich den folgenden vier Kategorien zuordnen:

- Onshore-Vorkommen im Congo (Cabinda) und Lower Congo Becken, Kwanza Becken, Benguela Becken und Namib Becken, von denen bisher das Cabinda, Lower Congo und das Kwanza Becken ausgebeutet werden,
- Offshore-Vorkommen in flachen Gewässern in den Blöcken 0 bis 13,
- Offshore-Vorkommen in Tiefseegebieten in den Blöcken 14 bis 30,
- Offshore-Vorkommen in Ultra-Tiefseegebieten in den Blöcken 31 bis 50.

Onshore-Vorkommen werden gegenwärtig im Congo-Becken und in Block 2, der auch Flachwassergebiete umfasst, gefördert. Grundsätzlich jedoch ist die Fördermenge aus Onshore-Feldern, wie in Abbildung 6.9 zu sehen, auf wenige tausend Barrel täglich gesunken, da die in den 1950ern erschlossenen Felder im Kwanza-Becken mittlerweile weitestgehend erschöpft sind.

Offshore-Vorkommen in seichten Gewässern werden gegenwärtig in den Blöcken 0, 2, 3 und 4 gefördert. Wie man Abbildung 6.9 entnehmen kann, geht die tägliche Fördermenge aus seichten Gewässern seit ihrem Höhepunkt 1999 stetig zurück und betrug im Jahr 2014 noch ca. 315.000 bis 320.000 b/d, von denen ca. 265.000 b/d in Block 0 und ca. 50.000 b/d in Block 3 gefördert wurden.

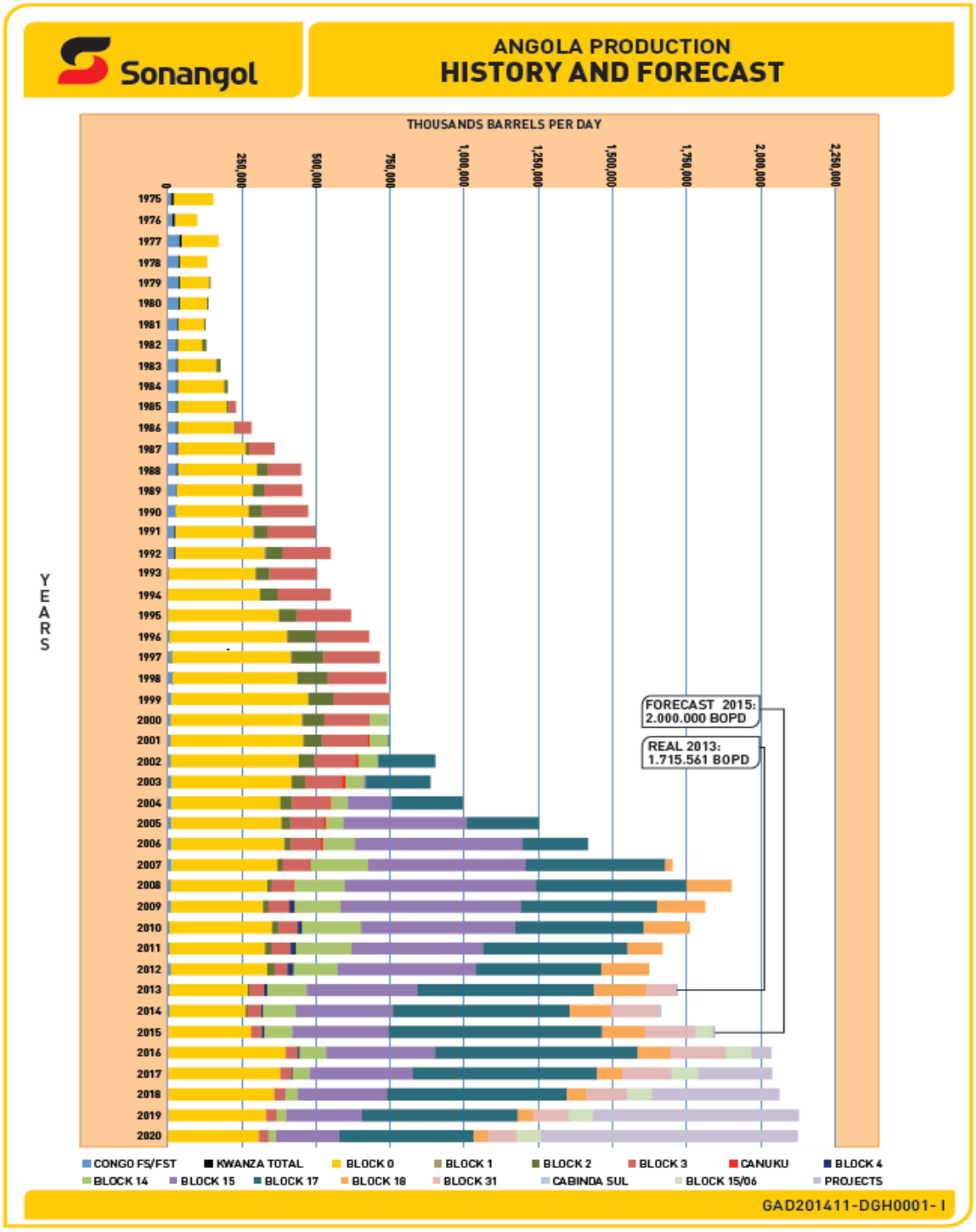


Abbildung 6.9: Zusammensetzung der angolanischen Ölförderung

Quelle: Sonangol (2014).

Ölvorkommen aus Lagerstätten in Tiefseegebieten werden gegenwärtig in den Blöcken 14, 15, 17 und 18 gefördert. Erstmals wurde aus diesen Feldern im Jahr 1999 Öl gefördert. Auf den Förderstart im Block 14 folgten die Blöcke 17 (2001), 15 (2003) und 18 (2007). Zusammengenommen betrug die Fördermenge aus diesen Feldern im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 1,15 bis 1,2 mb/d. Aufgrund der technischen Komplexität der Erschließung

von Lagerstätten in tiefen Gewässern und den damit verbundenen hohen Anfangsinvestitionen werden diese Felder von großen internationalen Ölkonzernen[427] im Rahmen von PSVs betrieben. Von den vier Tiefwasserblöcken weisen drei bereits sinkende Fördermengen auf. So erreichte die Fördermenge in Block 15 ihr Peak-Niveau 2008 mit 650.000 b/d und wies im Jahr 2014 eine nur noch etwa halb so hohe Fördermenge auf. Im Block 14 wurde das Peak-Niveau von 200.000 b/d im Jahr 2010 erreicht. Seitdem sank die Fördermenge und betrug 2014 noch ca. 115.000 b/d. Im von BP betriebenen Block 18 wurde der Fördermengenpeak 2013 mit ca. 180.000 b/d erreicht. 2014 betrug die Fördermenge aus dem Block noch ca. 140.000 b/d. Lediglich aus dem von Total betriebenen Block 17, wo im Jahr 2014 ca. 600.000 b/d gefördert wurden, steigt die Fördermenge noch an. Das Peak-Niveau der Fördermenge aus diesem Block soll jedoch bereits 2015 mit ca. 735.000 b/d erreicht werden.[428]

6.1.2.4 Ermittlung der angolanischen Kostenkurven für 2014

Gemäß Daten der Sonangol belief sich die angolanische Fördermenge 2014 auf ca. 610 Mio. Barrel bzw. 1,67 mb/d.[429] Von diesen stammten 1,65 mb/d aus den in Tabelle 6.3 aufgeführten Blöcken.

Tabelle 6.3: Förderkosten und Fördermengen in Angola im Jahr 2014

Block	Förderkosten (in US-$ je Barrel)	Fördermenge (in b/d)	Angenommenes Förderkosten-intervall (±20 %)
0	16,71	256.818	13,37 – 20,05
3/05	19,44	47.875	15,55 – 23,33
14	9,91	118.503	7,93 – 11,89
15	5,22	330.179	4,18 – 6,26
17	5,66	596.483	4,53 – 6,79
18	7,66	137.582	6,13 – 9,19
31	6,58	166.240	5,26 – 7,90
		1.653.480	4,18 – 23,33

Datenquelle: Sonangol (2015), S. 23, 51.

Für die Erstellung der Angebotskurven wird, basierend auf Daten der Sonangol für das Jahr 2014 zur Fördermenge[430] und der Förderkapazität von durchschnittlich ca. 1,75 mb/d, die Annahme getroffen, dass ca. 350.000 b/d aus Feldern in seichten Gewässern, ca. 1,25 mb/d aus Tiefwasser-Feldern und ca. 150.000 b/d aus Ultra-Tiefwasser-Feldern stammen.

Für die Förderkosten werden die in der vierten Spalte von Tabelle 6.3 aufgeführten Spannen berücksichtigt. Die Annahme einer Abweichung von ±20 % wird getroffen, um die Kostenunterschiede zwischen den Bohrlöchern und Plattformen zu berücksichtigen. Die

[427] (Chevron - Block 14, Esso - Block 15, Total - Block 17 und BP - Block 18).
[428] Vgl. Sonangol (2015a) und Sonangol (2014).
[429] Vgl. Sonangol (2015), S. 23.
[430] Vgl. Ebenda, S. 23.

Spanne der ausgewiesenen Förderkosten von ca. 5,22 bis 19,44 US-$ je Barrel zeigt, dass die Förderung überwiegend mittels sekundärer Fördermethoden betrieben wird, für die in Abschnitt 5.2.1 ein Intervall von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen wurde. Auch zeigt sich, dass die Förderkosten bei Projekten in seichten Gewässern, die sich bereits länger als solche in tiefen Gewässern in der Förderphase befinden, deutlich höher ausfallen.
Das im Block 14 von Chevron betriebene Benguela Belize – Lobito-Tomboco-Projekt (BBLT-Projekt), aus dem seit 2006 Öl gefördert wird, umfasst sechs Lagerstätten mit geschätzten ursprünglichen Ölvorkommen (original oil in place) von 1,5 Mrd. Barrel.[431] Die Kosten der zweistufigen Erschließung beliefen sich auf ca. 2,2 Mrd. US-$. Die Anzahl an Bohrlöchern beläuft sich gemäß der Fachseite subseaiq.com auf über 30. Die Erschließungskosten je Bohrloch betrugen zwischen ca. 40 und 44 Mio. US-$ und das Auftragsvolumen für die zentrale Plattform in einer Wassertiefe von ca. 400 Metern ca. 820 Mio. US-$.[432]
Der von Exxon Mobil betriebene Block 15 weist Ölreserven von ca. 3,5 Mrd. Barrel auf, die sich auf mehrere Lagerstätten verteilen und im Rahmen von bisher vier Projekten erschlossen wurden. Das 100 Mio. Barrel umfassende Xikomba-Feld, das sich in einer Wassertiefe von ca. 1.500 Metern befindet, erreichte im Jahr 2003 als erstes Feld in Block 15 die Förderphase und förderte Öl bis zu seiner Erschöpfung im Jahr 2011. Aus sieben weiteren Feldern wird im Rahmen des Kizomba-Projekts, dessen Erschließung in drei Stufen, Kizomba A, B und C vorgenommen wurde, Öl gefördert. Kizomba A, das eine FPSO-Plattform zur Ausbeutung von ca. 1 Mrd. Barrel in einer Wassertiefe von ca. 1.200 Metern umfasst, nahm die Ölförderung im Jahr 2004 auf. Die Erschließungskosten beliefen sich auf ca. 3,4 Mrd. US-$, so dass diese ca. 3,4 US-$ je Barrel betrugen. Insgesamt wurden 29 Förderbohrungen vorgenommen. Die im Rahmen von Kizomba B erschlossenen Felder beinhalten ebenfalls Ölreserven von ca. 1 Mrd. Barrel in einer Wassertiefe von etwas über 1.000 Metern. Der Aufbau des Projekts, bei dem die Ölförderung im Jahr 2005 einsetzte, ist analog zu Kizomba A mit einer FPSO-Plattform als zentraler Einheit. 22 Förderbohrungen wurden bisher im Rahmen des Projekts vorgenommen. Die Erschließungskosten fielen im Vergleich zu Kizomba A mit ca. 3 Mrd. US-$ etwas geringer aus. Das jüngste der Kizomba-Projekte stellt Kizomba C dar, das zwei FPSO-Plattformen umfasst, von denen die erste den Betrieb im Jahr 2008 aufnahm. Die Erschließungskosten des Projekts belaufen sich gemäß Exxon Mobil auf ca. 4,5 Mrd. US-$. Da sich die nachgewiesenen Reserven der, in ca. 730 Metern Wassertiefe befindlichen, Lagerstätten auf ca. 600 Mio. Barrel belaufen sollen, fallen die Erschließungskosten mit 7,5 US-$ je Barrel höher aus, als bei den vorherigen Projektstufen.[433]
Block 17, der von Total betrieben wird, wurde bisher in vier Stufen erschlossen, die in Tabelle 6.4 zusammengefasst sind. Die Erschließungskosten der Felder, die insgesamt Reserven in Höhe von 2,7 bis 2,8 Mrd. Barrel umfassen, betrugen zwischen 3,40 und

[431] Vgl. Higgs et al. (2005), S. 3.
[432] Vgl. Higgs et al. (2005), S. 7f und Subseaiq (o. J.).
[433] Vgl. Subseaiq (o. J.), Offshore-Technology (o. J.) und Exxon Mobil (2008).

6,00 US-$ je Barrel und fielen für die jüngeren Projekte höher aus als für die ersten beiden Projekte.

Tabelle 6.4: Bereits in der Förderphase befindliche Projekte in Block 17 (Angola)

Name	Jahr des Förderstarts	Reserven (Mio. Barrel)	Erschließungskosten in US-$ der Erschließungsphase (je Barrel)	Wassertiefe (m)
Girassol (FPSO)	2001	630-725	2,8 Mrd. US-$ (3,86 – 4,44)	1.350
Dalia (FPSO)	2007	1.000	3,4 - 4 Mrd. US-$ (3,40 – 4,00)	1.200 – 1.500
Pazflor (FPSO)	2011	590	Ca. 3 Mrd. US-$ (5,08)	600 – 1.200
CLOV (FPSO)	2014	500	Ca. 3 Mrd. US-$ (*) (6,00)	1.100 – 1.400

Datenquellen: Offshore-Technology (o. J.), Subseaiq (o. J.), Exxon Mobil (o. J.), Total (2014a), (*) Kammerzell (2011).

Das von BP betriebene Greater-Plutonio-Projekt im Block 18 umfasst fünf Felder mit geschätzten Reserven in Höhe von 750 Mio. Barrel, die sich in einer Wassertiefe von 1.200 bis 1.500 Metern befinden. Die Förderung, die über eine FPSO betrieben wird, begann im Jahr 2007. Die Erschließungskosten der Felder werden auf insgesamt ca. 4 Mrd. US-$ geschätzt, so dass diese ca. 5,33 US-$ je Barrel betragen.[434]
Im Ultra-Tiefwasser-Bereich wird bisher nur im von BP betriebenen Block 31 Öl gefördert. Die Förderung aus dem sogenannten PSVM-Projekt (benannt nach den Ölfeldern Plutao, Saturno, Venus und Marte) begann im Dezember 2012. Die Erschließungskosten der Felder in Wassertiefen von 1.500 bis 2.500 Metern (die FPSO Plattform befindet sich in einer Wassertiefe von ca. 2.000 Metern) betrugen insgesamt ca. 14 Mrd. US-$ und fielen damit um 4 Mrd. US-$ höher aus als ursprünglich veranschlagt. Bezogen auf die geschätzten Ölreserven der Felder von ca. 533 Mio. Barrel beliefen sich die Erschließungskosten auf ca. 26 US-$ je Barrel.[435] Gemäß Daten von Sonangol erreichte die Fördermenge aus dem PSVM-Projekt im Jahr 2014 ihr Peak-Niveau von 150.000 b/d.[436]
Die Erschließungskosten der Tiefwasser-Felder belaufen sich, wie anhand der Beispiele gezeigt wurde, in US-Dollar des Jahres des jeweiligen Förderstarts auf 2,93 bis 5,33 US-$ je Barrel. Extrapoliert man diese Kosten mittels des UCCI in das Jahr 2014, ergeben sich Kosten von 4,18 bis 10,09 US-Dollar je Barrel. Unter Berücksichtigung einer Dauer der Erschließungsphase von fünf bis sieben Jahren und des Diskontfaktors von 10 % ergeben sich Erschließungskosten von 5,61 bis 15,03 US-$ je Barrel im Gegenwartswert.

[434] Vgl. Offshore-Technology (o. J.).
[435] Vgl. McColelland (2013), Tippee (2013) und Gosden (2013).
[436] Vgl. Sonangol (2014).

Unter den in Kapitel 5 getroffenen Annahmen zum Verhältnis von Erschließungs- zu Explorationskosten, der durchschnittlichen Explorationsphase und des realen Diskontfaktors ergeben sich Explorationskosten von 3,26 bis 10,64 US-$ je Barrel, so dass sich die Gesamtkosten der Exploration und Erschließung der Tiefwasservorkommen auf 8,87 bis 25,67 US-$ je Barrel belaufen.
Die Erschließungskosten des bisher einzigen, in der Förderphase befindlichen Ultra-Tiefwasser-Projekts (PSVM-Projekt) beliefen sich auf 26,27 US-Dollar je Barrel. Ausgehend von einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren und einem Diskontfaktor von 10 % ergeben sich Erschließungskosten von 35,20 bis 39,14 US-$ je Barrel. Unter den zuvor getroffenen Annahmen zur Explorationsphase beliefen sich die Explorationskosten auf 20,52 bis 27,69 US-$ je Barrel, so dass die Gesamtkosten der Exploration und Erschließung des PSVM-Projekts 55,72 bis 66,83 US-$ je Barrel betrugen.
Unter der Annahme, dass die Explorations- und Erschließungskosten von Offshore-Projekten in seichten Gewässern etwa halb so hoch ausfallen im Vergleich zu Tiefwasser-Projekten, würden sich diese in Angola auf 4,44 bis 12,84 US-$ je Barrel belaufen.
Wie in Abschnitt 6.1.2.2 erörtert, beträgt der Regelsatz der Produktionsteuer 20 % auf den Wert des geförderten Rohöls, wird jedoch ab einer Wassertiefe von 750 Metern auf 10 % reduziert und bei unter PSVs betriebenen Projekten gar nicht erhoben. Hinsichtlich der Angebotskurven soll nun angenommen werden, dass die Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasser-Projekte in Angola ausschließlich in Tiefen von über 750 Metern durchgeführt werden (vgl. Tabelle 6.4) und somit der Steuersatz von 10 % Anwendung findet. Während die bisher in der Förderphase befindlichen Projekte in den Blöcken 31 und 14 im Rahmen von PSVs, an denen auch Sonangol beteiligt ist, betrieben werden, so dass für entsprechende Projekte keine Produktionsteuer anfällt, werden die Tiefwasser-Projekte in den Blöcken 15, 17 und 18 von Joint-Ventures internationaler Ölgesellschaften durchgeführt, für die der Steuersatz von 10 % gilt. In flachen Gewässern und Onshore wiederum wird der Großteil der Projekte von Sonangol betrieben, so dass für diese der Steuersatz von 20 % angenommen wird.

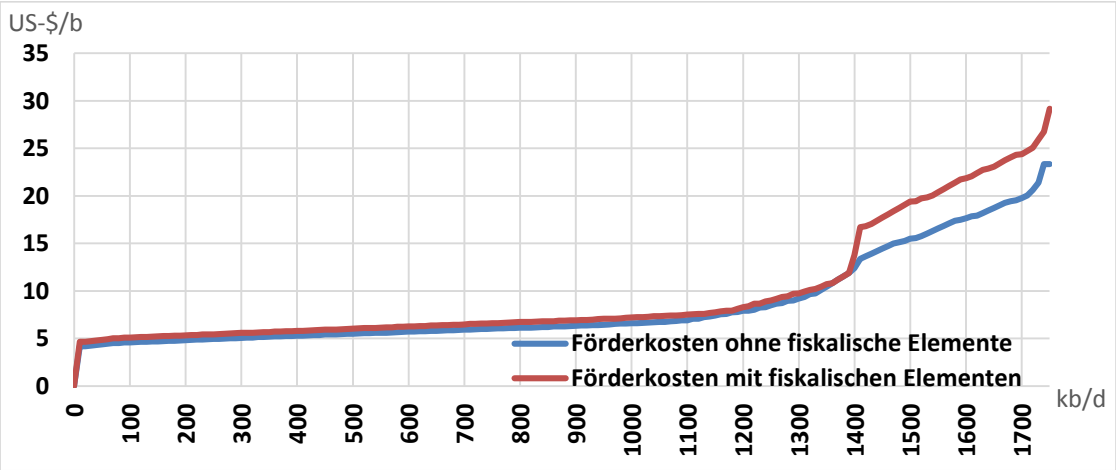


Abbildung 6.10: Kurzfristige Angebotskurven in Angola

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.10 dargestellt, beliefen sich die Förderkosten im Jahr 2014 auf ca. 4 bis 23 US-$ je Barrel. Wird auch die Produktionsteuer berücksichtigt, steigen die kurzfristigen Grenzkosten auf bis zu 29 US-$ je Barrel an. Bei einem Ölpreis unter 29 US-$ je Barrel wären somit die Kosten eines Teils des geförderten Rohöls nicht durch den Verkaufswert gedeckt gewesen und hätte es demnach zu ersten Kürzungen der Fördermenge kommen müssen.

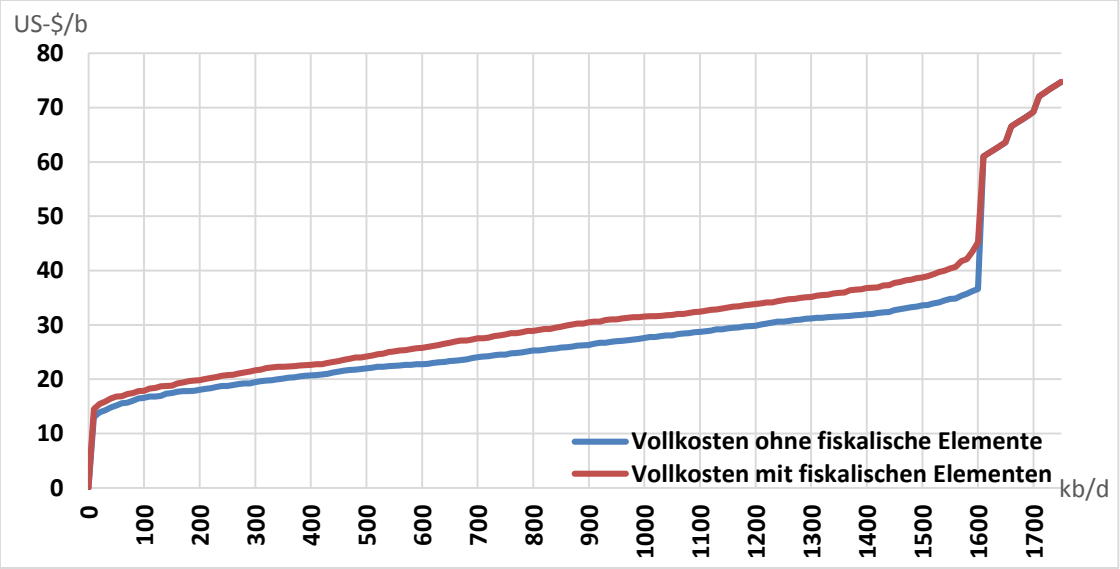


Abbildung 6.11: Angolanische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstelllung

Die technischen Vollkosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekte beliefen sich auf ca. 13 bis 75 US-$ je Barrel. Wird auch die Produktionsteuer berücksichtigt, steigen die Kosten im niedrigen Kostenbereich an, wohingegen die maximalen Kosten sich nicht ändern, da auf die besonders kostenintensiven Projekte in ultratiefen Gewässern keine Produktionsteuer erhoben wird.

6.1.2.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurve

Gemäß Daten der OPEC (2015) beliefen sich die nachgewiesenen Ölreserven des Landes Ende 2014 auf 8,4 Mrd. Barrel. Die kumulierte Fördermenge des Landes belief sich gemäß OPEC bis einschließlich 2014 auf ca. 11,3 Mrd. Barrel.[437] Gemäß der Hubbert-These würde sich Angola damit gegenwärtig nahe seines Fördermengenpeaks befinden.
Gemäß US-Energieagentur befinden sich gegenwärtig sechs Offshore-Projekte in der Erschließungsphase, bei denen die Ölförderung zwischen 2015 und 2017 einsetzen soll. Die Gesamtförderkapazität dieser Projekte soll sich auf insgesamt ca. 0,5 mb/d belaufen.[438]
Tabelle 6.5 fasst diejenigen gegenwärtig in der Erschließungsphase befindlichen Projekte zusammen, über die Informationen zu Ölvorkommen und Erschließungskosten vorliegen.

[437] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[438] Vgl. EIA (2015, Ang), S. 8.

Tabelle 6.5: Ölprojekte mit baldigem Förderstart in Angola

Name Betreiber (Block)	**Förder-start**	**Reserven (in Barrel)**	**Erschließungskosten (je Barrel), maximale Förderkapazität**	**Wassertiefe (in m)**
Mafumeira Sul Chevron (0)	2015	300 Mio. (förderbare Ressourcen)	5,6 Mrd. US-$ (18,66) 110.000 b/d	60
Lianzi Chevron (14)	2015	70 Mio.	2 Mrd. US-$ (28,57) 23.000 b/d	820 – 1.070
East Hub Eni (15/06)	2016	230 Mio.	>3,35 Mrd. US-$ (14,56) 100.000 b/d	500
Kaombo Total (32)	2017	650 Mio.	16 Mrd. US-$ (24,62) 200.000 b/d	1.400 – 1.900

Datenquellen: EIA (2015, Ang), S. 8 und Chevron (2013a).

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, fallen die Erschließungskosten mit ca. 15 bis 30 US-$ je Barrel im Vergleich zu den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten deutlich höher aus. Während sich die Erschließungskosten je Barrel bei den Ölprojekten in Tiefwassergebieten in der Vergangenheit auf weniger als 10 US-$ je Barrel beliefen, liegen die Kosten der aktuell in der Erschließungsphase befindlichen Projekte, wie bereits ausgeführt, im Bereich von ca. 15 bis 30 US-$. Bei den Ultra-Tiefwasser-Projekten in den Blöcken 31 und 32 betragen die Erschließungskosten bei den bereits erschlossenen bzw. in der Erschließung befindlichen Projekten ca. 25 US-$ je Barrel.
Unter den in Kapitel 5 getroffenen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 6.6 zusammengefassten Kosten für die vier Projekte.

Tabelle 6.6: Kosten der Ölprojekte mit baldigem Förderstart in Angola

Name Betreiber (Block)	**Gegenwartswert Explorationskosten (in US-$ je Barrel)**	**Gegenwartswert Erschließungskosten (in US-$ je Barrel)**	**Gegenwartswert Explorations- und Erschließungskosten (in US-$ je Barrel)**
Mafumeira Sul Chevron (0)	10,90 – 13,18	25,06 – 27,82	35,96 – 41,00
Lianzi Chevron (14)	16,69 – 20,19	38,37 – 42,60	55,06 – 62,79
East Hub Eni (15/06)	8,50 – 10,29	19,55 – 21,71	28,05 – 32,00
Kaombo Total (32)	14,38 – 17,39	33,06 – 36,71	47,44 – 54,10

Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 6.6 zu sehen, belaufen sich die Explorations- und Erschließungskosten der gegenwärtig in der Erschließungsphase befindlichen Projekte gemäß den vorgenommenen Berechnungen auf 28,05 bis 62,79 US-$ je Barrel. Da die Förderphase bei diesen Projekten gemäß aktuellen Prognosen zwischen 2015 und 2017 erreicht werden soll und die Peak-Förderung bei Offshore-Projekten üblicherweise bereits wenige Jahre nach Beginn der Förderphase erreicht wird, sollten die Fördermenge aus diesen Projekten bis 2019 ihr Peak-Niveau erreichen.

Zwei weitere, derzeit in der Erschließungsphase befindliche Projekte in den Blöcken 15 und 18, sollen im Jahr 2016 die Förderphase erreichen und insgesamt mit ca. 80.000 b/d zur angolanischen Fördermenge beitragen.[439] Für diese Projekte, zu denen keine für eine Kostenschätzung hinreichenden Informationen vorliegen, sollen ebenfalls Explorations- und Erschließungskosten von 28,05 bis 62,79 US-$ je Barrel angenommen werden.

Bei fünf weiteren Projekten in den Blöcken 14, 16, 0 und 21 findet gegenwärtig noch die, sich an die Exploration anschließende, Bewertung durch die Betreibergesellschaften (Chevron, Maersk und Cobalt) statt, ob eine Erschließung vorgenommen werden soll. Die Peak-Förderkapazität dieser Projekte wird von der EIA auf insgesamt 475.000 b/d geschätzt.[440] Darüber hinaus befindet sich das von BP betriebene Ultra-Tiefwasser-Projekt B31 SE in der Bewertungsphase. Bei diesem Projekt, dessen Förderstart ursprünglich für frühestens 2016, mittlerweile von BP für frühestens 2018 avisiert wird, soll die maximale Fördermengenkapazität 200.000 b/d betragen.[441] Unter der üblichen Annahme einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren würden diese Projekte die Förderphase, sofern eine Erschließung vorgenommen wird, frühestens Anfang der 2020er Jahre erreichen. Da die zukünftigen Angebotskurven auch solche Projekte umfassen, bei denen eine Erschließung wahrscheinlich ist, werden diese Projekte in der Angebotskurve des Jahres 2024 berücksichtigt.

Dass bisher keine Entscheidungen über die Erschließung gefällt wurden, legt den Schluss nahe, dass die Erschließungskosten bei diesen Projekten im Vergleich zu den bereits in der Erschließungsphase befindlichen Projekten höher ausfallen dürften. Für die Angebotskurve soll daher angenommen werden, dass die Explorations- und Erschließungskosten vergleichbar mit denen der Kaombo- und des Lianzi-Projekte sind, die unter ähnlichen Bedingungen durchgeführt werden. Demnach würden sich die Explorations- und Erschließungskosten auf 47,44 bis 62,79 US-$ je Barrel belaufen. Da für das B31 SE Projekt bisher keine finale Entscheidung über die Erschließung getroffen wurde, wird für dieses Projekt die Annahme getroffen, dass sich die Explorations- und Erschließungskosten in der oberen Hälfte der Kosten der vergleichbaren (ebenfalls in Ultra-Tiefwasser-Blöcken befindlichen) Projekte PSVM und Kaombo befinden. Daher werden für dieses Projekt Explorations- und Erschließungskosten von 47,44 bis 66,83 US-$ je Barrel angenommen

[439] Vgl. EIA (2015, Ang), S. 8.
[440] Vgl. Ebenda, S. 8.
[441] Vgl. EIA (2014, Ang) und BP (2014a), S. 45.

Für die bereits in der Förderphase befindlichen Projekte wird, basierend auf den in Abschnitt 3.1.3 erörterten Schätzungen zum natürlichen Fördermengenrückgang, die Annahme getroffen, dass die Fördermenge bei Tiefwasser-Projekten um durchschnittlich 12,5 % jährlich sinkt, bei Flachwasserprojekten um 7,5 % und bei Onshore-Projekten um 5 %.
Hinsichtlich der Förderkosten wird die Annahme getroffen, dass diese bei neuen Projekten in tiefen und ultra-tiefen Gewässern denen der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte entsprechen. Da die noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekte in tiefen und ultra-tiefen Gewässern unter PSVs betrieben werden, bei denen keine Produktionssteuern erhoben werden, werden für diese Projekte keine fiskalischen Elemente als Kosten berücksichtigt. Unter Verwendung dieser Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.12 dargestellten Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 für Angola.

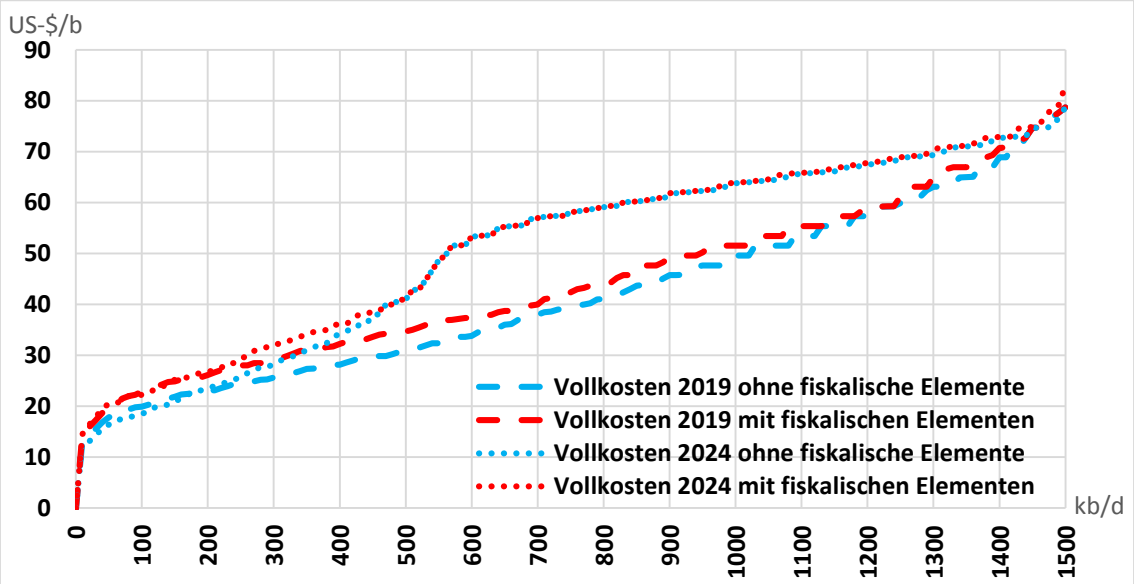


Abbildung 6.12: Angolanische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Die Fördermenge aus den im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekten würde gemäß den ermittelten Vollkostenkurven bis zum 2019 auf ca. 1 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,55 mb/d sinken. Gegenwärtig in der Erschließungsphase befindliche Ölprojekte tragen im Jahr 2019 mit ca. 0,5 mb/d und 2024 mit ca. 0,25 mb/d zur angolanischen Fördermenge bei. Projekte, bei denen eine Entscheidung über die Erschließung noch aussteht, könnten im Jahr 2024 mit bis zu ca. 0,7 mb/d zur angolanischen Fördermenge beitragen.
Während die Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 auch bereits versunkene Kosten beinhalten, werden in den, in Abbildung 6.13 dargestellten, langfristigen Angebotskurven nur die entscheidungsrelevanten Kosten berücksichtigt.

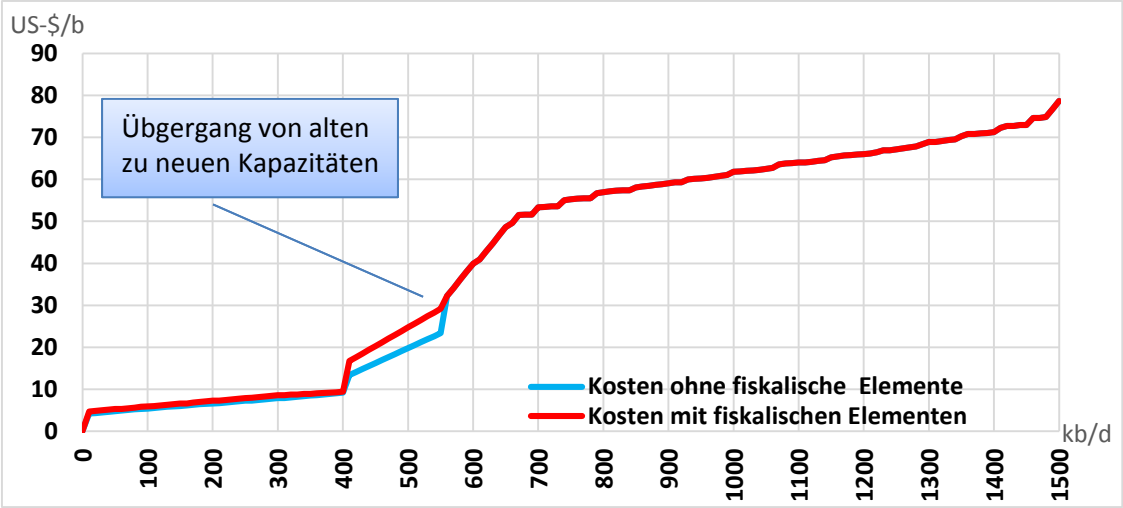


Abbildung 6.13: Langfristige Angebotskurven in Angola

Eigene Darstellung

Gemäß den langfristigen Angebotskurven belaufen sich die Grenzkosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte auf bis zu ca. 30 US-$ je Barrel. Die Grenzkosten der bislang noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekte betragen zwischen ca. 30 und 80 US-$ je Barrel, wobei der Großteil dieser Projekte technische Grenzkosten von über 50 US-$ je Barrel aufweist.

Da die technischen Vollkosten solcher Projekte, bei denen die Entscheidung über die Erschließung noch aussteht, bis zu ca. 78 US-$ je Barrel betragen, erscheint es möglich, dass nicht alle der betroffenen Lagerstätten tatsächlich erschlossen werden, sofern die Betreibergesellschaften über die Förderphase der Projekte durchschnittliche Ölpreise erwarten, die unterhalb der prognostizierten Grenzkosten liegen, was vor dem Hintergrund der jüngsten Ölpreisentwicklungen nicht unrealistisch erscheint.

Während die gegenwärtig in der Erschließungsphase befindlichen Projekte einen Teil der Fördermengenrückgänge aus bereits weitgehend ausgebeuteten Lagerstätten in den kommenden Jahren kompensieren sollten, werden in den kommenden Jahrzehnten Lagerstätten unter dicken Salzgesteinsschichten (sog. Pre-Salt Lagerstätten) einen bedeutenden Anteil an der angolanischen Ölförderung ausmachen.

Nachdem bereits 1983 und 1996 die ersten Pre-Salt-Lagerstätten des Landes entdeckt worden waren, fand bisher noch keine Erschließung der entsprechenden Lagerstätten in den Blöcken 9 und 20 statt. Aufgrund geologischer Bedingungen, die sich mit denen vor der Küste Brasiliens vergleichen lassen, wo bereits große Pre-Salt-Vorkommen entdeckt worden sind und die Erschließung der entsprechenden Lagerstätten bereits weiter fortgeschritten ist (vgl. Kapitel 6.2.4), wird davon ausgegangen, dass auch Angola über Vorkommen von mehreren Milliarden Barrel (genaue Schätzungen liegen bisher nicht vor) verfügen dürfte. Aufgrund dessen werden in der jüngeren Vergangenheit – insbesondere

seit 2011, als im Januar Explorationslizenzen für 11 Pre-Salt-Lagerstätten enthaltene Blöcke vergeben wurden – vermehrt Explorationsprojekte in solchen Lagerstätten vorgenommen, die bereits zur Entdeckung neuer Vorkommen führten.[442]
Da bis zur Erschließung der entsprechenden Lagerstätten jedoch noch einige Jahre vergehen werden, ist ein Beginn der Förderung aus Pre-Salt-Lagerstätten vor 2020 unwahrscheinlich. Bisher befindet sich lediglich das, in den Angebotskurven für 2024 berücksichtigte, von der US-amerikanischen Ölgesellschaft Cobalt betriebene Cameia-Projekt in Block 21 kurz vor dem Beginn der Erschließungsphase. Eine endgültige Entscheidung über die Erschließung steht jedoch noch aus.
Die Kosten fallen bei Pre-Salt-Projekten im Vergleich zu, hinsichtlich Größe und Tiefe der Vorkommen, ähnlichen „konventionellen“ Projekten höher aus, da die Bohrungen deutlich aufwändiger sind. Daher sollten sich solche Projekte im oberen Bereich der Angebotskurven befinden.

[442] Vgl. EIA (2014, Ang).

6.1.3 Ecuador

Der südamerikanische Staat Ecuador setzt sich geographisch aus den drei Festlandregionen: Küstenebene, Hochgebirgskette der Anden und Amazonasgebiet, sowie den etwa 1.000 km vom Festland entfernten Galapagos-Inseln zusammen.[443] Die nachgewiesenen Ölreserven des Landes beliefen sich im Jahr 2014 gemäß OPEC auf ca. 8,3 Mrd. Barrel bei einer Fördermenge im Jahr 2014 von ca. 557.000 b/d.[444]
1822 wurden die Spanier, die Ecuador ca. 300 Jahre zuvor zu einer Kolonie gemacht hatten, aus der Hauptstadt Quito und dem Land vertrieben und Ecuador wurde zunächst Teil der von Simon Bolivar gegründeten Republik Großkolumbien. Nach dem Zerfall Großkolumbiens im Jahr 1830 wurde im Mai 1830 die unabhängige Republik von Ecuador gegründet.[445]
Im 20. Jahrhundert und zu Beginn des 21. Jahrhunderts zeichnete sich Ecuador durch eine geringe politische Stabilität aufgrund häufiger Regierungswechsel, auch nach der Wiedereinführung der Demokratie im August 1979, aus. So regierten alleine zwischen August 1996 und April 2005 sieben Präsidenten das Land.[446] Seit 2007 wird das Land vom Präsidenten Rafael Correa Delgado regiert, dessen jetzige Amtszeit Anfang 2017 endet.[447]

6.1.3.1 Geschichte der ecuadorianischen Ölindustrie

Öl wurde im heutigen Ecuador bereits vor Jahrhunderten von den an der Küste lebenden Ureinwohnern zu Teer verarbeitet um damit beispielsweise Schiffe abzudichten. Erste Bohrungen nach Öl wurden kurz nach dem Ende des Ersten Weltkriegs vorgenommen. Die Fördermenge fiel zu dieser Zeit jedoch noch recht gering aus. 1921 wurde die erste, Explorationen im Amazonasgebiet ermöglichende, Konzession des Landes an die amerikanische Standard Oil vergeben. In den folgenden Jahrzehnten wurden jedoch nur wenige kleine Lagerstätten entdeckt so dass die Ölförderung weiterhin gering blieb.[448]
Dies änderte sich 1967, als von einem aus den US-amerikanischen Ölkonzerne Texaco und Gulf Oil bestehenden Konsortium große Ölvorkommen in der "Oriente"-Region[449] entdeckt wurden, mit deren Förderung im Jahr 1972 begonnen wurde. Im selben Jahr wurde auch die Trans-Ecuadorianische-Pipeline (SOTE) mit einer anfänglichen Kapazität von 250.000 b/d eröffnet, durch die das geförderte Öl von den Ölfeldern im Osten Ecuadors über die Anden bis zu den Häfen am Pazifik im Westen des Landes transportiert werden konnte. Ein Jahr später trat Ecuador der OPEC bei.[450]

---

[443] Vgl. Auswärtiges Amt (2015b).
[444] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[445] Vgl. Gerlach (2003), S. 15-25.
[446] Vgl. De Lara (2008), S. 271-275.
[447] Vgl. Auswärtiges Amt (2015b).
[448] Vgl. Gerlach (2003), S. 33.
[449] Als Oriente-Region wird der Teil Ecuadors östlich der Anden bezeichnet, der ca. 50 % der Fläche Ecuadors ausmacht. In diesem Gebiet im tropischen Regenwald entspringt mit dem Rio Napo einer der Zuflüsse des Amazonas, weshalb die Oriente-Region auch dem Amazonas-Becken zugeordnet wird.
[450] Vgl. Gerlach (2003), S. 33f.

Ab 1971 verstaatlichte Ecuador schrittweise die Anlagen des Texaco-Gulf Konsortiums durch die im selben Jahr gegründete staatliche Ölgesellschaft "Ecuadorean State Petroleum Corporation" (CEPE). Nachdem die vollständige Verstaatlichung 1989 abgeschlossen war, wurde die CEPE in Petroecuador umbenannt.[451]
Der Rückgang der Ölpreise in den 1980er Jahren wirkte sich auch spürbar negativ auf die ecuadorianischen Staatseinnahmen aus. Um diese halbwegs zu stabilisieren, weitete Ecuador - wie andere OPEC-Mitglieder auch - seine Fördermenge in den 80er Jahren aus. So stieg diese, wie in Abbildung 6.14 dargestellt, zwischen 1980 und 1991 um nahezu 50 % von 206.000 auf 307.000 b/d.

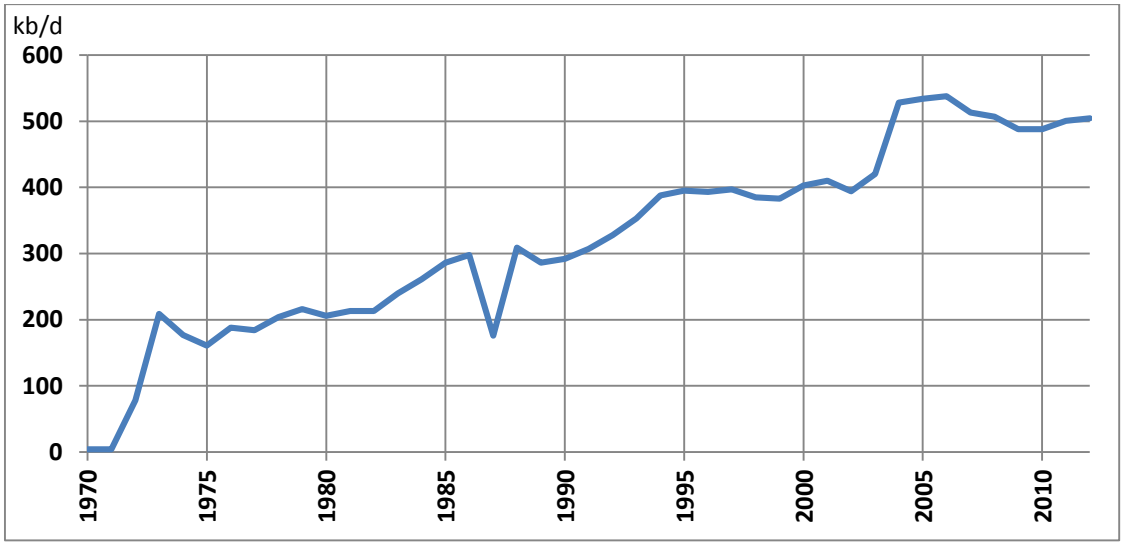


Abbildung 6.14: Förderung flüssiger Energieträger in Ecuador

Datenquelle: BP (2013).

Diese Fördermengenausweitungen - die über die von der OPEC festgelegte Quote hinausgingen - sorgten für Konflikte mit der Organisation, da das Handeln Ecuadors das Ziel der Ölpreisstabilisierung unterminierte. Dieser Konflikt mündete 1992 darin, dass das Land die OPEC verließ, um selbst über seine Fördermenge bestimmen und diese weiter auszubauen zu können. Das selbst gesteckte Ziel von 575.000 b/d bis 1996 wurde aber, vor allem aufgrund nicht ausreichender Pipelinekapazitäten, nicht erreicht.[452]
Ab 1993 wurden mit ausländischen Ölgesellschaften PSVs zur Exploration und Ausbeutung von Lagerstätten geschlossen.[453]
Im Dezember 2000 wurde mit einer Investorengruppe ausländischer Ölkonzerne der Vertrag über den Bau einer zweiten Pipeline (Oleoducto de Crudos Pesados, OCP) für den Transport von Schweröl abgeschlossen. Die OCP Pipeline, die nach 20 Betriebsjahren in

[451] Vgl. Ebenda, S. 36.
[452] Vgl. Ebenda, S. 41.
[453] Vgl. The Economist (2010) und Escribano (2013).

ecuadorianischen Staatsbesitz übergeht, eine Kapazität von 450.000 b/d aufweist und parallel zur bereits bestehenden SOTE-Pipeline verläuft, nahm ihren Betrieb im Jahr 2003 auf.[454]

In Folge der Eröffnung der neuen Pipeline stieg auch die ecuadorianische Ölfördermenge innerhalb eines Jahres um 100.000 b/d auf nahezu 530.000 b/d im Jahr 2004 an und verblieb auch in den beiden folgenden Jahren auf einem Niveau zwischen 530.000 und 540.000 b/d.

Die fiskalischen Bedingungen für die Ölindustrie wurden in Folge der gestiegenen Rohölpreise im Jahr 2006 durch entsprechende Änderungen im Öl- und Gasgesetz verschärft. So führte der damalige ecuadorianische Präsident Alfredo Palacio eine Zusatzsteuer von 50 % auf die Gewinne der Ölgesellschaften ein, um dem Staat einen „angemessenen Anteil" an den Renten zu sichern.[455]

Neben der Einführung der Zusatzsteuer verschlechterte sich das Umfeld für ausländische Ölgesellschaften im Jahr 2006 auch aufgrund der Auflösung des 1999 geschlossenen PSVs und der Konfiszierung der Anlagen von Occidental Petroleum im Mai 2006. Bis zu diesem Zeitpunkt war die US-amerikanische Occidental Petroleum mit einer Fördermenge von ca. 100.000 b/d der größte Ölförderer in Ecuador. Mittlerweile werden die Anlagen von der 2010 gegründeten staatlichen Ölgesellschaft Petroamazonas betrieben.[456]

Nach seiner Amtseinführung im Januar 2007 setzte der neue Präsident Rafael Correa den Reformprozess fort. So wurde zunächst der Steuersatz der Zusatzsteuer auf 99 % angehoben. Für solche Ölgesellschaften, die sich auf eine Neuverhandlung ihrer Verträge einließen, wurde sie auf 70 % reduziert. Das Ziel der Neuverhandlung bestand in der Ablösung der PSVs durch Werkverträge, bei denen die Ölgesellschaften einen festen Betrag je Barrel, unabhängig vom aktuellen Ölpreis, für ihre Explorations- und Produktionsaktivitäten erhalten sollten.[457]

Die Verhandlungen mit ausländischen Ölgesellschaften über eine Umwandlung der Verträge in Werkverträge, die im November 2010 endgültig abgeschlossen wurden, waren überwiegend erfolgreich, so dass die größten, noch in Ecuador tätigen ausländischen Ölgesellschaften wie Repsol YPF, Eni, Enap und die chinesischen Ölgesellschaften Andes Petroleum und PetrOriental im Land blieben. Andere ausländische Ölgesellschaften, wie die brasilianische Petrobas, die insgesamt mit ca. 15 % zur ecuadorianischen Fördermenge beitrugen, verließen das Land. Ihre Anlagen wurden von der staatlichen Petroamazonas übernommen.[458]

Eine weitere Entwicklung der jüngeren Vergangenheit stellt der Abschluss von „Kredite gegen Öl"-Abkommen mit China dar. So erhielt Ecuador von der chinesischen Entwicklungsbank in den Jahren 2009, 2010 und 2011 Kredite in Höhe von insgesamt 4 Mrd. US-

---

[454] Vgl. Gerlach (2003), S. 41 und EIA (2012, Ecu).
[455] Vgl. The Economist (2010) und Escribano (2013).
[456] Vgl. Valencia (2012).
[457] Vgl. Escribano (2013) und Fontaine (2011).
[458] Vgl. Escribano (2013), S. 154.

$. Die Rückzahlung der Kredite erfolgt über Öllieferungen. Außerdem verpflichtet sich Ecuador, einen Teil der Kredite für Infrastrukturmaßnahmen zu nutzen, an denen chinesische Unternehmen beteiligt werden.[459]

Die ergiebigsten Felder und größten Ölvorkommen des Landes befinden sich im Amazonasgebiet im Nordosten des Landes. Seit Präsident Correa in seiner Rede vor der UN-Vollversammlung im September 2007 die Yasuni-ITT-Initiative vorstellte, ist die Problematik der Ausbeutung von Lagerstätten im ökologisch sensiblen Amazonasgebiet des Regenwalds in den Fokus der Weltöffentlichkeit gerückt. In seiner damaligen Rede verlangte er vom Ausland Kompensationszahlungen für dem Staat entgehende Einnahmen aus der Förderung des Rohöls aus dem Yasuni-Nationalpark, dafür, dass die Ölvorkommen im Gebiet der Flüsse Ishpingo, Tambococha, Tiputini nicht ausgebeutet werden:

"The Initiative of the Ecuadorian Government to maintain crude of oil ITT underground, ... ,means the commitment of not exploiting near 920 million petroleum barrels. ... Nevertheless, Ecuador requests to the Humanity a small contribution of 5 dollars per barrel, to conserve the biodiversity. ... The total amount we request is of approximately 4.600 million dollars."[460]

Am 3. August 2010 wurde von der ecuadorianischen Regierung gemeinsam mit dem United Nations Development Programme (UNDP) der Yasuni-ITT-Trust Fund gegründet, in den die Beiträge der internationalen Gemeinschaft eingezahlt werden sollten. Die Verwaltung des Fonds wurde vom UNDP übernommen. Die von Correa in seiner UN-Rede 2007 geforderten Beiträge wurden auf 3,6 Mrd. US-$ reduziert.[461] Genutzt werden sollten die Beiträge zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten sowie Umwelt- und Sozialprogrammen sowie Investitionen in Forschung und Entwicklung in Ecuador.[462]

Bis Ende 2011 beliefen sich die zugesagten Beiträge auf insgesamt 116 Mio. US-$, von denen jedoch lediglich 2,6 Mio. tatsächlich in den Fonds eingezahlt wurden. 2012 betrugen die Einzahlungen in den Fonds 3,9 Mio. US-$, so dass sich die kumulierten Einzahlungen bis Ende 2012 auf lediglich ca. 6,5 Mio. US-$ beliefen.[463]

Gründe für die, gemessen an den Zielen, geringen Einzahlungen in den Fonds lagen gemäß Escribano (2013; S.156) in Bedenken der Geldgeber über die Verwaltung und Beaufsichtigung des Fonds.

Im August 2013 unterzeichnete Präsident Correa einen Erlass zur Auflösung des Yasuni-ITT-Fonds und erklärte die Initiative für beendet. Diese Maßnahme begründete er mit den deutlich hinter den Erwartungen und Zielen zurückgebliebenen Beiträgen der internationalen Gemeinschaft in den fünf Jahren seit Bestehen der Initiative. Im Zuge der Beendigung der Initiative kündigte Correa zudem an, die betroffenen Gebiete im Regenwald für

---

[459] Vgl. Escribano (2013), S. 157 und EIA (2012, Ecu).

[460] Correa (2007).

[461] Diese 3,6 Mrd. US-$ setzten sich zusammen aus dem Wert des im Boden gelassenen Rohöls und den Einsparungen an CO_2-Emissionen.

[462] Vgl. Bureau of Management des United Nations Development Programme (2012), S. 3f.

[463] Vgl. Bureau of Management des United Nations Development Programme (2012) und Bureau of Management des United Nations Development Programme (2013).

die Ölförderung zu öffnen.[464] Dies zog massive Proteste von Umweltgruppen und den, in den betroffenen Gebieten lebenden, Ureinwohnern nach sich.
Die erste Auktion von Öllizenzen nach der Verabschiedung des neuen Öl- und Gasgesetzes im Jahr 2010 und die insgesamt Zehnte in Ecuador wurde im Juni 2011 angekündigt. Geboten werden konnte für sechs kleine Felder. Gebote wurden für fünf Felder abgegeben und schlussendlich wurden im Jahr 2012 Lizenzen für drei der Felder vergeben.[465]
Im November 2012 wurde die 11. Auktion von Öllizenzen in Ecuador angekündigt. Insgesamt sollten Lizenzen für 13 Blöcke im Südosten des Landes im Amazonasgebiet versteigert werden. Bei dieser Auktion handelte es sich um die erste bedeutende Auktion seit den Reformen von 2010. Ursprünglich wurde eine Frist bis zum 30.05.2013 für die Abgabe von Geboten festgelegt, die jedoch zweimal verlängert wurde. Schließlich wurden lediglich für drei der 13 Blöcke Gebote von einer chinesischen Ölgesellschaft (Andes Petroleum Co., Blöcke 79 und 83) und der spanischen Ölgesellschaft Repsol (Block 29) abgegeben. Der Hauptgrund für das geringe Interesse ausländischer Investoren bestand in den wenig verheißungsvollen Bedingungen der Werkverträge.[466]

6.1.3.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der ecuadorianischen Ölindustrie

Der rechtliche Rahmen für den Ölsektor in Ecuador wird durch das Kohlenwasserstoffgesetz (Ley de Hidrocarburos) gesetzt, das zuletzt 2010 umfangreich reformiert wurde.

Rechtlicher Rahmen

Die Verantwortung für den Ölsektor obliegt dem Ministerium für nicht-erneuerbare Rohstoffe.[467] Am 27. Juli 2010 trat das reformierte Kohlenwasserstoffgesetz in Kraft. Dieses sah ab diesem Zeitpunkt ausschließlich Werkverträge mit ausländischen Ölgesellschaften vor und enthielt eine Frist bis November 2010 für den Abschluss der Verhandlungen mit bereits in Ecuador tätigen Ölgesellschaften. Um den Zuschlag für einen Werkvertrag zu erhalten, muss eine Ölgesellschaft einen Geschäftssitz in Ecuador aufweisen und an einer öffentlichen Ausschreibung teilnehmen.[468]
Unter dem neuen Kohlenwasserstoffgesetz werden mit ausländischen Ölgesellschaften Werkverträge geschlossen, die einen Explorationszeitraum von üblicherweise vier Jahren, die um weitere zwei Jahre verlängert werden können, vorsehen und eine Förderphase von 20 Jahren, die von staatlicher Seite beliebig verlängert werden kann.[469]
Gemäß den Werkverträgen erhält der Staat zunächst 25 % vom Wert des geförderten Rohöls. Von den verbleibenden Einkünften trägt der Staat die Transport- und Vermarktungskosten und zahlt dem Auftragnehmer (also der ausländischen Ölgesellschaften die das Projekt betreibt) den vereinbarten Betrag je Barrel.[470]

---

[464] Vgl. Valencia (2013).
[465] Vgl. Secretaria de Hidrocarburos Ecuador (2013), S. 28.
[466] Vgl. Alvaro (2013).
[467] Vgl. EIA (2012, Ecu).
[468] Vgl. EY (2014), S. 176 und U.S. Department of State - Bureau of Economic and Business Affairs (2012).
[469] Vgl. Secretaria de Hidrocarburos Ecuador (2013), S. 25.
[470] Vgl. Secretaria de Hidrocarburos Ecuador (2013), S. 22.

Der Vergabe eines Werkvertrages geht eine öffentliche Ausschreibung und Auktion voraus. Kriterien bei der Bewertung der eingehenden Gebote sind:

- die technischen Fähigkeiten und finanzielle Ausstattung der Bieter,
- die Höhe der beabsichtigten Investitionen,
- die Entlohnung je Barrel (je niedriger der gebotene Betrag desto besser).[471]

Die Entlohnung berechnet sich wie folgt:

$PC_t = (TP \cdot Q_t) \cdot FA_t$ mit: PC = Entlohnung, TP = Betrag je Barrel, Q = Fördermenge, FA = Inflationsanpassungsfaktor

TP entspricht einem im Voraus ausgehandelten Betrag je Barrel, der in Abhängigkeit von der Fördermenge variieren kann. Hierbei müssen Gebote für drei Fördermengenintervalle:

- 0 bis 10.000 b/d,
- 10.000 bis 30.000 b/d,
- > 30.000 b/d

abgegeben werden. Die Entlohnung soll der Betreibergesellschaft über die Projektlaufzeit eine Rendite (IRR = Internal Rate of Return) zwischen 15 und 30 % sichern. Der Inflationsanpassungsfaktor FA berücksichtigt sowohl den US-Produzentenpreisindex für "support activities for oil and gas operations" als auch den US-Konsumentenpreisindex (CPI), so dass die Entlohnung mit dem Preisniveau ansteigt.[472]

Fiskalischer Rahmen

Die monatlich auf den Wert des geförderten Rohöls erhobene Royalty beträgt, in Abhängigkeit von der durchschnittlichen täglichen Fördermenge, mindestens 12,5 % bei Ölprojekten mit einer geringen Fördermenge (unter 30.000 b/d), mindestens 14 % bei einer Fördermenge von 30.000 bis 60.000 b/d und mindestens 18,5 % bei einer Fördermenge über 60.000 b/d.[473] Da ausländische Ölgesellschaften Ölprojekte in Ecuador unter Werkverträgen betreiben, wird die Royalty bei der Ermittlung der Angebotskurven nicht berücksichtigt, da sie sich, wie in Unterkapitel 5.2.2.2 erörtert, nicht auf die Grenzkosten auswirkt.

6.1.3.3 Gegenwart der Ölindustrie in Ecuador

Trotz der Bemühungen der ecuadorianischen Regierung um ein größeres Engagement ausländischer Ölgesellschaften in den vergangenen Jahren, wird der Großteil der Ölförderung im Land gegenwärtig von den staatlichen Ölgesellschaften erbracht. So sanken die Investitionen ausländischer Ölgesellschaften seit dem Beginn von Correas Präsidentschaft im Jahr 2007 und den 2006 durchgeführten Reformen des Öl- und Gassektors. Der Anteil der staatlichen ecuadorianischen Ölgesellschaften an der Fördermenge stieg entsprechend seitdem an und betrug gemäß EIA im Jahr 2011 über 70 %.[474]

---

[471] Vgl. Ebenda, S. 44.
[472] Vgl. Ebenda, S. 34-41, 49.
[473] Vgl. EY (2014), S. 182.
[474] Vgl. Tissot (2010) und EIA (2012, Ecu).

Die gemeinsame Fördermenge der 1971 (damals noch unter dem Namen Ecuadorean State Petroleum Corporation, CEPE) gegründeten Petroecuador und der 2010 gegründeten Petroamazonas, die im Mai 2006 die Förderanlagen von Occidental übernommen hatte, sowie Rio Napo, einem Joint-Venture der beiden staatlichen Ölgesellschaften Petroecuador und PDV (Venezuela), welches das Sacha-Ölfeld in Ecuador ausbeutet, betrug im Jahr 2012 ca. 367.000 b/d. Dies entspricht einem Anteil von ca. 73 % an der Gesamtfördermenge von 505.000 b/d.
Im Jahr 2013 wurde der Ölsektor des Landes reformiert, indem die beiden großen staatlichen Ölgesellschaften des Landes umgestaltet wurden. So übernahm die Petroamazonas die Upstream-Aktivitäten der Petroecuador und ist somit seitdem die einzige, für die Exploration und Förderung zuständige staatliche Ölgesellschaft des Landes. Die Downstream-Aktivitäten beider Ölgesellschaften wurden in diesem Zuge der Petroecuador zugewiesen.[475]

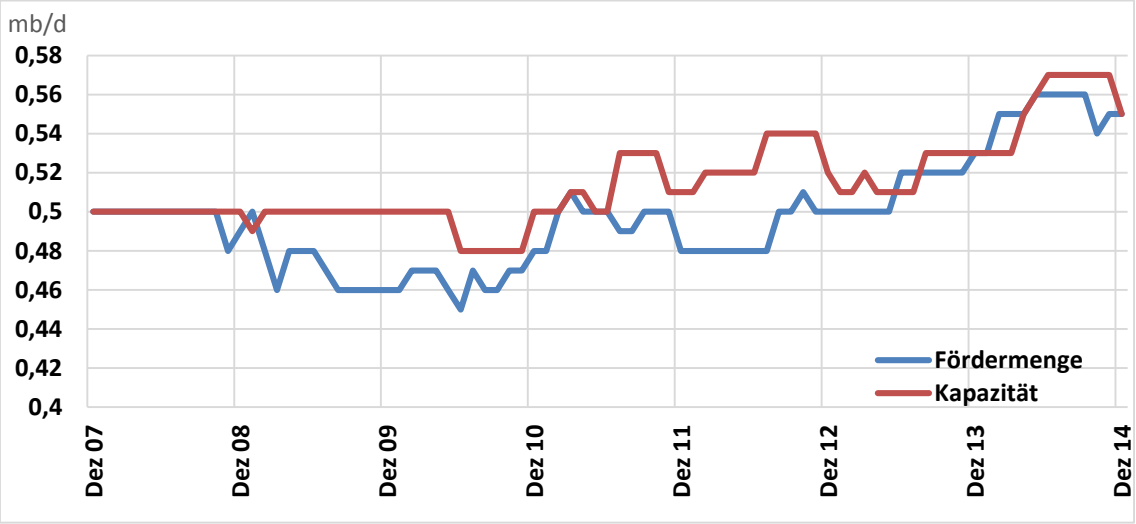


Abbildung 6.15: Fördermenge und Förderkapazität in Ecuador seit Dezember 2007

Datenquelle: IEA (diverse).

Wie in Abbildung 6.15 zu sehen, sind sowohl die Fördermenge als auch die Förderkapazitäten durch die Erschließung neuer Felder in der jüngeren Vergangenheit seit dem Sommer 2009 kontinuierlich, um insgesamt ca. 100.000 b/d, angestiegen und befanden sich im Jahr 2014 auf ihrem bisherigen Peak-Niveau. Während die Fördermenge aus bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindlichen Feldern mittlerweile rückläufig ist und auch die Investitionen ausländischer Ölgesellschaften in Folge der Reformen von 2010 sanken, was insgesamt eine sinkende Fördermenge zur Folge haben sollte, ist für den jüngsten Anstieg der Fördermenge das Einsetzen der Förderung aus dem Panacocha-Feld in Block 12 verantwortlich.[476]

[475] Vgl. Alvaro (2012) sowie Wallis und Mirza-Reid (2011).
[476] Vgl. EIA (2015, Ecu), S. 4.

6.1.3.4 Ermittlung der ecuadorianischen Angebotskurven für 2014

Im Jahr 2013 betrug die Fördermenge der Rio Napo ca. 70.000 b/d und die durchschnittlichen Förderkosten ca. 6,20 US-$ je Barrel.[477] Gemäß dem Jahresbericht der Petroamazonas betrug die durchschnittliche Fördermenge von Rio Napo im Jahr 2014 ca. 72.000 b/d.[478]

Im Jahr 2014 betrug die Fördermenge der Petroamazonas durchschnittlich 361.000 b/d und lag damit um ca. 10,5 % über dem Niveau des Vorjahres. Die Förderkosten beliefen sich auf durchschnittlich 9,07 US-$ je Barrel.[479] Von den insgesamt 20 von Petroamazonas betriebenen Blöcken befinden sich 19 an Land und lediglich in Block 6 wird Offshore-Förderung im Pazifik betrieben.[480]

Fördermengengewichtet (Rio Napo 70.000 b/d, Petroecuador 360.000 b/d) ergeben sich, basierend auf den ausgewiesenen Förderkosten von 6,20 US-$ je Barrel (Rio Napo) und 9,07 US-$ je Barrel (Petroamazonas) durchschnittliche Förderkosten von 8,60 US-$ je Barrel. Bildet man um diese ein Intervall von ± 50 %, mittels dessen die unterschiedlichen Förderbedingungen und Förderphasen berücksichtigt werden sollen, ergeben sich Förderkosten von 4,30 bis 12,90 US-$ je Barrel.

Reuters (2009) schätzte die technischen Vollkosten von Ölprojektzen in Ecuador auf ca. 20 US-$ je Barrel.[481] Rechnet man die Förderkosten von durchschnittlich 8,60 US-$ je Barrel mittels des UOCI, der zwischen 2008/9 und 2014 um 15,3 % anstieg zurück, so hätten sich diese in den Jahren 2008/9 auf ca. 7,28 US-$ je Barrel belaufen. Die Explorations- und Erschließungskosten hätten somit in den Jahren 2008/9, basierend auf der Reuters-Schätzung, ca. 12,72 US-$ je Barrel betragen. Extrapoliert man diese Kosten nun mittels des UCCI, der zwischen 2008/9 und 2014 um 9,0 % anstieg in das Jahr 2014, so ergeben sich durchschnittliche Explorations- und Erschließungskosten von 13,86 US-$ je Barrel.

Die Bohrlochkosten belaufen sich in Ecuador, basierend auf Daten des Worldwide Oil Field Production Survey zur Tiefe der in der Förderphase befindlichen Lagerstätten (2.300 bis 3.400 Meter), der durchschnittlichen Fördermenge je Förderbohrloch (ca. 56.300 b/d im Jahr 2013)[482], einer unterstellten Förderphase von 20 Jahren je Förderbohrloch und unter Verwendung der in Abschnitt 5.2.1 vorgenommen Schätzungen zu den Bohrlochkosten (5,5 bis 8,9 Mio. US-$) auf ca. 4,88 bis 7,90 US-$ je Barrel. Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Lagerstätten ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 14,64 bis 23,70 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer Erschließungsdauer von fünf

---

[477] Vgl. Rio Napo (2014), S. 6, 11.
Berechnung der Betriebskosten je Barrel: Costos y gastos (ca. 160 Mio. US-$) / Fördermenge (25,7 Mio. Barrel). Damit sanken die Betriebskosten gegenüber 2012, als sie noch 6,86 US-$ je Barrel betragen sollten (Vgl. Rio Napo (2012), S. 7).
[478] Vgl. Petroamazonas (2015), S. 36.
[479] Vgl. Ebenda, S. 17, 23.
[480] Vgl. Ebenda, S. 18f.
[481] Vgl. Reuters (2009).
[482] Die Fördermenge des Landes betrug im Jahr 2013 gemäß Daten der OPEC (2014) ca. 192,1 Mio. Barrel bei ca. 3.414 Förderbohrlöchern.

bis sieben Jahren und des realen Diskontfaktors von 10 % ergeben sich somit durchschnittliche Erschließungskosten von 19,66 bis 35,34 US-$ je Barrel.
Wird für das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten wie üblich angenommen, dass dieses 0,27:1 beträgt, belaufen sich die Explorationskosten auf 3,95 bis 6,40 US-$ je Barrel. Aufgezinst unter der Annahme einer fünf jährigen Explorationsphase betragen diese 8,54 bis 16,75 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich Explorations- und Erschließungskosten von 28,20 bis 52,09 US-$ je Barrel.
Basierend auf der extrapolierten Reuters-Schätzung und den anhand der Bohrlochkosten ermittelten Kosten wird für die Explorations- und Erschließungskosten ein Intervall von 13,86 bis 52,09 US-$ je Barrel angenommen.
Wie bereits erörtert, hat die Umwandlung der Explorations- und Förderlizenzen in Werkverträge, bei denen die Betreiber von Ölprojekten einen fixen Betrag je gefördertem Barrel erhalten, zur Folge, dass die auf den Wert des geförderten Rohöls erhobene Royalty aus der Sicht ausländischer Betreibergesellschaften nicht mehr relevant ist. Somit werden in den Angebotskurven keine fiskalischen Elemente berücksichtigt.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.16 und 6.17 dargestellten Angebotskurven für das Jahr 2014.

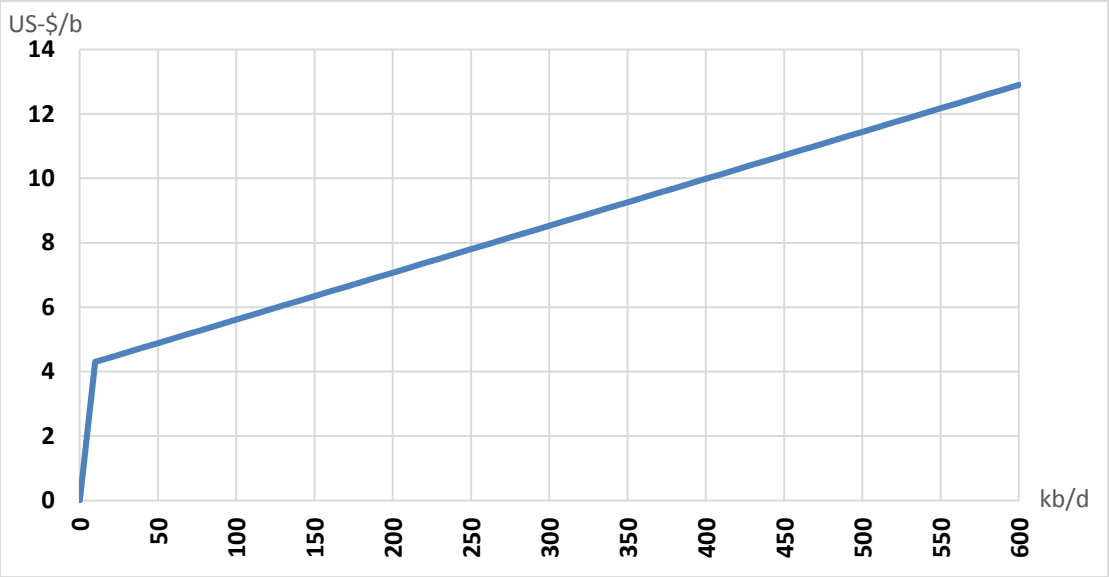


Abbildung 6.16: Kurzfristige Angebotskurven in Ecuador

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.16 zu sehen, belaufen sich die kurzfristigen Grenzkosten, gemäß der ermittelten Angebotskurve, auf maximal ca. 13 US-$ je Barrel. Somit würden die laufenden Kosten der in der Förderphase befindlichen Projekte erst bei einem Ölpreisrückgang unter ca. 13 US-$ je Barrel nicht mehr für jedes geförderte Barrel gedeckt.
Werden alle, in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden, technischen Kosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.17 dargestellte Vollkostenkurve für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes.

Demnach belaufen sich die technischen Vollkosten in Ecuador auf ca. 18 bis 65 US-$ je Barrel.

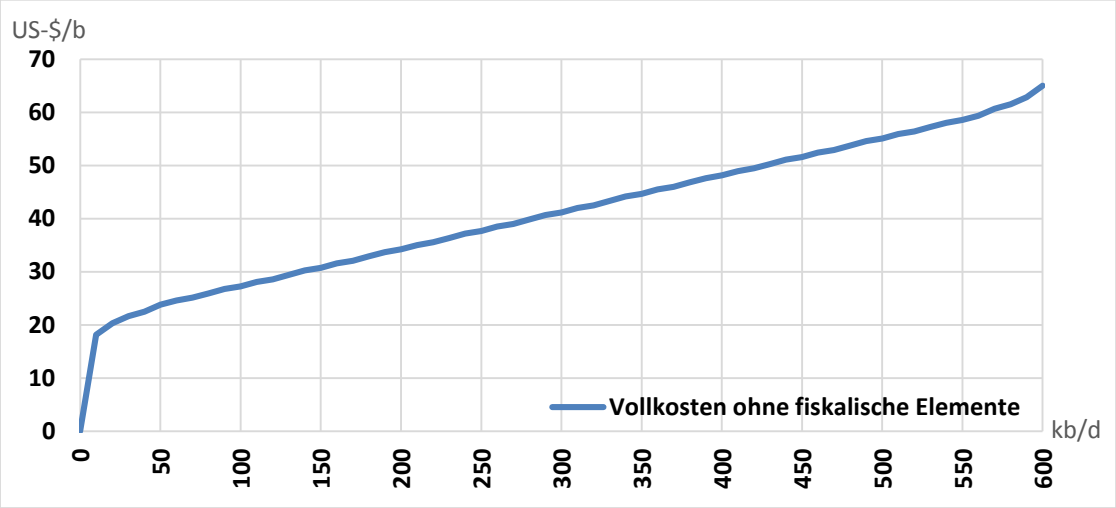


Abbildung 6.17: Ecuadorianische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

6.1.3.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß OPEC-Statistikjahrbuch (2015) beliefen sich die nachgewiesenen Ölreserven des Landes Ende 2014 auf ca. 8,3 Mrd. Barrel und die kumulierte Fördermenge bis Ende 2014 auf 5,3 Mrd. Barrel.[483] Die BGR (2014) schätzt die kumulierte Fördermenge des Landes bis einschließlich 2013 auf ca. 5,5 Mrd. Barrel und die Ölreserven auf ca. 8,8 Mrd. Barrel. Zudem nimmt sie Ressourcen von ca. 800 Mio. Barrel an.[484] Berücksichtigt man die Fördermenge von ca. 200 Mio. Barrel im Jahr 2014, würden sich die Ölreserven des Landes, gemäß BGR, auf noch ca. 8,6 Mrd. Barrel belaufen und die kumulierte Fördermenge auf ca. 5,3 bis 5,7 Mrd. Barrel. Gemäß der Hubbert-These würde somit noch Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge bestehen.

Campbell hingegen schätzt die förderbaren Vorkommen des Landes auf insgesamt 8 Mrd. Barrel, von denen bis einschließlich 2010 4,7 Mrd. Barrel gefördert wurden. Demnach würden lediglich 3,3 Mrd. Barrel verbleiben, von denen 3 Mrd. Barrel bereits entdeckt wurden.[485]

Während die Fördermenge des Landes gemäß Hubbert-These unter Berücksichtigung der OPEC-und BGR-Daten ihr Peak-Niveau erst in den kommenden Jahren erreichen sollte, müsste die Fördermenge unter Verwendung der Schätzungen von Campbell bereits rückläufig sein. So prognostiziert er auch einen jährlichen Rückgang der Fördermenge von 5 % aufgrund der Erschöpfung der Felder des Landes.[486]

---

[483] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[484] Vgl. BGR (2014), S. 73.
[485] Vgl. Campbell (2013), S. 245.
[486] Vgl. Campbell (2013), S. 246.

Im Jahr 2013 bildete Petroamazonas zusammen mit der weißrussischen Belorusneft und der chilenischen ENAP ein Joint-Venture zur gemeinsamen Exploration und Erschließung des Blocks 28 im Südosten des Landes.[487] Gemäß Petroamazonas sollen sich die Explorationskosten des Projekts auf ca. 25 Mio. US-$ und die Erschließungskosten auf ca. 370 Mio. US-$ belaufen. Gegenwärtig schätzt Petroamazonas die dortigen Ölreserven auf ca. 30 bis 50 Mio. Barrel.[488] Basierend auf diesen Schätzungen würden sich die Explorationskosten auf 0,50 bis 0,83 US-$ je Barrel belaufen und die Erschließungskosten auf 7,40 bis 12,33 US-$ je Barrel. Unter den in Kapitel 5 getroffenen Annahmen hinsichtlich Explorations- und Erschließungsdauer, ergeben sich aufgezinste Explorationskosten in Höhe von 1,08 bis 2,17 US-$ je Barrel und Erschließungskosten von 9,94 bis 18,38 US-$ je Barrel. Somit belaufen sich die Explorations- und Erschließungskosten auf 11,02 bis 20,55 US-$ je Barrel.

Darüber hinaus entdeckte die italienische Ölgesellschaft ENI, die im Rahmen eines Werkvertrags seit dem Jahr 2010 den Block 10 vor der Küste des Landes betreibt und dort ca. 12.500 b/d fördert, eine neue Lagerstätte mit geschätzten Vorkommen (original oil in place) in Höhe von ca. 300 Mio. Barrel.[489]

Großes Potential hinsichtlich der zukünftigen Ölgewinnung in Ecuador bietet das bereits erörterte Yasuni-ITT-Gebiet im Amazonasgebiet mit Ölreserven in Höhe von ca. 850 bis 900 Mio. Barrel. Nachdem das Moratorium für das Gebiet im Sommer 2013 beendet wurde, wurden im Mai 2014 Bohrgenehmigungen an Petroamazonas für den in diesem Gebiet befindlichen Block 43, der die Tiputini und Tambococha-Felder beinhaltet, vergeben. Diese Felder enthalten ca. die Hälfte der Reserven des ITT-Blocks und der Förderbeginn wird aktuell für das Jahr 2016 erwartet. Jüngere Schätzungen aus den Jahren 2013 und 2014 sehen die Erschließungskosten für die Gebiete um den Fluss Tiputini bis 2018 bei ca. 1,5 Mrd. US-$, für Tiputini und Tambococha bei 2,8 Mrd. US-$ und für alle drei Gebiete bei ca. 5 Mrd. US-$. Der Fördermengenpeak aus dem ITT-Projekt wird auf ca. 200.000 bis 225.000 b/d geschätzt, die 2019 erreicht werden sollen.[490] Die Erschließungskosten belaufen sich, basierend auf den Schätzungen zu Reserven und Erschließungskosten, auf ca. 5,56 bis 5,88 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von ca. 7,47 bis 8,77 US-$ je Barrel. Unter der üblichen Annahme hinsichtlich des Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten ergeben sich Explorationskosten von 1,50 bis 1,59 US-$ je Barrel. Aufgezinst belaufen sich diese auf 3,24 bis 4,16 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von ca. 10,71 bis 12,93 US-$ je Barrel. Dass die Explorations- und Erschließungskosten im Vergleich zu den bereits in der Förderphase befindlichen Ölprojekten gering ausfallen, lässt sich mit

[487] Vgl. Belorusneft (o. J.).
[488] Vgl. Petroamazonas EP (2015), S. 72.
[489] Vgl. ENI (2014).
[490] Vgl. EIA (2015, Ecu), S. 4; Vaughan (2014); Alvaro (2014) und Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica (2013).

der Größe der Vorkommen und der Tatsache, dass diese Gebiete des Landes bisher noch nicht erschlossen worden sind, begründen.
Da bereits zu Beginn der Förderphase sekundäre Fördermethoden angewandt werden sollen und es sich bei dem, in den ITT-Lagerstätten befindlichen, Öl um Schweröl handelt,[491] soll für die Förderkosten eine Spanne von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen werden. Somit ergeben sich technische Vollkosten von 15,71 bis 32,93 US-$ je Barrel.
Für die Erstellung der Angebotskurven für die Jahre 2019 und 2024 wird, basierend auf den bereits erörterten Prognosen zum Fördermengenpeak, die Annahme getroffen, dass die Fördermenge aus den ITT-Feldern im Jahr 2019 ihr Peak-Niveau von 210.000 b/d erreicht.
Für das Joint-Venture-Projekt in Block 28 liegen bisher – ebenso wie für die in Block 10 entdeckte Offshore-Lagerstätte – noch keine Informationen vor, die eine Abschätzung des Förderbeginns ermöglichen. In Block 28 sollte die Fördermenge aufgrund der relativ geringen Vorkommen (Reserven in Höhe von 30 bis 50 Mio. Barrel) maximal ca. 10.000 bis 20.000 b/d erreichen.
Wie in Abschnitt 3.1.3.2 erläutert, können mittels sekundärer Fördermethoden ca. 25 bis 45 % der Vorkommen gefördert werden. Da bei Offshore-Lagerstätten üblicherweise sekundäre Fördermethoden angewandt werden, kann für die Ölvorkommen in Block 10 die Annahme getroffen werden, dass ca. 25 bis 45 % der 300 Mio. Barrel an Ölvorkommen gefördert werden können. Demnach würden sich die Reserven der Lagerstätte auf ca. 75 bis 135 Mio. Barrel belaufen. Bei einer Förderphase von 15 Jahren ergäbe sich eine durchschnittliche Fördermenge von ca. 14.000 bis 25.000 b/d.
Basierend auf den vorgenommenen Schätzungen werden die Blöcke 10 und 28 in den Angebotskurven des Jahres 2024 mit einer aggregierten Fördermenge von 50.000 b/d berücksichtigt. Die Explorations- und Erschließungskosten des Offshore-Projekts in Block 10 werden dabei unter der Annahme, dass sie sich am oberen Rand der Kostenspanne bisher erschlossener Projekte befinden, auf ca. 50 US-$ je Barrel geschätzt und die Förderkosten auf 5 bis 20 US-$ je Barrel, da auch bei diesem Projekt von Beginn an sekundäre Fördermethoden Anwendung finden sollten. Somit ergeben sich technische Vollkosten in Höhe von 45 bis 60 US-$ je Barrel. Für das Joint-Venture-Projekt in Block 28 werden die bereits erörterten Explorations- und Erschließungskosten von ca. 11,02 bis 20,55 US-$ je Barrel verwendet und Förderkosten von ca. 4,30 bis 12,90 US-$ je Barrel angenommen.
Für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekte des Landes wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % p. a. angenommen, da sich die Felder nahezu ausschließlich Onshore befinden. Auch entspricht dies der Schätzung von Campbell (2013) zur Fördermengenentwicklung des Landes. Für die ITT-Felder soll ebenfalls eine Rückgangsrate von 5 % nach dem Jahr 2019 unterstellt werden.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.18 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

[491] Vgl. Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica (2013).

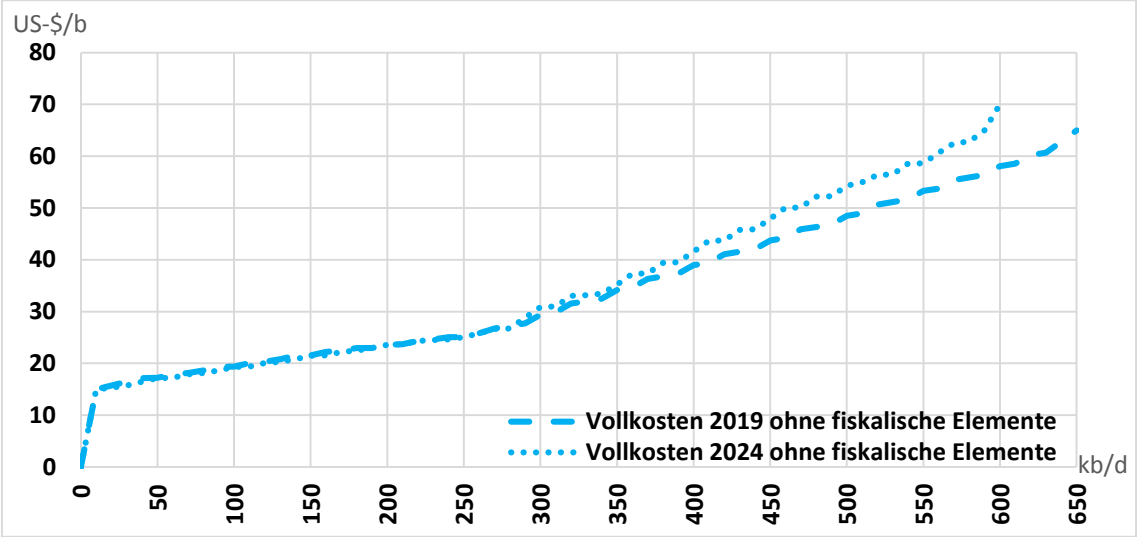


Abbildung 6.18: Ecuadorianische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die ecuadorianische Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 650.000 b/d ansteigen und anschließend auf ca. 600.000 b/d im Jahr 2024 sinken. Während die Fördermenge aus bereits in der Förderphase befindlichen Ölprojekten bis zum Jahr 2019 auf ca. 450.000 b/d sinkt, tragen die ITT-Felder mit zusätzlichen ca. 200.000 b/d zur Fördermenge bei. Da die Explorations- und Erschließungskosten der ITT-Felder im Vergleich zu bereits in der Förderphase befindlichen Ölfeldern geringer ausfallen, weisen diese auch geringere Vollkosten auf.
Werden nur die entscheidungsrelevanten Grenzkosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.19 dargestellte langfristige Angebotskurve.

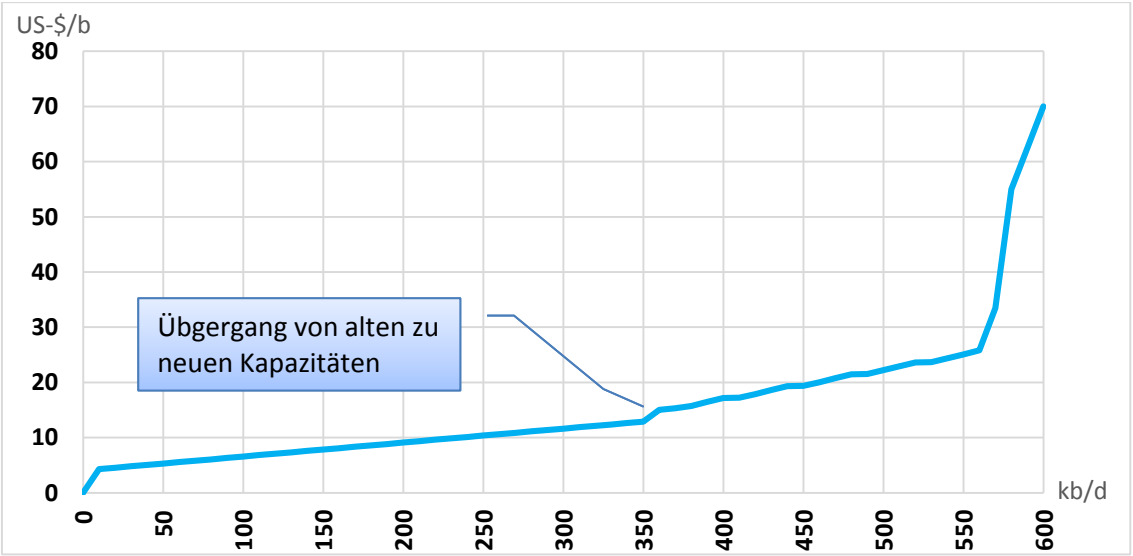


Abbildung 6.19: Langfristige Angebotskurve in Ecuador

Eigene Darstellung

Gemäß der ermittelten langfristigen Angebotskurve würden im Jahr 2024 noch etwa 0,35 mb/d aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten gefördert werden. Die technischen Grenzkosten der Förderung betragen bei diesen Projekten ca. 5 bis 13 US-$ je Barrel.

Etwa 0,25 mb/d würden aus solchen Projekten, insbesondere den ITT-Projekten stammen, bei denen die Erschließung noch aussteht. Während die Grenzkosten der ITT-Projekte bis zu etwa 33 US-$ je Barrel betragen, weist der Offshore-Block 10 mit bis zu 70 US-$ je Barrel deutlich höhere Grenzkosten auf.

Die prognostizierte Fördermenge unterliegt einem hohen Maß an Unsicherheit, da bspw. ungewiss ist, ob die ITT-Projekte tatsächlich bereits im Jahr 2016 die Förderphase und bis zum Jahr 2019 ihr avisiertes Peak-Niveau erreichen. Noch weniger lässt sich die Entwicklung in den Blöcken 10 und 28 prognostizieren. So stellt die Annahme, dass diese, bisher noch nicht in der Erschließungsphase befindlichen, Projekte im Jahr 2024 ihr Fördermengenpeak erreichen, das optimistischste Szenario dar. Zusätzliches Potential hinsichtlich der zukünftigen Fördermenge bieten wiederum solche Projekte, zu denen bisher noch keine Informationen vorliegen.

6.1.4 Iran

Der zu den Golfstaaten zählende Iran, der im Norden am Kaspischen Meer und im Süden am Persischen Golf liegt, gehört mit nachgewiesenen Ölreserven von 157,5 Mrd. Barrel und einer Fördermenge von durchschnittlich ca. 3,1 mb/d im Jahr 2014 zu den weltweit bedeutendsten Ölförderländern.[492]

Als Ursprung der jüngeren Geschichte des Iran kann die konstitutionelle Revolution der Jahre 1906 bis 1911 betrachtet werden, in deren Rahmen der Iran zu einer konstitutionellen Monarchie wurde, deren Staatsoberhaupt und Spitze der Exekutive der Schah war. Die neue Verfassung, die in ihrer Urform in der zweiten Jahreshälfte 1906 formuliert wurde, blieb in ihrer grundsätzlichen Ausgestaltung bis zur Islamischen Revolution 1979 gültig.[493]

Die islamische Revolution von 1979, angeführt von Ayatollah Khomeini, brachte nach einem Bevölkerungsreferendum die Wandlung zu einer sog. islamischen Republik, deren Staatsoberhaupt der „Oberste Führer der Islamischen Revolution" sein sollte, der mit weitreichenden Befugnissen – wie Veto gegen Entscheidungen von Exekutive und Legislative und Absetzung des Präsidenten – ausgestattet ist. Regierungschef ist der Präsident, der alle vier Jahre vom Volk gewählt wird und maximal zwei Amtsperioden amtieren darf.[494]

Die bedeutendsten Ereignisse seit der islamischen Revolution stellten die Besetzung der US-Botschaft zwischen November 1979 und Januar 1981, der Krieg gegen den Irak von September 1980 bis Juli 1988, der Tod Khomeinis und seine Nachfolge durch Ajatollah Ali Chamenei 1989 und in jüngerer Vergangenheit die Auseinandersetzungen – insbesondere mit den USA und Israel – um das Atomprogramm des Landes und die damit verbundenen Sanktionen dar.[495]

6.1.4.1 Geschichte der iranischen Ölindustrie

Der Ursprung der iranischen Ölindustrie geht zurück auf eine vom persischen Schah im Jahr 1901 an den Engländer William Knox D'Arcy vergebene Konzession, in deren Rahmen die von ihm mitgegründete Anglo-Persian Oil Company (seit 1954 BP) 1908 die erste große Ölquelle des Iran entdeckte (bei Masdschid-i-Suleiman) und den wenig später erfolgten Bau der Pipeline zur 1912 eröffneten Raffinerie von Abadan.[496]

In den folgenden Jahren wurde die iranische Ölindustrie von der Anglo-Persian Oil Company dominiert, an der der britische Staat 1912 51 % der Anteile erwarb und damit verbunden einen langfristigen Liefervertrag abschloss um die Versorgungssicherheit der britischen Navy mit Treibstoff zu gewährleisten.[497]

---

[492] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[493] Siehe hierzu: Gronke (2009), S. 95ff. und Daniel (2001), S. 119ff.
[494] Vgl. Bundeszentrale für politische Bildung (2009) und Auswärtiges Amt (2015c).
[495] Vgl. Bundeszentrale für politische Bildung (2009).
[496] Vgl. Sampson (1976), S. 64f.
[497] Vgl. Marcel (2006), S. 16f.

Der britische Einfluss betraf in dieser Zeit sowohl die Ölindustrie als auch die Politik im Iran allgemein. So wurde der 1925 den Schah-Posten übernehmende Mohammed Reza Khan von Großbritannien unterstützt, was ihn aber nicht daran hinderte 1932, in Anbetracht sinkender Ölpreise und Einnahmen für den Iran, die Konzession mit der Anglo-Persian einseitig zu kündigen. Erst Ende April 1933 wurde ein neues Abkommen über eine Konzession mit einer Laufzeit von 60 Jahren (bis 1993) geschlossen. Gemäß dieses Abkommens wurde das Konzessionsgebiet um 3/4 verkleinert. Zudem sollte der Staat feste Förderzinsen in Höhe von 0,2 britischen Pfund (4 Schilling) pro Tonne, 20 % der Gewinne der Gesellschaft und eine, von der Geschäftsentwicklung unabhängige, jährliche Mindestausschüttung von 750.000 britischen Pfund erhalten.[498]

In den 1940er und 1950er Jahren wurde der Iran der bedeutendste Ölproduzent am Persischen Golf und die zu 51 % in britisch-staatlicher Hand befindliche Anglo-Iranian Oil Company (später BP) als dortiger Konzessionshalter der drittgrößte Ölproduzent der Welt.[499]

Zwischen 1945 und 1950 erzielte die Anglo-Iranian Oil Company Gewinne in Höhe von 250 Millionen britischen Pfund, während der iranische Anteil an den Gewinnen bei lediglich 90 Millionen britischen Pfund lag. Zudem waren sogar die von der britischen Regierung erzielten Steuereinnahmen aus dem Ölgeschäft höher als die Gewinnanteile des Iran. Dies sorgte in der iranischen Bevölkerung für Unmut.[500]

Am 28. April 1951 wählte das iranische Parlament den bisherigen Oppositionsführer Mohammed Mossadegh zum neuen Premierminister, der umgehend ein vom Parlament verabschiedetes Gesetz zur Verstaatlichung der iranischen Ölindustrie unterschrieb. Dieses trat bereits im Mai in Kraft. Im Laufe der folgenden Monate scheiterten jegliche Verhandlungsversuche der Anglo-Iranian mit der neuen Regierung und die Iraner übernahmen schrittweise die Raffinerie von Abadan.[501]

Großbritannien reagierte auf die Entwicklungen im Iran unter anderem mit der Verhängung eines Embargos gegen iranisches Öl. Das britische Embargo in Kombination mit einem mangelhaften Vertriebsnetz und einem Mangel an Kapital und Know-how der iranischen Arbeiter ließen die iranische Fördermenge innerhalb weniger Monate von ca. 660.000 b/d im Jahr 1950 auf nahezu Null sinken.[502]

Den Schlusspunkt der Enteignung der Anglo-Iranian stellte der 4. Oktober 1951 dar, als die letzten Mitarbeiter der Anglo-Iranian nach einem Ultimatum durch Mossadegh die Raffinerie in Abadan verlassen mussten.[503]

Auch nach dem Sturz von Mossadegh im August 1953 und der Rückkehr des Schahs nach Teheran erhielt die Anglo-Iranian (BP) ihr vormaliges Fördermonopol nicht zurück. So

---

[498] Vgl. Yergin (1991), S. 353f und Marcel, V. (2006), S. 20.
[499] Vgl. Bukold (2009), S. 26.
[500] Vgl. Yergin (1991), S. 560.
[501] Vgl. Sampson (1976), S. 123ff.
[502] Vgl. Bukold (2009), S. 26.
[503] Vgl. Yergin (1991), S. 577f.

wurde 1954 ein Konsortium geschaffen, dem neben BP noch Exxon, Mobil, Texaco, Socal, Gulf, Shell und die französische CFP angehören sollten.[504] Die iranischen Ölexporte setzten ab Oktober 1954 wieder ein. Ein Jahr später gaben die fünf amerikanischen Mitglieder des Konsortiums jeweils 1/8 ihrer Anteile zugunsten von neun kleineren (häufig als „Unabhängige“ bezeichnete) amerikanischen Ölgesellschaften auf.
Eine Übersicht über die Anteile der ausländischen Ölgesellschaften am Konsortium liefert Tabelle 6.7.

Tabelle 6.7: Zusammensetzung des Konsortiums im Iran

Ölgesellschaft	**Anteil am im Iran geförderten Öl**
BP (Anglo-Iranian)	40 %
Shell	14 %
Exxon	7 %
Mobil	7 %
Texaco	7 %
Socal	7 %
Gulf	7 %
CFP	6 %
Kleinere US-Ölgesellschaften	5 %

Quellen: Yergin (1991), S. 596 und Sampson (1976), S. 135.

Die von Mossadegh gegründete staatliche Ölgesellschaft NIOC (National Iranian Oil Company) sollte Eigentümerin der von BP erschlossenen Lagerstätten sowie den Förderanlagen und der Raffinerie in Abadan bleiben und das Rohöl den Konsortialteilnehmern entsprechend ihrer Anteile am Konsortium verkaufen.[505] Der praktische Einfluss der NIOC fiel zu dieser Zeit noch gering aus, da diese zwar die Hoheit über die iranischen Ölvorkommen innehatte, die Exploration, Erschließung und Ölförderung im Iran jedoch ausschließlich von den Konsortialteilnehmern durchgeführt wurde.[506]
Um eine Ölschwemme und einen dadurch verursachten Rückgang der Preise zu verhindern, einigten sich die im Iran tätigen Ölgesellschaften heimlich auf eine Fördermengenbeschränkung. Hierzu wurde eine Formel zur "Festsetzung der Gesamtmenge" (Aggregated Programmed Quantity, APQ) entwickelt, die die Gesamtfördermenge im Iran für das Folgejahr in Abhängigkeit von den Marktbedingungen festlegte und jeder Ölgesellschaft eine bestimmte Quote gemäß ihrem Anteil am Konsortium zuwies. Wollte eine Gesellschaft über ihre Quote hinaus Öl kaufen, sollte sie für dieses einen höheren Preis zahlen.[507]

---

[504] Vgl. Ströbele et al. (2010), S. 112.
Als Entschädigung für die verlorenen 60 % Anteil am iranischen Öl erhielt die Anglo-Iranian von den anderen Gesellschaften 90 Millionen Dollar und sollte zudem 10 Cent für jedes geförderte Barrel erhalten, bis eine Gesamtsumme von 500 Millionen Dollar erreicht wäre. (Vgl. Yergin (1991), S. 585-597).
[505] Vgl. Sampson (1976), S. 135f.
[506] Vgl. Yong (2013), S. 6.
[507] Vgl. Sampson (1976), S. 136 und Marcel (2006), S. 20f.

Nachdem die Konsortialteilnehmer 1959 und 1960 - wie in Abschnitt 4.3 erörtert - den offiziellen Listenpreis reduzierten, nach dem sich ihre Zahlungen an den Staat richteten, was wiederum rückläufige Staatseinnahmen für den Iran zur Folge hatte, gründete der Iran im September 1960 gemeinsam mit Saudi-Arabien, Venezuela, Kuweit und dem Irak die Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC) als Gegengewicht zu den großen internationalen Ölgesellschaften.
In den folgenden Jahren drängte der Schah das Konsortium mehrfach, die Fördermenge auszuweiten, höhere Abgaben je Barrel zu zahlen und Investitionen in Kapazitätsausweitungen zu tätigen. Hinsichtlich seiner Forderung nach höheren Abgaben war er 1968 - nachdem Großbritannien angekündigt hatte, alle Truppen vom Golf abzuziehen - mit Hilfe der amerikanischen und britischen Regierung erfolgreich.[508]
Die Verstaatlichung der iranischen Ölindustrie ereignete sich in den 1970er Jahren. So wurden die Konsortialteilnehmer 1973 von der NIOC vor die Wahl gestellt, entweder das Management und die Kontrolle über ihre (Förder-)Anlagen an die NIOC abzutreten oder alle Privilegien zu verlieren. Damit einher ging die Verabschiedung des Ölgesetzes von 1974, das das Ölgesetz von 1957 ersetzen sollte. Das neue Gesetz sah vor, dass fortan die staatliche Ölgesellschaft NIOC für alle Tätigkeiten im iranischen Up- und Downstream-Bereich zuständig sein sollte. Allerdings stand es ihr offen, diese Tätigkeiten an andere Ölgesellschaften zu übertragen. Dies sollte durch den Abschluss von Werkverträgen geschehen. Die nun als Dienstleister operierenden Konsortialteilnehmer erhielten zunächst einen 5-Jahres-Vertrag unter dem sie ihre Tätigkeiten durchführen sollten.[509]
Nach der islamischen Revolution 1979 schließlich löste das neu geschaffene Öl- und Gasministerium sämtliche Verträge mit den Ölgesellschaften auf und die NIOC übernahm alle, bisher von den ausländischen Ölgesellschaften durchgeführten, operativen Tätigkeiten.[510] Somit war die iranische Ölindustrie ab diesem Zeitpunkt ausschließlich in staatlicher iranischer Hand.
Wie in Abbildung 6.20 dargestellt, erreichte die Förderung flüssiger Energieträger im Iran ihren Höhepunkt in den Jahren 1973/74 während der ersten Ölkrise mit zwischenzeitlich über 6 mb/d.

[508] Vgl. Marcel (2006), S. 25.
[509] Vgl. Marcel. (2006), S. 30; Yong (2013), S. 6f und Shahri (2010), S. 118.
[510] Vgl. Marcel (2006), S. 30.

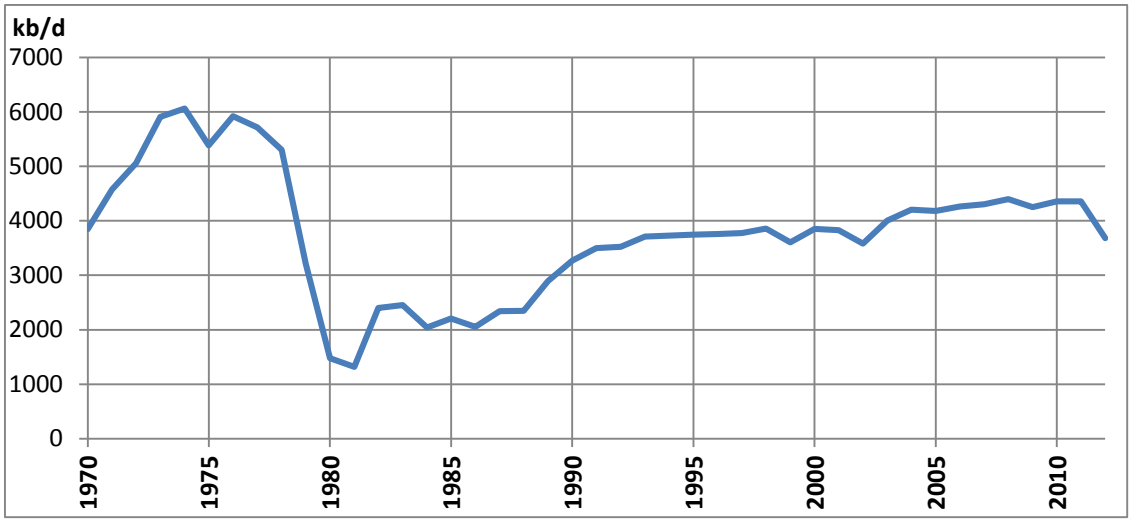


Abbildung 6.20: Fördermenge flüssiger Energieträger im Iran

Datenquelle: BP (2013).

Politische und soziale Unruhen führten im Herbst 1978 zu Streiks in den meisten Wirtschaftssektoren. Der Ölsektor war von diesen Streiks besonders stark betroffen.[511]
War der Iran bis zum Herbst 1978 mit einer Fördermenge von 6,1 mb/d noch einer der bedeutendsten globalen Ölproduzenten, so sank die Fördermenge bis zum Januar 1979 auf 0,7 mb/d und bereits Ende 1978 kamen die iranischen Ölexporte aufgrund der Unruhen im Land und der Abwanderung ausländischer Fachkräfte vorerst zum Erliegen.[512]
Im Januar 1979 verließ der Schah Teheran und am 1. Februar kehrte Ayatollah Khomeini nach Teheran zurück, wo er innerhalb kurzer Zeit sein neues Regime errichtete. Ab März 1979 steigerte der Iran seine Ölförderung und nahm auch den Export von Rohöl wieder auf. Beides jedoch auf einem niedrigeren Niveau als vor Beginn der Revolution.
In Reaktion auf die Geiselnahme von amerikanischen Mitarbeitern der US-Botschaft in Teheran im November 1979 verhängte US-Präsident Jimmy Carter ein Embargo gegen iranisches Öl und ließ iranische Guthaben einfrieren. Der Iran wiederum verbot den Verkauf von iranischem Öl an US-Unternehmen.[513]
Weiter verschärfte sich die Situation für die iranische Ölindustrie mit dem irakischen Angriff auf das Land am 22. September 1980, der den Anfang des ersten Golfkriegs markierte, welcher erst 1988 endete. So sorgten die irakischen Angriffe auf die weltweit größte Ölraffinerie im iranischen Abadan und iranische Öl-Verladehäfen sowie Städte mit Ölanlagen für einen erneuten Rückgang der iranischen Ölexporte.[514]
Die Entwicklungen seit der iranischen Revolution ließen die Explorationsprojekte im Iran, die bis dahin vom Konsortium der großen internationalen Ölgesellschaften betrieben

[511] Vgl. IFP (2007), S. 30.
[512] Das Exportvolumen sank von 4,5 mb/d im September auf weniger als 1mb/d im November (Yergin (1991), S. 837.) und Bukold (2009), S. 40.
[513] Vgl. Yergin (1991), S. 862-866.
[514] Vgl. Ebenda, S. 878.

worden waren, in den 1980er Jahren auf nahezu Null sinken. Wurden in den 1970er Jahren noch jährlich zwischen 10 und 25 Explorationsbohrungen vorgenommen, sank diese Zahl in den 1980er Jahren auf null bis drei.[515] Dies wirkte sich wiederum auf die Fördermenge aus. So blieb die durchschnittliche Fördermenge bis zum Ende des ersten Golfkriegs 1988 mit 2,0 bis 2,5 mb/d deutlich unter dem Niveau der 1970er Jahre.
Außerdem wurde 1987 das bis heute gültige Ölgesetz verabschiedet, das den Einfluss des 1979 geschaffenen Öl- und Gasministeriums vergrößerte und Investitionen ausländischer Investoren vollständig verbot. Für ausländische Ölgesellschaften verblieb durch dieses Gesetz lediglich die Möglichkeit unter Werkverträgen im iranischen Ölsektor tätig zu sein.[516]
Nach dem Ende des Golfkriegs im August 1988 wurde die Förderkapazität aus den bereits erschlossenen Ölfeldern langsam ausgebaut, so dass die Förderung bereits 1989 mit ca. 2,9 mb/d um durchschnittlich 500.000 b/d höher als 1988 lag. In den folgenden Jahren stieg die Fördermenge weiter an und erreichte in den Jahren 1992 bis 1999 zwischen 3,5 und 3,8 mb/d.
1993 wurde der NIOC erstmals seit der islamischen Revolution 1979 gestattet, Verträge mit ausländischen Ölgesellschaften abzuschließen. Der Haushaltsplan 1994 sah erstmals das Konstrukt von Buyback-Verträgen als Anreiz-Instrument für ausländische Investoren vor.[517] Bei diesen Buyback-Verträgen, die im kommenden Abschnitt ausführlich erörtert werden, handelt es sich um eine Art Werkvertrag.
Dieses neue Konstrukt war notwendig, um die ambitionierten, in den 5-Jahresplänen gesteckten, Ziele zur Ausweitung der Fördermenge zu erreichen. 1995 wurde der erste Buyback-Vertrag mit der französischen Ölgesellschaft Total zur Erschließung des Sirri A&E Ölfeldes abgeschlossen.[518]
1996 verabschiedeten die USA den „Iran und Libya Sanctions Act“ (ILSA) über wirtschaftliche Sanktionen gegen Libyen und den Iran. Durch die Sanktionen sollten Investitionen von US- und Nicht-US-Unternehmen in den beiden Ländern, insbesondere in deren Energiesektoren, unterbunden werden. So sollten Unternehmen, die im Iran größere Investitionen tätigen, Strafen zahlen. Zwar wurde dieses Gesetz durch die Bush-Regierung 2001 erneuert, doch wurde es nie wirklich konsequent umgesetzt. So wurde beispielsweise 1997 ein Abkommen getroffen, gemäß dem europäische Firmen nicht sanktioniert werden sollten.[519]
Im Sommer 1998 folgte die erste größere Vergaberunde, in deren Rahmen Buyback-Verträge mit internationalen Ölgesellschaften abgeschlossen wurden. So wurden Explorations-Verträge mit Laufzeiten zwischen drei und viereinhalb Jahren für fünf Blöcke an ausländische Ölgesellschaften vergeben. Während in zwei der fünf Blöcke keine rentabel

[515] Vgl. Wood Mackenzie (2009), S. 18.
[516] Vgl. Shahri (2010), S. 119.
[517] Vgl. Ebenda, S. 121f.
[518] Vgl. Kuhn und Jannatifar (2012), S. 207f.
[519] Vgl. Clawson (2013) sowie Van Groenendaal und Mazraati (2006), S. 3711.

gewinnbaren Ölvorkommen entdeckt wurden, stießen die die Explorationen durchführenden Ölgesellschaften in den anderen drei Blöcken zwischen 2003 und 2006 auf größere Lagerstätten mit wirtschaftlich förderbaren Vorkommen. Die Ausbeutung dieser Felder wird jedoch von Tochterunternehmen (PEDEC und IOOC) der staatlichen iranischen Ölgesellschaft NIOC übernommen.[520]
Im Jahr 2003 folgte eine Lizensierungsrunde für acht Offshore-Blöcke. Aufgrund geringen Interesses ausländischer Ölgesellschaften und der Tatsache, dass mit der Explorations-Lizenz keine weiteren Rechte zur Ausbeutung der Felder verbunden waren, wurden lediglich für drei der acht Blöcke Lizenzen vergeben. Die Explorationen der drei lizensierten Öl-Blöcke führten jedoch zu keinen bedeutenden Funden.[521]
Bei der Lizensierungsrunde für Explorationsblöcke im Jahr 2004, die unter neuen Buyback-Vertragsbedingungen stattfand und aufgrund zu schwacher Nachfrage zweimal verschoben werden musste, wurden von 16 ursprünglich ausgeschriebenen Blöcken lediglich für vier Lizenzen vergeben. Zwei dieser Projekte wurden aufgrund der politischen Unsicherheit im Iran und aus Umweltschutzgründen vorzeitig aufgegeben, während bei den verbliebenen beiden Projekten die Aussicht auf die Entdeckung rentabel gewinnbarer Vorkommen besteht.[522]
Die bislang letzte Lizensierungsrunde für Explorationen fand im Jahr 2007 statt. Lediglich für vier der ausgeschriebenen 17 Blöcke wurden Lizenzen vergeben, wobei auch bei dieser Runde die Frist einmal verlängert wurde.[523]

6.1.4.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der iranischen Ölindustrie

Den grundsätzlichen rechtlichen Rahmen für die Ölindustrie im Iran bilden die Verfassung von 1979, sowie das Ölgesetz von 1987.
Gemäß der iranischen Verfassung soll sich der Öl- und Gassektor („major minerals“) in staatlicher Hand befinden.[524] Durch die Formulierung "publicly owned and administered by the State" im Verfassungsartikel 44 werden gemäß Shahri (2010, S. 120) auch jedwede private Beteiligungen – sowohl einheimischer als auch ausländischer Investoren – ausgeschlossen.
Strikt verboten wird durch die Verfassung die Vergabe von Förderrechten (concessions) an ausländische Unternehmen, wobei der Öl-und Gassektor "mineral extraction" explizit als einer der betroffenen Sektoren genannt wird.[525]
Shahri (2010, S. 121) führt hierzu aus, dass durch die Formulierung "absolutely forbidden" auch keine Vergabe von Förderrechten durch das Parlament erfolgen kann. Die Verfassungsartikel führen seiner Meinung nach dazu, dass weder die Vergabe von Förderrechten, noch der Abschluss von PSVs und die Bildung von Joint-Ventures möglich sind.

---

[520] Vgl. Wood Mackenzie (2009), S. 11f und The Hindu Businessline (2013).
[521] Vgl. Wood Mackenzie (2009), S. 13.
[522] Vgl. Ebenda, S. 14.
[523] Vgl. Ebenda, S. 14f.
[524] Vgl. Iranische Verfassung (1979), Art. 44.
[525] Vgl. Ebenda, Art. 81.

Zudem sind Verträge, in denen Ausländern Anteile und Kontrolle (Artikel 44) und Eigentumsrechte (Artikel 45) eingeräumt werden, sowie solche, in denen ausländische Firmen gegründet werden (Artikel 81), gesetzlich nicht zulässig.[526]
Im Ölgesetz von 1987 werden die Formulierungen aus der Verfassung weiter konkretisiert. So heißt es in Artikel 2 mit Verweis auf Verfassungsartikel 45, dass alle Öl und Gasvorkommen und mit den Vorkommen verbundenen Anlagen Eigentum des Staates sind und von diesem verwaltet und kontrolliert werden.
Alle Aufgaben des Staates als Eigentümer der Vorkommen sollen dabei durch das 1981 eingerichtete Öl- und Gasministerium durchgeführt werden. Dies umfasst insbesondere:

- die Gründung staatlicher Ölgesellschaften zur Durchführung von Tätigkeiten im Ölsektor wie der Ausbeutung der Vorkommen (Artikel 4),
- die Überwachung aller Tätigkeiten im Ölsektor (Artikel 3 und 7),
- die Aushandlung von Verträgen (Artikel 5),
- das Verfassen von Vorschlägen über die Höhe von Investitionen (Artikel 6),
- Rekrutierung und Ausbildung von Arbeitskräften sowie Sicherung des Zugangs zu modernen Technologien (Artikel 10)

Gemäß Artikel 6 dürfen Investitionen im Ölsektor nur auf einen entsprechenden Vorschlag des Ölministeriums, der wiederum im jährlichen Haushaltsplan der Regierung berücksichtigt ist, vorgenommen werden. Ausländische Investitionen sind demnach grundsätzlich verboten. Darüber hinaus werden in Artikel 12 alle dem neuen Gesetz wiedersprechenden Gesetze und Regelungen mit Inkrafttreten des neuen Gesetzes für ungültig erklärt.[527]
Die nach der islamischen Revolution verabschiedeten Gesetze hatten zur Folge, dass eine Beteiligung ausländischer Unternehmen am iranischen Ölsektor nur sehr eingeschränkt möglich war. Um dennoch internationale Ölgesellschaften an der Exploration und Erschließung von Lagerstätten zu beteiligen, existiert seit den 1990er Jahren das noch heute verwendete Konstrukt der Buyback-Verträge. Bei diesen handelt es sich um Werkverträge. Bei den Buyback-Verträgen nimmt die ausländische Ölgesellschaft die Erschließung einer Lagerstätte im Auftrag der staatlichen Ölgesellschaft NIOC vor. Artikel 6 des Ölgesetzes, gemäß dem ausländische Investitionen im iranischen Upstream-Sektor verboten sind, wird dadurch entsprochen, dass die ausländische Ölgesellschaft die Erschließung im Namen der NIOC vornimmt. Im Gegenzug werden der Ölgesellschaft die dabei entstandenen Kosten erstattet und sie erhält eine Vergütung (renumeration fee). Diese Zahlungen werden durch die Erträge aus dem entsprechenden Ölfeld, wenn dieses die Förderung aufnimmt, geleistet. Alternativ wird das aus dem Feld geförderte Erdöl an die Ölgesellschaft zum aktuellen Ölpreis verkauft und dies mit den der Ölgesellschaft entstandenen Kosten verrechnet. Die Kosten der Erschließung werden nur bis zum im Vo-

[526] Vgl. Shahri (2010), S. 121.
[527] Vgl. Iranisches Ölgesetz (1987).

raus ausgehandelten, vertraglich fixierten, Betrag erstattet. Darüber hinausgehende Erschließungskosten sind von der ausländischen Ölgesellschaft zu tragen und werden nicht erstattet, sofern keine nachträglichen Vertragsänderungen vorgenommen werden.[528]
Sobald die Erschließung des Feldes abgeschlossen ist, so dass mit der Förderung begonnen werden kann, übernimmt die NIOC alle operativen Tätigkeiten, so dass ausländische Ölgesellschaften an der Ölförderung nicht beteiligt sind.[529]
Van Groenendaal und Mazraati (2006, S. 3713) erörtern in ihrer Studie zu den im Iran verwendeten Buyback-Verträgen sechs Hauptrisiken, welche ausländischen Ölgesellschaften entstehen, wenn sie einen solchen Vertrag abschließen:

- niedrige Ölpreise,
- höhere Erschließungskosten als vertraglich fixiert,
- Verzögerungen bei der Erschließung,
- geringer als erwartet ausfallende Fördermenge,
- Förderausfälle aufgrund von Unfällen,
- höher als erwartet ausfallende Förderkosten.

Diese Risiken können dazu führen, dass die interne Ertragsrate des Projekts für die ausländische Ölgesellschaft geringer als vorher vereinbart ausfällt. So stellen van Groenendaal und Mazraati (2006) fest, dass das Risiko zwischen der ausländischen Ölgesellschaft und der NIOC asymmetrisch verteilt ist, da von negativen Abweichungen fast ausschließlich die ausländische Ölgesellschaft betroffen ist, während sich die Erträge für die NIOC kaum ändern. In der asymmetrischen Verteilung der Risiken mag einer der wesentlichen Gründe dafür bestehen, dass in den vergangenen Vergaberunden nur für wenige der ausgeschriebenen Blöcke Buyback-Verträge abgeschlossen werden konnten.
Aufgrund des rechtlichen Rahmens, der keine Investitionen ausländischer Unternehmen im iranischen Ölsektor zulässt, existieren auch keine Royalties oder speziellen Steuern für den Ölsektor, so dass die fiskalische Behandlung der Ölindustrie im Iran nicht weiter berücksichtigt werden muss.

6.1.4.3 Gegenwart der Ölindustrie im Iran

Insbesondere während der Präsidentschaft von Mahmud Ahmadinedschad von August 2005 bis August 2013 führte der Konflikt um das iranische Atomprogramm in Kombination mit seiner aggressiven Rhetorik – vor allem gegenüber den USA und Israel – zu einer Verschärfung bestehender und Einführung neuer Sanktionen gegen den Iran, die besonders den Ölsektor betrafen. So ist es beispielsweise US-Bürgern und Unternehmen weder erlaubt, iranisches Öl oder Rohölprodukte zu handeln, noch entsprechenden Handel zu finanzieren. Auch sind Lieferungen von Gütern und Technologien für die iranische Ölindustrie untersagt.[530]

---

[528] Vgl. Ebrahimi und Khouzani (2003).
[529] Vgl. Van Groenendaal und Mazraati (2006).
[530] Vgl. U.S. Department of Treasury (2012).

Die EU wiederum verhängte im Juli 2010 Sanktionen gegen den Iran, die eine direkte Lieferung von Ausrüstung und Technologien für den iranischen Ölsektor sowie die praktische und finanzielle Unterstützung von Unternehmen, die sich im iranischen Ölsektor engagieren, verboten. Auch Investitionen im iranischen Ölsektor, z. B. über die Bildung von Joint-Ventures oder den Erwerb von Beteiligungen an im iranischen Ölsektor tätigen Unternehmen, wurde verboten.[531] Vor der Verhängung der Sanktionen abgeschlossene Verträge sollten von den Sanktionen jedoch unberührt bleiben.[532]
Im Oktober 2012 weitete die EU ihre Sanktionen gegen den Iran aus. So wurde nun auch der Handel von iranischem Erdgas und der Bau – und die Unterstützung des Baus – von für den Iran bestimmten Öltankern verboten.[533]
Wie beabsichtigt, hatten die Sanktionen einen erheblichen Rückgang ausländischer Investitionen im iranischen Ölsektor zur Folge. So wurden gemäß der amerikanischen Energieagentur eine Reihe von Upstream-Projekten mit ausländischer Beteiligung eingestellt und andere in die Zukunft verschoben.[534]
Dies hatte den in Abbildung 6.21 zu sehenden, drastischen Einbruch der iranischen Förderkapazität – und in Folge dessen auch tatsächlichen Fördermenge – um über 1 mb/d seit Mitte 2010 zur Folge.

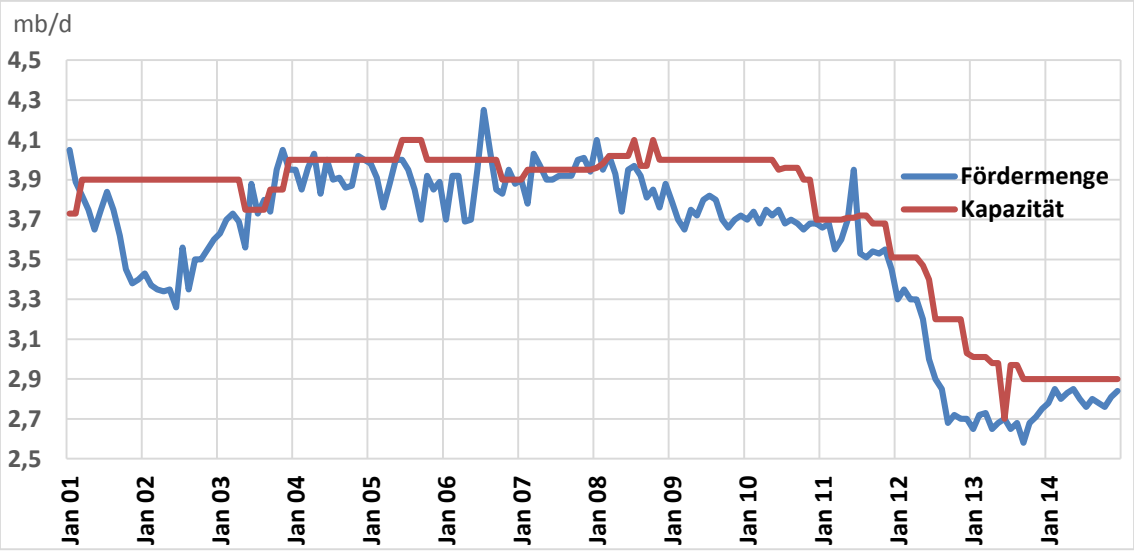


Abbildung 6.21: Fördermenge und Förderkapazität im Iran

Datenquelle: IEA (diverse).

Der Rückgang der Förderkapazität lässt sich nicht nur mit den gesunkenen Investitionen ausländischer Ölgesellschaften in neue Upstream-Projekte, sondern auch durch die sinkende Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Ölfeldern, erklären. So schätzt die US-Energieagentur den natürlichen Fördermengenrückgang aus "reifen"

[531] Vgl. Council of the European Union (2010), Art. 4-6.
[532] Vgl. Ebenda, Art. 7.
[533] Vgl. Council of the European Union (2012), Art. 1.
[534] Vgl. EIA (2014, Iran), S. 2.

Feldern im Iran auf 8 bis 11 Prozent und Wood Mackenzie sah die entsprechende Rate, bei einem Ausbleiben von Investitionen zur Erhöhung der Förderung, bei 7 bis 10 Prozent. Daten derselben Studie wiesen für fünf ältere Ölfelder im Zeitraum von 2000 bis 2009 durchschnittliche Rückgangsraten von 1,3 bis 3,4 % auf.[535]
Offshore-Projekte werden im Iran von der Iranian Offshore Oil Company (IOOC), einer Tochtergesellschaft der NIOC, betrieben. Gemäß IOOC werden Offshore-Projekte in fünf Gebieten durchgeführt. Das hinsichtlich der Fördermenge bedeutendste Gebiet stellt der Kharg-District im Nordosten des Persischen Golfs dar. Die drei Ölfelder dieses Gebiets, unter denen sich das, mit einer gemäß EIA, Fördermenge von ca. 175.000 b/d größte Offshore-Ölfeld Abuzar befindet (gemäß IOOC 140.000 b/d), weisen gemäß IOOC eine Gesamtfördermenge von 320.000 b/d auf. Die weiteren im Persischen Golf gelegenen Gebiete Sirri-District (100.000 b/d)), Lavan-District (105.000 b/d), Queshm-District (16.000 b/d, Ziel Ausweitung auf 40.000 b/d) und Bagheran-District (ca. 190.000 b/d) tragen mit weiteren ca. 410.000 b/d zur Offshore-Förderung bei.[536] Da auf der Internetpräsenz der IOOC keine Angaben zur Aktualität der Daten gemacht werden und sich diese zum Teil auf das Jahr 2005 beziehen, unterliegt die auf diesen Daten basierenden Schätzung einer Offshore-Gesamtfördermenge von ca. 730.000 b/d einem hohen Maß an Unsicherheit. Auch ließen sich zur iranischen Offshore-Förderung keine aktuellen Daten finden. Unter Berücksichtigung des Rückgangs der iranischen Fördermenge von durchschnittlich 3,7 bis 3,9 mb/d in den Jahren 2003 bis 2011 auf durchschnittlich ca. 2,8 mb/d im Jahr 2014 und unter der Annahme, dass die Rückgangsrate On- und Offshore in etwa gleich hoch ausfiel, würde die Offshore-Förderung aktuell noch etwa 540.000 b/d betragen und somit mit ca. 20 % zur iranischen Fördermenge beitragen. Aufgrund der maximalen Wassertiefe von ca. 100 Metern im Persischen Golf handelt es sich dabei ausschließlich um Flachwasser-Projekte.

6.1.4.4 Ermittlung der iranischen Kostenkurven für 2014

Grundsätzlich lassen sich die Ölfelder im Iran mit denen des Irak und Saudi-Arabiens vergleichen. Die internationale Energieagentur schätzte die Förderkosten für sehr große (super giant) Onshore-Felder mit einer Fördermenge von über 1 mb/d im Irak auf ca. 2 US-$ je Barrel und bei Erweiterungen von Onshore-Feldern in Saudi-Arabien mit einer Fördermenge von 0,5 mb/d auf ca. 2 bis 3 US-$ je Barrel.[537] Gemäß EIA (2013) betrug die Fördermenge der beiden, in dieser Hinsicht größten, Ölfelder Ahwaz und Marun 0,75 bzw. 0,5 mb/d.[538]
Al-Attar und Alomair (2005) schätzten die Förderkosten im Iran auf 2,50 US-$ je Barrel.[539] Extrapoliert man diese mittels des UOCI, der bis 2014 um 57 % anstieg, in das Jahr 2014, ergeben sich Förderkosten von 3,93 US-$ je Barrel. Unterstellt man eine maximale

[535] Vgl. Wood Mackenzie (2009), S. 23 und S. 25 sowie EIA (2014, Iran), S. 11.
[536] Vgl. EIA (2014, Iran), S. 12 und Iranian Offshore Oil Company (o. J.).
[537] IEA (2013), S. 366.
[538] Vgl. EIA (2013, Iran).
[539] Vgl. Al-Attar und Alomair (2005), S. 250.

Abweichung von ±50 % um diesen Mittelwert, ergibt sich für die Förderkosten ein Intervall von 1,97 bis 5,90 US-$ je Barrel. Dieses wird für die kleineren Felder des Landes angenommen.
Gemäß Reuters (2009) betrugen die Vollkosten von Ölprojekten im Iran in den Jahren 2008/9 ca. 10 bis 15 US-$ je Barrel.[540] Unter Berücksichtigung des Anstiegs der Kosten im Upstream-Bereich, basierend auf der Entwicklung des UCCI und UOCI zwischen 2008/9 und 2014, der sich auf 11,7 % belief, würden sich für 2014 Vollkosten in Höhe von 11,7 bis 16,76 US-$ je Barrel ergeben.
Die Bohrlochkosten je Barrel lassen sich basierend auf der Bohrlochtiefe und Produktivität je Bohrloch schätzen. Im Jahr 2013 betrug die durchschnittliche Fördermenge je Bohrloch im Iran ca. 457.000 Barrel.[541] Bei einer durchschnittlichen Tiefe der in der Förderphase befindlichen Onshore-Ölfelder von 1.000 bis 4.300 Metern[542], einer angenommenen Förderdauer von 20 Jahren und den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen zu den Bohrlochkosten ergeben sich Erschließungskosten je Förderbohrloch in Höhe von 0,22 bis 1,31 US-$ je Barrel. Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass diese Kosten bei Onshore-Feldern ca. ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 0,66 bis 3,93 US-$ je Barrel. Bei einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 0,89 bis 5,86 US-$ je Barrel.
Die Explorationskosten würden sich, gemäß dem in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten, auf ca. 0,18 bis 1,06 US-$ je Barrel belaufen. Bei einer durchschnittlichen Explorationsdauer von fünf Jahren ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 0,39 bis 2,78 US-$ je Barrel, so dass sich die Explorations- und Erschließungskosten der Onshore-Felder auf 1,28 bis 8,64 US-$ je Barrel belaufen.
Die bereits in der Förderphase befindlichen Offshore-Lagerstätten des Landes befinden sich in Tiefen von ca. 900 bis 3.400 Metern. Unter der Annahme einer 15-jährigen Förderung aus Bohrlöchern bei Flachwasser-Projekten, ergeben sich Bohrlochkosten von 0,66 bis 3,24 US-$ je Barrel. Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Offshore-Projekten ca. 25 % an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 2,64 bis 12,96 US-$ je Barrel. Bei einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 3,55 bis 19,32 US-$ je Barrel. Die Explorationskosten betragen, basierend auf den getroffenen Annahmen, 0,71 bis 3,50 US-$ je Barrel und aufgezinst 1,54 bis 9,16 US-$ je Barrel, so dass sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten bei den Offshore-Feldern des Landes auf 5,09 bis 28,48 US-$ je Barrel belaufen.

---

[540] Vgl. Reuters (2009).
[541] Die iranische Fördermenge betrug im Jahr 2013 gemäß IEA (Monthly Oil Market Report April 2015) ca. 978 Mio. Barrel, die Anzahl aktiver Förderbohrlöcher betrug basierend auf den Daten der OPEC (2014) und des Oil & Gas Journal (2014) ca. 2.140.
[542] Daten aus Oil & Gas Journal (2014).

Für 2014 wird, ausgehend von der durchschnittlichen Förderkapazität in Höhe von 2,9 mb/d, die Annahme getroffen, dass 2,3 mb/d Onshore und 0,6 mb/d Offshore gefördert werden können. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.22 und 6.23 dargestellten Kostenkurven für das Jahr 2014.

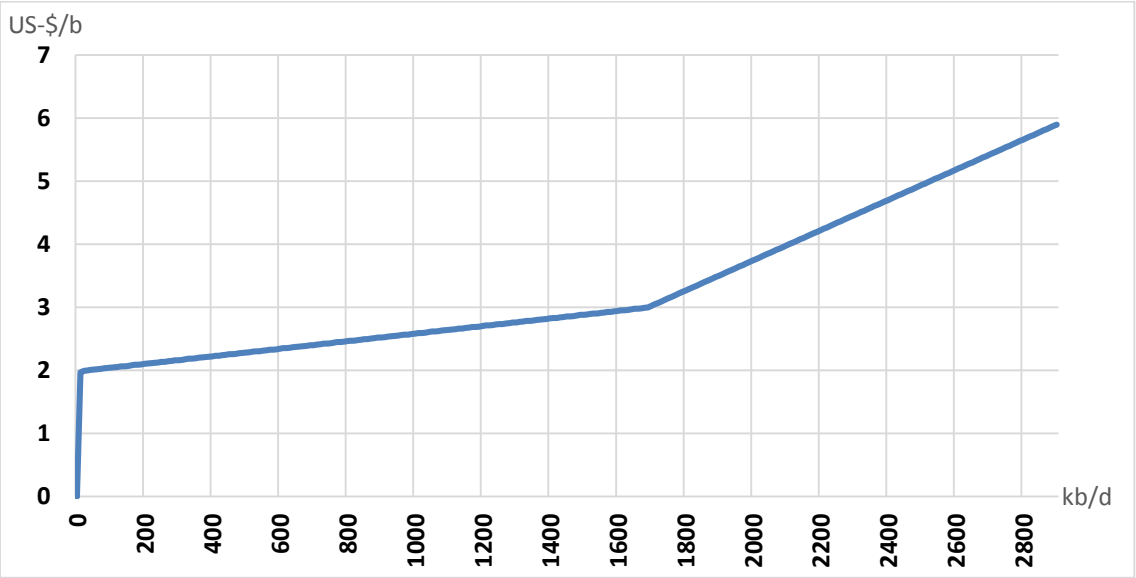


Abbildung 6.22: Kurzfristige Angebotskurve im Iran

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.22 zu sehen, belaufen sich die kurzfristigen Grenzkosten auf ca. 2 bis 6 US-$ je Barrel. Erst bei einem Ölpreis unter 6 US-$ je Barrel käme es demnach zu ersten Fördermengenkürzungen aus den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten. Da ausländische Ölgesellschaften, die im iranischen Upstream-Sektor tätig sind, ausschließlich unter Buyback-Verträgen agieren und die Ölförderung durch die staatliche Ölgesellschaft NIOC betrieben wird, finden fiskalische Elemente bei der Erstellung der iranischen Kostenkurven keine Berücksichtigung

Werden alle, während der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden, technischen Kosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.23 dargestellte Vollkostenkurve. Demnach betragen die Vollkosten der Förderung von ca. 2,4 mb/d weniger als 15 US-$ je Barrel und steigen für die bereits in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes auf maximal ca. 35 US-$ je Barrel an, so dass erst bei einem langfristig unter dieses Niveau sinkendem Ölpreis erste Projekte unrentabel würden.

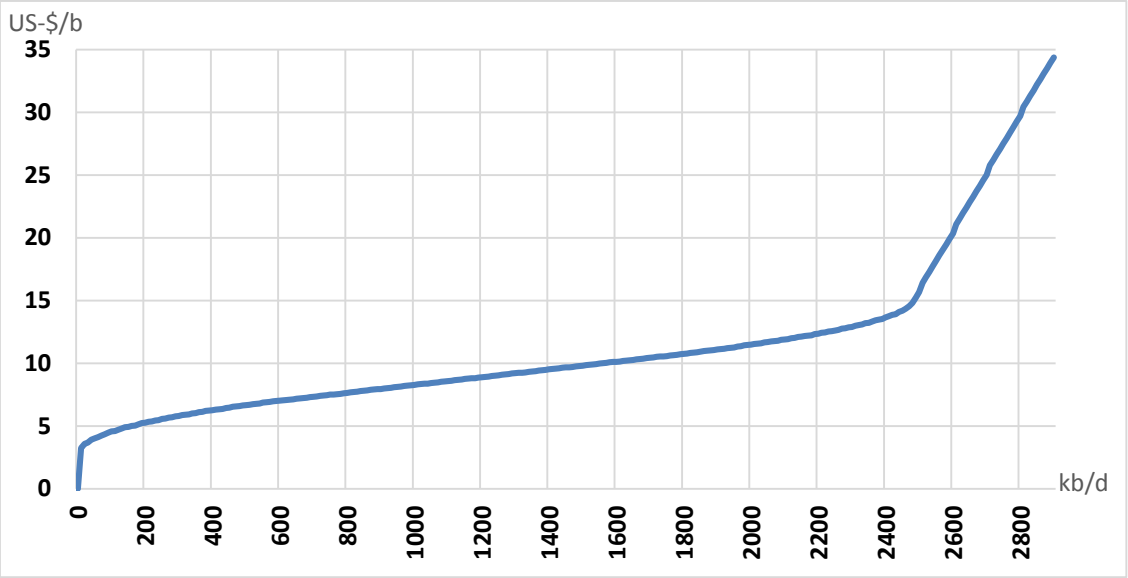


Abbildung 6.23: Iranische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

6.1.4.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Schätzungen zu den noch vorhandenen Ölvorkommen des Landes variieren sehr stark. So gehörte der Iran zu den OPEC-Mitgliedern, die in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre ihre offiziellen Reserven ausweiteten (gemäß BP von 59 (1985) auf 92,9 Mrd. Barrel (1986)),[543] um eine höhere Förderquote zugewiesen zu bekommen. Die Ausweitung der nachgewiesenen Reserven um 30,6 Mrd. Barrel von 2001 auf 2002 geht vor allem auf die Beurteilung der Vorkommen im 1999 entdeckten Azadegan-Feld zurück, dessen Ölreserven auch die EIA im Jahr 2013 noch auf 26 Mrd. Barrel schätzte.[544] Gegenwärtig belaufen sich die offiziellen Reserven des Landes auf 157 Mrd. Barrel.[545] Von den 157 Mrd. Barrel sollen sich gemäß EIA ca. 70 % (ca. 110 Mrd. Barrel) in Onshore-Lagerstätten und die verbleibenden 30 % (ca. 47 Mrd. Barrel) in Offshore-Lagerstätten befinden. Der Großteil der Offshore-Vorkommen befindet sich dabei im Persischen Golf, wohingegen sich die Reserven im Kaspischen Meer auf lediglich ca. 500 Mio. Barrel belaufen sollen.[546]

Zieht man die Ausweitung der Reserven von 1985 auf 1986 um 33,9 Mrd. Barrel in Zweifel und berücksichtigt darüber hinaus, dass die Schätzungen zu den Reserven des Azadegan-Feldes sich mittlerweile auf nur noch 6 bis 7 Mrd. Barrel belaufen und damit um mindestens 19 Mrd. Barrel geringer sind, als noch vor wenigen Jahren – und auch die jüngste Ausweitung der Reserven sich nicht durch die Entdeckung neuer Vorkommen erklären lässt – dürften die nachgewiesenen iranischen Reserven tatsächlich um mindestens 67 Mrd. Barrel geringer sein als offiziell ausgewiesen und somit nur ca. 90 Mrd. Barrel betragen.

---

[543] Vgl. BP (2014).
[544] Vgl. BP (2014) und EIA (2013, Iran).
[545] Vgl. BP (2014) und EIA (2014, Iran), S. 8.
[546] Vgl. EIA (2014, Iran) S. 9.

Campbell (2013) schätzt die iranischen Reserven mit 72 Mrd. Barrel bekannten und 13 Mrd. noch zu entdeckenden – insgesamt 85 Mrd. Barrel – noch geringer ein.[547]
Gemäß OPEC betrug die kumulierte Fördermenge des Iran bis einschließlich 2014 ca. 70,3 Mrd. Barrel.[548] Basierend auf der Hubbert-These lässt sich, zum einen aufgrund der großen Unsicherheiten über die Ölreserven des Landes und zum anderen aufgrund der, seit den 1980er Jahren häufig hinter dem eigentlichen Potential zurückbleibenden Fördermenge, kaum eine verlässliche Prognose über die zukünftige Entwicklung der iranischen Ölförderung vornehmen.
Gemäß der, für die Erschließung von Öl- und Gasfeldern zuständigen, PEDEC (Petroleum Engineering & Development Company), einer Tochtergesellschaft der NIOC, befinden sich aktuell über zehn Projekte in der Erschließungsphase bzw. der Planungsphase zur Erschließung.[549] Projekte, für die Daten zu Erschließungskosten und Ölvorkommen vorliegen, sind in Tabelle 6.8 zusammengefasst.

Tabelle 6.8: Aktuelle und geplante Erschließungsprojekte im Iran

Projekt	**Reserven (in Mrd. Barrel)**	**Erschließungskosten (in Mrd. US-$)**	**Kosten je Barrel (in US-$)**
South Azadegan	6 - 7 (**)	Ca. 5,9 (*)	1,2 – 1,4
North Azadegan		Ca. 2,5 (*)	
Yadavaran	3,2 (**)	Ca. 2,2 - 2,95 (*, **)	0,7 – 0,9
Yaran	1,0 - 1,1 (**, ****) (oil in place)	Ca. 1,5 – 1,6 (*)	1,3 – 1,6
Zagheh	3,0 (**) (oil in place)	Ca. 2,6 – 2,9 (*)	0,9 – 1,0
Azar	0,4 (***) 2,5 oil in place	Ca. 1,4 – 1,9 (*, ***)	3,5 – 4,8

Datenquellen siehe Fußnote.[550]

Die Erschließungskosten der, in Tabelle 6.8 zusammengefassten, bisher noch nicht in der Förderphase befindlichen, Onshore-Projekte, betragen zwischen 0,7 und 4,8 US-$ je Barrel. Nimmt man an, dass der Anteil tatsächlich förderbaren Rohöls in den Feldern Yaran und Zagheh analog zum Azar-Feld 16 % beträgt, würden sich die Erschließungskosten dieser Felder auf 5,6 bis 10 US-$ je Barrel belaufen. Somit ergibt sich hinsichtlich der Erschließungskosten von Onshore-Feldern eine Spanne von 0,7 bis 10 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsdauer ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 0,94 bis 14,91 US-$ je Barrel. Unter der Annahme

[547] Vgl. Campbell (2013), S. 281.
[548] Vgl. OPEC (2015), S. 27.
[549] Vgl. PEDEC (o. J.).
[550] (*) PEDEC (o. J.); (**) EIA (2014, Iran), S. 14f; (***) Iran Petro Energy Information Network (2014) und (****) Iran Daily (2015).

eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 0,19 bis 2,70 US-$ je Barrel und aufgezinste Explorationskosten von 0,41 bis 7,07 US-$ je Barrel. Demnach würden sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 1,35 bis 21,98 US-$ je Barrel belaufen.
Aufgrund der gegen den Iran verhängten Sanktionen sind an den gegenwärtigen Erschließungsprojekten keine Ölgesellschaften aus EU-Ländern und Nordamerika beteiligt.
Das bedeutendste der gegenwärtigen Projekte stellt die Erschließung des Azadegan-Feldes nahe der Grenze zum Irak dar. Mit nachgewiesenen Reserven in Höhe von ca. 6 bis 7 Mrd. Barrel handelt es sich bei dem 1999 entdeckten Feld um den größten Ölfund des Landes in den vergangenen 30 Jahren. Das Feld unterteilt sich in einen Nord- und einen Süd-Abschnitt.
Der Nord-Abschnitt wird von der chinesischen CNPC über einen Buyback-Vertrag erschlossen. Die erste Phase des zweistufigen Projekts soll in einer Fördermenge von 75.000 b/d resultieren. Der Förderstart soll 2015/16 erfolgen. Mit Abschluss der zweiten Erschließungsphase soll die Förderkapazität auf insgesamt 150.000 b/d ansteigen.[551]
Aus dem Süd-Abschnitt des Azadegan-Feldes wird seit 2007 Öl gefördert. Gemäß EIA beläuft sich die Fördermenge bisher auf ca. 50.000 b/d. Im Rahmen des gegenwärtigen Erschließungsprogramms soll die Kapazität gemäß PEDEC auf bis zu 600.000 b/d ausgebaut werden. Die EIA sieht die maximale Kapazität hingegen bei 260.000 b/d. Aufgrund sich häufender Projektverzögerungen löste die NIOC den, 2011 mit der chinesischen CNPC geschlossenen, Buyback-Vertrag im Jahr 2014 auf und führt das Projekt nun selbst durch.[552]
Daneben befindet sich gegenwärtig das Yadaravan-Projekt, das von der chinesischen Sinopec ebenfalls über einen Buyback-Vertrag durchgeführt wird, in einem fortgeschrittenen Stadium der Erschließung. Das Yadaravan-Feld mit 3,2 Mrd. Barrel Reserven im Iran befindet sich im iranisch-irakischen Grenzgebiet, so dass es sowohl vom Iran als auch vom Irak ausgebeutet werden kann. Die Erschließung des Feldes erfolgt in mehreren Stufen und die Peak-Fördermenge soll ca. 300.000 b/d betragen. Gegenwärtig beträgt die Fördermenge ca. 25.000 b/d und soll bis Mitte 2015 auf ca. 85.000 b/d ansteigen. Durch die zweite Projektphase soll die Fördermenge bis 2018 um weitere 50.000 bis 100.000 b/d ausgeweitet werden und mit Fertigstellung der sich daran anschließenden dritten Erschließungsphase soll die Kapazität auf bis zu 300.000 b/d ansteigen.[553]
Nachdem sich die iranische Ölindustrie insbesondere in der zweiten Legislaturperiode von Mahmud Ahmadinedschad von 2009 bis 2013 negativ entwickelt hatte, scheinen sich die Perspektiven seit dem Amtsantritt des neuen iranischen Präsidenten Hassan Rohani am 3. August 2013 zu verbessern.

---

[551] EIA (2014, Iran), S. 14.
[552] EIA (2014, Iran), S. 14 und PEDEC (o. J.).
[553] EIA (2014, Iran), S. 14 und PEDEC (o. J.).

So setzte er den, bereits von 1997 bis 2005 amtierenden, Ölminister Bijan Namdar-Zanganeh wieder ein, unter dem die ersten Buyback-Verträge mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen worden waren. Sein Ziel formulierte Namdar-Zanganeh im Erreichen des Förderniveaus vor dem Jahr 2005 (ca. 4 mb/d).[554]
Ob und wann westliche internationale Ölgesellschaften wieder im Iran investieren, hängt einerseits von den Entwicklungen im Konflikt um das iranische Atomprogramm ab, die über die zukünftige Handhabung von Sanktionen gegen den Iran entscheiden, und zum anderen von der Ausgestaltung zukünftiger Vereinbarungen zwischen dem Staat und ausländischen Ölgesellschaften. So sieht die Financial Times die größten Probleme für ausländische Ölgesellschaften in der bisherigen Ausgestaltung der Buyback-Verträge, die den ausländischen Investoren im besten Fall eine Rendite von 15 % zusichern.[555]
Sollten die ausländischen Investitionen, die auch zur Steigerung der Förderraten aus älteren, bereits im Rückgang befindlichen Ölfeldern notwendig sind, nicht zunehmen, wird die iranische Ölförderung in der Zukunft weiter sinken. Die notwendigen Investitionen in Öl- und Gasprojekte, die hauptsächlich durch den Abschluss von Buyback-Verträgen erzielt werden sollen, werden im iranischen Fünfjahresplan für den Zeitraum 2010 bis 2015 mit 35 Mrd. US-$ jährlich veranschlagt.[556]
Die zukünftige Entwicklung der iranischen Fördermenge wird maßgeblich davon abhängen, ob die gegen das Land verhängten Sanktionen, die eine Hauptursache für den Rückgang der iranischen Ölförderung darstellen, bestehen bleiben. Bei einer Lockerung der den iranischen Ölsektor betreffenden Sanktionen scheint, unter Berücksichtigung des Rückgangs der Förderkapazität seit Verhängung der Sanktionen und der aufgrund dessen gestoppten und verzögerten Projekte, eine Ausweitung der iranischen Fördermenge möglich.
Vor der Verhängung der Sanktionen gegen den Iran im Juli 2010 betrug die Förderkapazität des Landes 4,0 mb/d, von denen ca. 3,2 mb/d aus Onshore-Projekten und 0,8 mb/d aus Offshore-Projekten stammten. Unterstellt man für die Onshore-Projekte einen natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % jährlich, so hätte die Kapazität im Jahr 2013 2,7 mb/d betragen. Unterstellt man für die Offshore-Projekte des Landes einen natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 %, hätte sich die Offshore-Kapazität im Jahr 2013 auf ca. 0,6 mb/d belaufen, so dass sich eine Gesamtförderkapazität von 3,3 mb/d im Jahr 2013 ergeben hätte. Stattdessen sank die Förderkapazität in Folge der Sanktionen bis auf 2,7 mb/d in Juni 2013 (vgl. Abb. 6.21). Die Differenz von ca. 0,6 mb/d lässt sich durch die gegen das Land verhängten Sanktionen erklären.
Für die Ermittlung der langfristigen Angebotskurven soll die Annahme getroffen werden, dass diese Förderkapazitäten bei einer Aufhebung der Sanktionen innerhalb weniger Monate wieder zur Verfügung stünden, da die entsprechenden Ölfelder wieder Zugang zu notwendigem Know-how und Technologien erhalten würden. Basierend auf der Vertei-

[554] Vgl. Foroohar (2013).
[555] Vgl. Chazan (2013a).
[556] Vgl. EIA (2014, Iran).

lung der Fördermenge zwischen Onshore- und Offshore-Projekten im Iran wird die Annahme getroffen, dass Onshore-Felder bei einer Beendigung der Sanktionen mit zusätzlichen ca. 480.000 b/d zur iranischen Fördermenge beitragen würden und Offshore-Felder mit ca. 120.000 b/d.
Gemäß US-Energieagentur erreichen bis einschließlich 2019 acht aktuell durchgeführte Erschließungsprojekte mit einer Peak-Förderkapazität von ca. 485.000 b/d die Förderphase. Für vier weitere Projekte mit einer Gesamtkapazität von ca. 475.000 b/d wird das Peak-Niveau erst nach 2019 erwartet,[557] so dass diese erst in der Angebotskurve für 2024 mit ihrer maximalen Förderkapazität berücksichtigt werden. Aktuell werden ausschließlich Onshore-Lagerstätten erschlossen. Berücksichtigt man, dass ca. 30 % der iranischen Ölvorkommen aus Offshore-Lagerstätten stammen sollen, besteht hier noch großes Potential für Ausweitungen der Fördermenge. Mit einem Anstieg der Offshore-Förderkapazität ist allerdings aufgrund der Dauer von Explorations- und Erschließungsprojekten kaum vor 2024 zu rechnen.
Bei der Erstellung der langfristigen Angebotskurven wird für die Onshore-Projekte von einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % jährlich nach Erreichen des Peak ausgegangen und bei den Offshore-Projekten von einem Rückgang in Höhe von 7,5 %.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.24 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

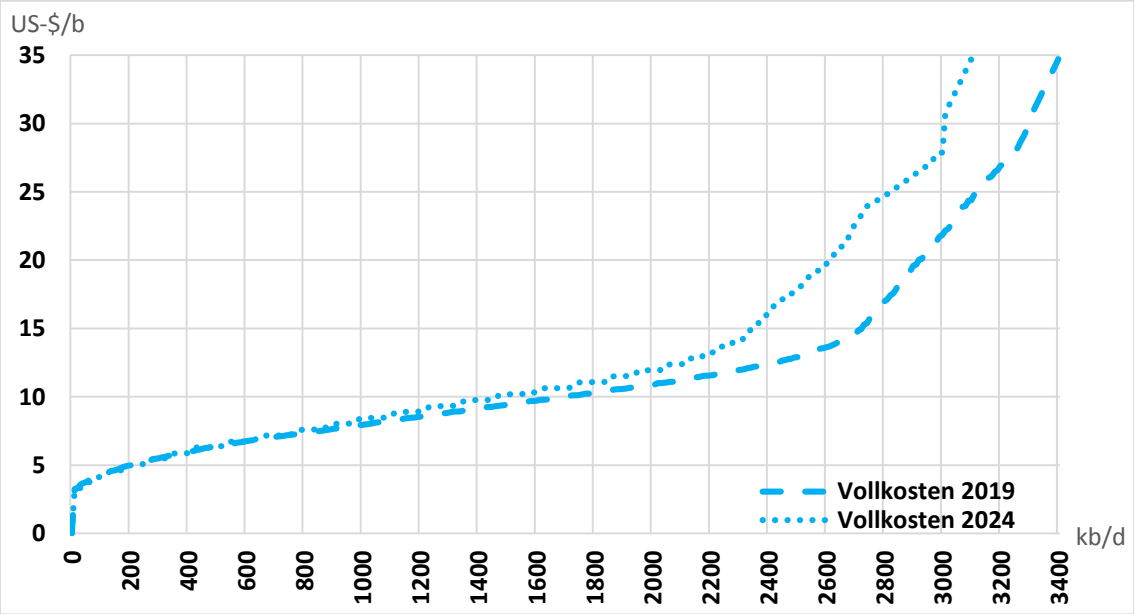


Abbildung 6.24: Iranische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die iranische Förderkapazität bei einer Aussetzung der gegen das Land verhängten Sanktionen auf ca. 3,4 mb/d im Jahr 2019

[557] Vgl. EIA (2015, Iran), S. 6.

ansteigen. Für den Zeitraum von 2020 bis 2024 wird ein Rückgang der Fördermenge auf ca. 3,1 mb/d prognostiziert. Im Jahr 2019 tragen die bisher noch in der Erschließungsphase befindlichen Projekte des Landes mit ca. 0,5 mb/d zur Fördermenge bei. Weitere ca. 0,6 mb/d lassen sich auf eine Steigerung der Fördermenge aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten zurückführen, deren Fördermenge in den vergangenen Jahren aufgrund der Sanktionen sank. Der natürliche Fördermengenrückgang der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte wiederum sollte zu einem Rückgang der Förderkapazität um ca. 0,6 mb/d gegenüber dem Jahr 2014 führen. Unter den Annahmen zum natürlichen Fördermengenrückgang und der Berücksichtigung der erst in der Erschließungsphase befindlichen bzw. der Planungsphase zur Erschließung befindlichen Projekte, sollte die Fördermenge bis 2024 um ca. 0,3 mb/d auf 3,1 mb/d sinken. Der Rückgang der Fördermenge um 0,8 mb/d aus den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten übersteigt dabei die zusätzliche Förderkapazität von ca. 0,5 mb/d aus neuen Projekten. Da sich gegenwärtig keine Offshore-Projekte in der Erschließungsphase befinden, würde die Offshore-Fördermenge bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,4 mb/d sinken, so dass Onshore-Lagerstätten mit über 85 % zur iranischen Fördermenge beitragen würden.
Werden nur die entscheidungsrelevanten Grenzkosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.25 dargestellte langfristige Angebotskurve.

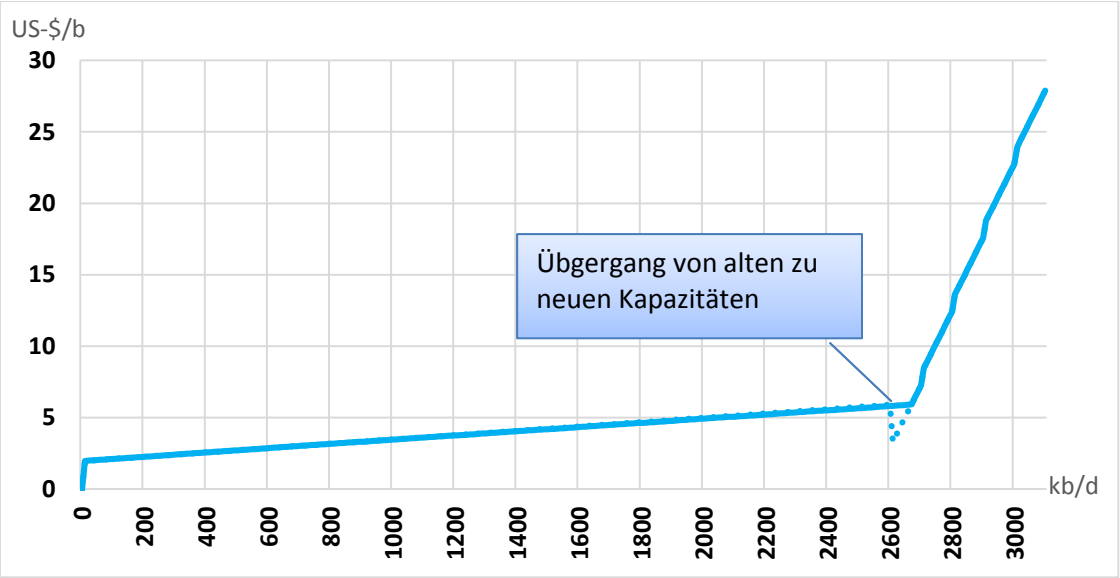


Abbildung 6.25: Langfristige Angebotskurve im Iran

Eigene Darstellung

Gemäß der ermittelten langfristigen Angebotskurve würden ca. 2,6 mb/d des Angebots im Jahr 2024 aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten stammen. Mit lediglich 0,5 mb/d würden dementsprechend Projekte beitragen, bei denen die Erschließung erst noch vorgenommen werden muss. Diese weisen wiederum technische Grenzkosten von ca. 3 bis 28 US-$ je Barrel auf. Selbst nach dem Ölpreisrückgang der jüngeren Vergangenheit wären diese Projekte somit rentabel betreibbar.

Gemäß den ermittelten Kostenkurven würde eine Aussetzung der Sanktionen gegen den Iran insbesondere in den ersten Jahren zu einer Steigerung der iranischen Ölförderung um mindestens ca. 0,6 mb/d führen. Während die Fördermenge von ca. 3,4 mb/d im Jahr 2019 realistisch erscheint, stellen die für das Jahr 2024 prognostizierten 3,1 mb/d eine pessimistische Prognose dar. So kann eine Aussetzung der Sanktionen recht schnell zum Abschluss neuer Verträge führen, die sich bereits im Jahr 2024 positiv auf die Fördermenge auswirken könnten. Insbesondere bei Offshore-Lagerstätten scheint hier unter Berücksichtigung der Ölvorkommen erhebliches Potential zu bestehen. So prognostizierte auch die Internationale Energieagentur noch im Jahr 2013 einen Anstieg der iranischen Ölfördermenge auf 4,2 mb/d bis zum Jahr 2035.[558]

[558] Vgl. IEA (2013), S. 484.

6.1.5 Irak

Der zu den Golfstaaten zählende Irak wies Ende 2014 Ölreserven von ca. 143,1 Mrd. Barrel auf. Die Fördermenge betrug im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 3,1 mb/d.[559]
1534 wurde das Land Teil des Osmanischen Reichs und blieb dies bis zum letzten Kriegsjahr des Ersten Weltkriegs, als die Gebiete des alten Mesopotamiens von britischen Truppen unter Kontrolle gebracht wurden.[560] So wurde der heutige Irak 1918 von über 400.000 britischen Soldaten besetzt und die Verwaltung des Landes von britischen Beamten übernommen. Ende 1918 entstanden erste Unruhen in der Bevölkerung. Nach dem Abkommen von San Remo am 25. April 1920, bei dem Großbritannien vom Völkerbund das Mandat über den Irak erteilt wurde, kam es zum Aufstand der Bevölkerung, in dessen Verlauf die Briten sukzessive an Kontrolle über das Land einbüßten. Um diese nicht vollständig zu verlieren, beschlossen die Briten zu einer indirekten Herrschaft über den Irak überzugehen. So wurde der frühere König Faisal Ibn Hussein am 27. August 1921 wieder inthronisiert und der Irak damit zu einer Monarchie. Die höchste politische Instanz blieb jedoch der britische Hochkommissar und die irakische Regierung hatte jede Maßnahme mit Großbritannien abzustimmen. 1924 wurde gemäß der neuen Verfassung erstmals ein Parlament gebildet. Dieses setzte sich aus einem vom König ernannten Senat und einem, 1924 erstmals vom Volk gewähltem, Abgeordnetenhaus zusammen.[561]
Die folgenden Jahre waren geprägt von ethnischen, konfessionellen und sozialen Konflikten innerhalb der heterogenen, sich aus Schiiten, Sunniten und Kurden zusammensetzenden Bevölkerung und gegen die britische, die Sunniten unterstützende, Besatzung.[562]
Am 14. Juli 1958 wurde König Faisal II von Teilen des Militärs, den sogenannten "Freien Offizieren", gestürzt und getötet und am selben Tag das Ende der Monarchie und die Errichtung einer Republik verkündet. Knapp zwei Wochen später wurde eine provisorische Verfassung proklamiert, die als neue Staatsform eine Republik vorsah, deren Staatsoberhaupt ein "Souveränitätsrat" werden sollte. Gleichzeitig sollte das Parlament abgeschafft werden. Ministerpräsident und Verteidigungsminister (und damit Oberbefehlshaber der Streifkräfte) wurde der Brigadegeneral Abd al-Karim Qasim.[563]
Mit diesem Umsturz einher ging auch die Ausrufung der vollständigen Souveränität des Landes und damit Beendigung von der indirekten britischen Herrschaft. So wurde Großbritannien im März 1959 gezwungen, seine irakischen Militärstützpunkte zu schließen und am 24. März 1959 verließen die letzten britischen Truppen das Land.[564]
Am 30. Juli 1968 übernahm die Baath-Partei durch einen Putsch die Macht. Ahmad Hassan al-Bakr wurde sowohl Präsident als auch Ministerpräsident und damit neues Staatsoberhaupt. Höchste legislative und exekutive Instanz im Rahmen der neuen Verfassung, die abgesehen von einigen Modifikationen bis 2003 bestand hatte, wurde der

[559] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[560] Vgl. Nissen und Heine (2003), S. 138-179.
[561] Vgl. Fürtig (2004), S 19-25.
[562] Vgl. Nissen und Heine (2003), S. 180-184.
[563] Vgl. Fürtig (2004), S 51-57.
[564] Vgl. Ebenda, S 58.

Revolutionäre Kommandorat (RKR), dessen Vorsitzender gleichzeitig Präsident der Republik war.[565]
Am 16. Juli 1979 übernahm der bereits in den 1970er Jahren zweitmächtigste Politiker des Landes - Saddam Hussein - das Amt des Präsidenten, nachdem sein Vorgänger al-Bakr öffentlich seinen Rücktritt verkündet hatte.[566]
Nachdem er seine Macht durch die Beseitigung von politischen Konkurrenten und Gegnern gefestigt hatte, begann Saddam Hussein am 22. September 1980 den irakisch-iranischen Krieg (erster Golfkrieg), der nach dem am 18. Juni 1988 von Ayatollah Khomeini unterzeichneten Waffenstillstand am 20. August 1988 endete. Der Krieg, der Schätzungen nach über 367.000 Menschen das Leben kostete, resultierte für den Irak in schweren wirtschaftlichen und finanziellen Schwierigkeiten.[567]
Da sich der Irak nach dem Ende des ersten Golfkriegs in einer wirtschaftlichen Krise befand und zudem zur Finanzierung der Kriegskosten hohe Auslandsschulden aufgebaut hatte - insbesondere bei anderen arabischen Staaten - begann Saddam Hussein am 2. August 1990 mit dem Angriff auf Kuwait den zweiten Golfkrieg um die Kontrolle über dessen Ölvorkommen zu erlangen. Nachdem der Irak mehrere UNO-Resolutionen über einen Abzug aus Kuwait ignoriert hatte, startete eine Allianz unter US-Führung am 16. Januar 1991 die Operation „Desert Storm“, die am 28. Februar 1991 zur Kapitulation des Irak und am 3. März zur Unterzeichnung eines Waffenstillstandsvertrages und damit dem Ende des Zweiten Golfkrieges, führte. Durch den Krieg fiel der Irak militärisch und ökonomisch noch hinter das Niveau vor dem Beginn des ersten Golfkriegs zurück.[568]
Die Entwicklung des Irak in den 1990er Jahren war insbesondere geprägt von den Resolutionen der UNO, die vom Irak eine Anerkennung der Souveränität Kuwaits, die Rückgabe von Kriegsbeute, Widergutmachungsleistungen und die Zerstörung von Massenvernichtungswaffen forderten (Resolution 687). Bis zur Erfüllung von Resolution 687 wurde der Irak gemäß Resolution 661 sanktioniert. In den folgenden Jahren wurden die Sanktionen mehrmals modifiziert und neue Resolutionen verabschiedet.[569]
Nach den Anschlägen vom 11. September 2001 erklärte US-Präsident George W. Bush den Irak in seiner Rede zur Lage der Nation im Januar 2002 zur „Achse des Bösen“ zugehörig und verlangte erst eine Vernichtung aller noch vorhandenen Massenvernichtungswaffen und später die Absetzung des Regimes von Saddam Hussein. Am 20. März 2003 begannen die USA und ihre Verbündeten (die sog. „Koalition der Willigen“) den Angriff gegen den Irak und damit den dritten Golfkrieg, der bereits am 1. Mai, nach der Eroberung Bagdads und der Absetzung Saddam Husseins, mit dem von Präsident Bush verkündeten Sieg endete.[570]
Zunächst wurde der Irak von einer zivilen Übergangsbehörde der Besatzerländer verwaltet, die mit der formalen Beendigung der Besatzung und Rückerlangung der Souveränität

[565] Vgl. Fürtig (2004), S 83f.
[566] Vgl. Ebenda, S 101.
[567] Vgl. Nissen und Heine (2003), S. 193-195.
[568] Vgl. Fürtig (2004), S 119-130.
[569] Vgl. Ebenda, S 132-137.
[570] Vgl. Fürtig (2004), S 149-151.

des Landes am 28. Juni 2004 beendet wurde. Nachdem basierend auf den Ergebnissen der ersten demokratischen Wahl des Landes im Januar 2005 zunächst eine Übergangsregierung gebildet wurde, fanden im Dezember desselben Jahres Parlamentswahlen (Bund, Provinzen und kurdisches Regionalparlament) statt, die im Folgejahr zur Bildung einer Regierung unter Nuri al-Maliki und der Wiederwahl von Dschalal Talabani zum Staatspräsidenten durch das neu gebildete Parlament führte.[571]
Am 15. Oktober 2005 trat die neue irakische Verfassung in Kraft, gemäß der der Irak ein demokratischer, föderaler und parlamentarisch-republikanischer Staat ist. Darüber hinaus wurde im Oktober 2006 das Gesetz über die Einrichtung von Regionen verabschiedet gemäß dem sich seit 2008 mehrere Provinzen zu Regionen zusammenschließen können. Am 30. April 2014 wurden die ersten freien Parlamentswahlen des Landes nach Abzug der US-Truppen durchgeführt. Vertreter aller drei großen Bevölkerungsgruppen erhielten bedeutende politische Positionen. So wurde ein Sunnit Parlamentspräsident, ein Kurde Staatspräsident und ein Schiit Regierungschef. Nachdem sich die Sicherheitslage im Irak in den Jahren nach dem Höhepunkt der innerirakischen Gewalt 2006/7 kurzzeitig verbessert hatte, verschlechterte sie sich durch den Vormarsch des Islamischen Staats (IS) seit etwa Ende 2013, der 2014 weite Teile der sunnitischen Gebiete im Norden des Landes eroberte, zuletzt wieder deutlich.[572]

6.1.5.1 Geschichte der irakischen Ölindustrie

Bereits vor dem Ersten Weltkrieg wurden in der Region um Mosul, im damals noch Osmanischen Reich, große Ölvorkommen vermutet. Ab 1910 strebte mit der Turkish Petroleum Company (TPC) – einem Syndikat aus BP, Shell und der Deutschen Bank – ein neuer Akteur auf diesen Markt, der sich im März 1914 mit der Anglo-Persian-Gruppe zusammenschloss. An der neuen Gruppe war Anglo-Persian mit 50 % und die Deutsche Bank und Shell als Haupteigentümer der bisherigen TPC mit jeweils 25 % beteiligt, von denen sie wiederum jeweils 2,5 % an den Mitbegründer der Turkish Petroleum Company, Calouste Gulbenkian (Mr. 5 %), abgeben mussten. Die beteiligten Unternehmen einigten sich auch auf eine Verzichtsklausel die vorsah, dass im ganzen Osmanischen Reich keines der Unternehmen auf eigene Faust nach Öl suchen durfte, sondern dies nur der TPC möglich sein sollte. Diese Klausel stellte die Grundlage für die Ölindustrie im Nahen Osten in den folgenden Jahren dar.[573]
Nach dem Ende des Ersten Weltkriegs kam es zwischen den Regierungen Frankreichs und Großbritanniens zum Streit um die Rechte an den Ölvorkommen im ehemaligen Osmanischen Reich. Beendet wurde dieser Streit mit der Unterzeichnung des San-Remo-Abkommens im April 1920. Entschieden wurde, dass Frankreich 25 % der Ölförder-

[571] Vgl. BBC (2006) und Landeszentrale für politische Bildung Baden-Württemberg (o. J.).
[572] Vgl. Auswärtiges Amt (2015d).
[573] Vgl. Yergin (1991), S. 239-243 und Sampson (1976), S. 75f.

menge aus Mesopotamien erhalten sollte. Die Erschließung der Lagerstätten sollte weiterhin von der TPC vorgenommen werden, an der Frankreich den bisherigen Anteil der Deutschen Bank erhielt. Im Gegenzug gab Frankreich territoriale Ansprüche auf.[574]
Aus US-Sicht verletzte das San-Remo-Abkommen jedoch das sog. „Prinzip der offenen Tür". So verabschiedete der US-Kongress in Reaktion auf diese Entwicklungen 1920 den Mineral Leasing Act, der allen ausländischen Interessenten den Zugang zu Bohrrechten auf amerikanischem Boden untersagte, deren Regierungen Amerikanern den Zugang zu vergleichbaren Rechten in ihren Gebieten untersagten. 1921 lenkte die britische Regierung ein und signalisierte ihre Bereitschaft, US-Ölgesellschaften an der Ölförderung in Mesopotamien zu beteiligen.[575]
In Folge der Übernahme des Anteils der Deutschen Bank an der TPC wurde in Frankreich im März 1924 die „Compagnie Francaise des Pétroles" (CFP) gegründet. Hauptanteilseigener waren französische Banken und französische Ölgesellschaften. Der französische Staat erhielt 25 % der Anteile an der neuen Gesellschaft. Die französischen Anteile an der TPC gingen in den Besitz der CFP über.[576]
Am 14. März 1925 wurde zwischen dem, von den Briten eingesetzten, irakischen König Feisal und den an der TPC beteiligten Ölgesellschaften ein Abkommen über die Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten im Irak geschlossen. Zentraler Bestandteil des Abkommens war die an eine die TPC vergebene Konzession mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2000.[577] Bald darauf begannen die Ölgesellschaften mit ersten Explorationen, die im Oktober 1927 zum Fund des Kirkuk-Felds führten.[578]
1928 wurde die TPC in die Iraq Petroleum Company (IPC) umgewandelt, an der nun auch ein Konsortium US-amerikanischer Ölgesellschaften (Near East Development Company) Anteile erhielt.[579] In den folgenden Jahren erhielten zwei Tochtergesellschaften der IPC, die MPC (Mosul Petroleum Company) 1932 und die BPC (Basra Petroleum Company), Konzessionen mit Laufzeiten von jeweils 75 Jahren.[580] Bis 1938 schaffte es die IPC exklusive Förderrechte für nahezu den gesamten Irak zu erlangen und unterhielt bis 1958 freundschaftliche Beziehungen zur irakischen Regierung.[581]
Nach dem Umsturz im Juli 1958 reformierte der neue Ministerpräsident Qasim den Ölsektor. So empfand er die Verteilung der, durch die Ölförderung erwirtschafteten, Erträge zwischen der IPC und dem irakischen Staat als ungerecht. Entsprechend ging er 1960 mit aggressiven Forderungen in die Verhandlungen mit der IPC und es kam zu mehreren Unterbrechungen der Verhandlungen, die Qasim schließlich abbrach, da die IPC nicht bereit war seine Forderungen zu erfüllen.[582]

---

[574] Vgl. Yergin (1991), S. 238f. und S. 245f sowie IFP (2007), S. 17.
[575] Vgl. Yergin (1991), S. 252-254.
[576] Vgl. IFP (2007), S. 15.
[577] Vgl. Sampson (1976), S. 75ff.
[578] Vgl. IFP (2007), S. 18.
[579] Vgl. Yergin (1991), S. 266f, Sampson (1976), S. 75ff. und IFP (2007), S. 17f.
[580] Vgl. Alnasrawi (1994), S. 2.
[581] Vgl. Brown, M.E. (1979), S. 108.
[582] Vgl. Brown (1979), S. 108f.

Im Dezember 1961 schließlich wurde Gesetz Nr. 80 verabschiedet, dass der IPC die Explorations- und Förderrechte aller Konzessionsgebiete, in denen sie bis dahin keine Projekte betrieben hatte, entzog. Dieses Gesetz betraf 99,5 % der von der IPC gehaltenen Konzessionsgebiete. Da es dem irakischen Staat selbst an Möglichkeiten zur Erschließung dieser Gebiete mangelte, blieben sie noch bis 1972 unerschlossen. Aufgrund des Mangels an technischem Know-how und geeigneten einheimischen Führungskräften wurde das Gesetz so formuliert, dass es die bereits aktiven Projekte der IPC nicht betraf, so dass die Ölförderung zunächst nicht unter dem Gesetz litt.[583]
Alnasrawi (2002) sieht in der Einführung des Gesetzes Nr. 80 den Beginn einer neuen Phase der irakischen Ölindustrie, die sich durch einen deutlich größeren Einfluss des Staates und der OPEC auszeichnet, wohingegen der Ölsektor des Landes zwischen 1925 und 1961 maßgeblich von den, an der IPC beteiligten, ausländischen Ölgesellschaften beeinflusst worden war.[584]
Die politische Unsicherheit infolge der Revolution von 1958 und die Tatsache, dass der größte Teil der Konzessionsgebiete 1961 verstaatlicht wurde, hatten zur Folge, dass die Mitglieder der IPC ihre Investitionen und Ölförderung im Irak deutlich reduzierten, so dass auch die irakische Ölfördermenge in den 1960er Jahren kaum noch anstieg.[585]
1966 wurde die staatliche Ölgesellschaft INOC (Iraq National Oil Company) gegründet. Ab dem Sommer 1969, als die Sowjetunion dem Irak Hilfen in Höhe von 140 Mio. US-$ zur Ausbeutung der Lagerstätten in den verstaatlichten Gebieten durch die INOC anbot, reduzierte sich die ökonomische Abhängigkeit des Irak von der IPC, da nun die staatliche INOC eine Alternative darstellte. So forderte die irakische Regierung im Juli 1970 - neben der üblichen Forderung nach einer Ausweitung der Fördermenge - eine Beteiligung von 20 % am Eigentum der IPC und stärkere Mitspracherechte irakischer Führungskräfte sowie einen Vorstandsposten für einen Iraker. Die IPC machte gegenüber der Regierung Zugeständnisse, indem sie eine Ausweitung der Fördermenge, eine Anhebung des Listenpreises und höhere Royalty-Zahlungen anbot.[586]
Da die IPC mit ihrem Angebot aus Sicht der irakischen Regierung nicht hinreichend auf deren Forderungen eingegangen war, wurde ihr im Mai 1972 ein zweiwöchiges Ultimatum zur Erfüllung von drei Hauptforderungen gestellt:

- Rückwirkende Nachzahlung von Royalties für die Jahre 1964 bis 1970,
- 20 % Beteiligung des irakischen Staats am Eigentum der IPC,
- Ausweitung der Fördermenge im Norden des Landes.

Ein von der IPC präsentiertes Kompromissangebot wurde von der irakischen Regierung ausgeschlagen und die Anlagen der IPC schließlich am 1. Juni 1972 verstaatlicht.[587]

---

[583] Vgl. Ebenda, S. 108f.
[584] Vgl. Alnasrawi (2002), S. 22f.
[585] Vgl. Sampson (1976), S. 169f.
[586] Vgl. Brown (1979), S. 110f.
[587] Vgl. Brown (1979), S. 111f.

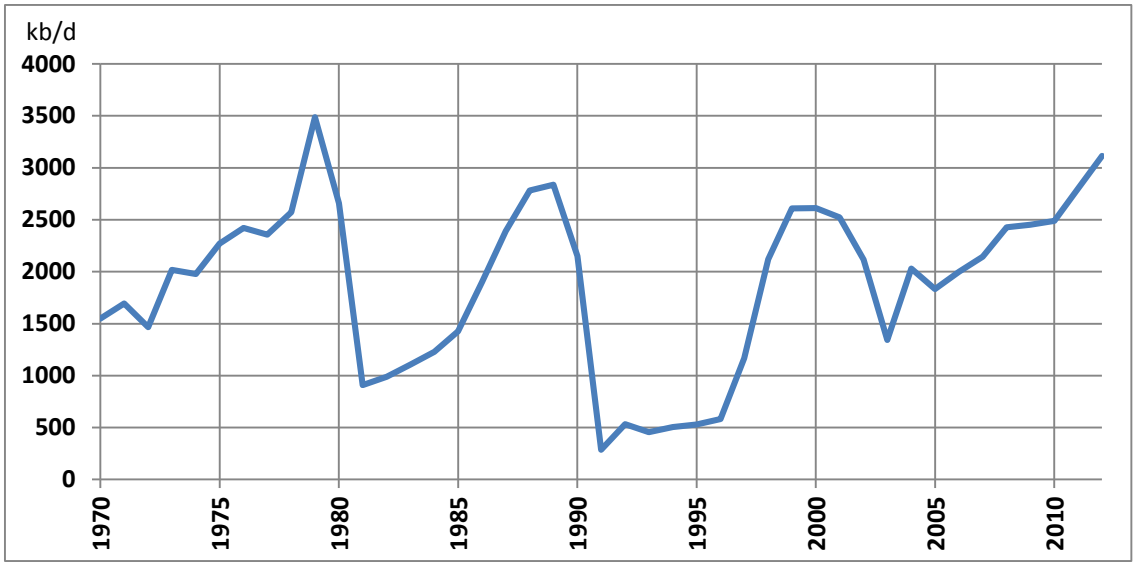


Abbildung 6.26: Förderung flüssiger Energieträger im Irak

Datenquelle: BP (2013).

Abgeschlossen wurde die Verstaatlichung der irakischen Ölindustrie 1975. Ab diesem Zeitpunkt wurde die Exploration und Förderung des irakischen Öls vollständig durch die INOC durchgeführt. Wie in Abbildung 6.26 zu sehen, stieg die irakische Fördermenge flüssiger Energieträger in Folge der Verstaatlichung zunächst bis auf ca. 3,5 mb/d in 1979 an. Damit löste der Irak den Iran als zweitgrößter OPEC-Produzent nach Saudi-Arabien ab.

Ebenso wie im Iran führte der erste Golfkrieg insbesondere in den ersten Kriegsjahren auch im Irak zu einem Rückgang der Fördermenge aufgrund beschädigter und zerstörter Förderanlagen. So sank die Fördermenge 1981 auf lediglich 0,9 mb/d. In den Folgejahren konnte die Fördermenge sukzessive gesteigert werden und betrug bereits im Jahr des Kriegsendes 1988 wieder durchschnittlich 2,8 mb/d.

In der Zwischenzeit wurde die INOC 1987 mit dem Ölministerium zusammengeschlossen und in drei regionale Ölgesellschaften (North Oil Company, South Oil Company und Oil Exploration Company) aufgeteilt, deren Zuständigkeit lediglich in der Durchführung der operativen Tätigkeiten liegen sollte. Die Entscheidungen über die grundlegende Ölpolitik und durchzuführende Projekte sollten hingegen vom Ölministerium getroffen werden.[588]

Da der Irak nach dem 1988 zu Ende gegangenen Krieg gegen den Iran finanziell am Boden lag und einen hohen Ölpreis benötigte um seine Militärausgaben finanzieren zu können, die noch immer 30 % des BIP ausmachten, übte die irakische Regierung im Sommer 1990 starke Kritik an Kuwait, das sich nach Ansicht der irakischen Regierung nicht an die vereinbarten Förderquoten hielt und so den Ölpreis drückte. Obwohl Kuwait mit einer Senkung der Fördermenge und Einhaltung der offiziellen Quoten reagierte, begann der

[588] Siehe hierzu: Husari (2009).

Irak am 2. August 1990 mit der Invasion des Landes. In Reaktion auf diese Entwicklungen verhängten die Vereinten Nationen ein Embargo gegen irakisches und kuwaitisches Öl und verlegten Truppen in die Region, um einen Übergriff auf weitere Länder zu verhindern.[589]

Nachdem sich der Irak trotz der UN-Resolutionen, die einen Abzug der Truppen aus Kuwait bis zum 15. Januar 1991 forderten, nicht aus dem Nachbarland zurückzog, begann die Koalition unter Führung der USA am 17. Januar mit Angriffen gegen den Irak.[590]

Der zweite Golfkrieg 1990/91 ließ die irakische Fördermenge ab August 1990 drastisch einbrechen. So lag diese zwischen September 1990 und November 1996 unter 600.000 b/d, was gegenüber dem Vorkriegsniveau einem Rückgang um nahezu 3 mb/d entsprach.

Der Rückgang der Fördermenge lässt sich insbesondere auf die Bomben-Angriffe auf irakische Ölanlagen während des zweiten Golfkriegs und die im Anschluss an den Krieg verhängten Sanktionen (UN Resolution 661) gegen den Irak zurückführen. So ließen die UN-Sanktionen keine Importe von, für die Ölindustrie notwendigen, Bauteilen und Ausrüstung zu. Dies beförderte den Niedergang der irakischen Ölindustrie.[591]

Ein Anstieg der irakischen Ölförderung erfolgte erst mit dem Beginn des sogenannten, durch die UN Resolution 986 etablierten, „oil-for-food"-Programms im Dezember 1996. Im selben Monat wurde erstmals Öl unter den Bedingungen des Programms exportiert und im Gegenzug erreichten erste Nahrungsmittel den Irak im März 1997. Bis Mai 2003 erreichten humanitäre Güter im Wert von 28 Mrd. US-$ das Land und die Fördermenge stieg in diesem Zeitraum unter großen Schwankungen auf bis zu 3 mb/d im Jahr 2000 an.[592]

Dass es zu keinem stärkeren Anstieg der Fördermenge kam, führt Ghadhban (2009) auf die 13 Jahre lang anhaltenden Sanktionen gegen den Irak zurück, die sich durch den Verlust von Arbeitskräften und Anlagen sowie insbesondere einem Rückgang an fachlich/technischem Know-how negativ auf die gesamte irakische Ölindustrie auswirkten. So wurde dem Irak der Import von grundlegenden Bauteilen und Ausrüstungsgegenständen für die Ölindustrie erst durch die UN Resolutionen Nr. 1175 im Juni 1998 und Nr. 1302 im Juni 2000 wieder erlaubt.[593]

---

[589] Vgl. Bukold (2009), S. 51; Yergin (1991), S. 948 sowie Goldthau und Witte (2009), S. 190.
[590] Vgl. Yergin (1991), S. 948-958.
[591] Vgl. Ghadhban (2009), Daten: EIA.
[592] Vgl. Alnasrawi (2002), S. 22 und UN (2003).
[593] Vgl. Alnasrawi (2002), S. 32ff und Ghadhban (2009).

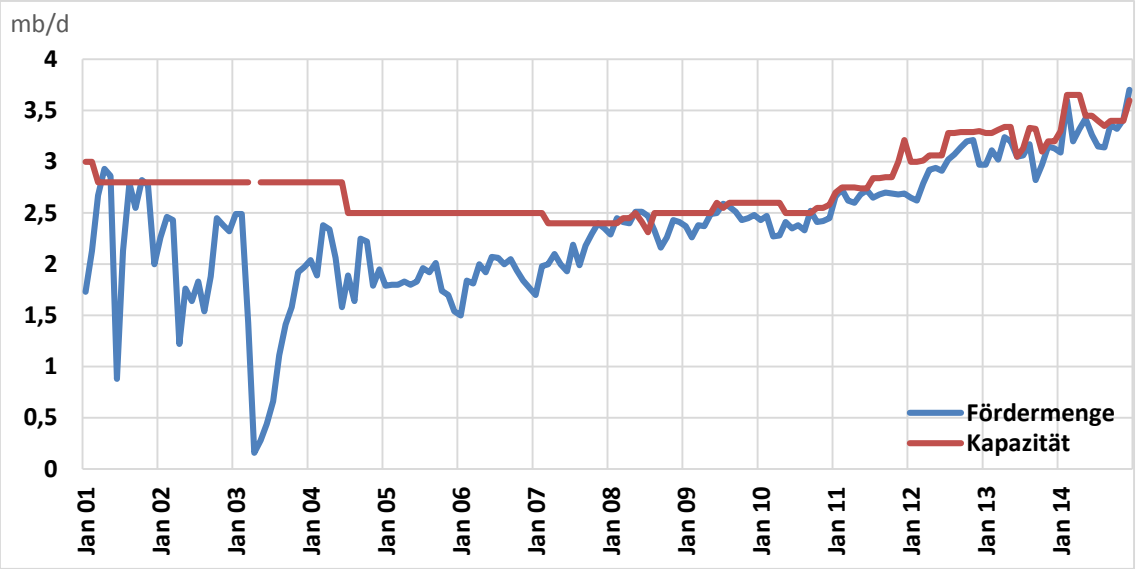


Abbildung 6.27: Fördermenge und Förderkapazität im Irak

Datenquelle: IEA (diverse).

Wie in Abbildung 6.27 zu sehen, ging die irakische Ölfördermenge, die im Februar 2003 noch ca. 2,5 mb/d betragen hatte, mit Beginn des dritten Golfkriegs im Frühjahr 2003 signifikant zurück und betrug zum Höhepunkt der Kampfhandlungen im April weniger als 200.000 b/d. Im Gesamtjahr 2003 fiel die Fördermenge mit durchschnittlich ca. 1,3 mb/d um 700.000 b/d geringer aus als im Vorjahr, obwohl sie nach dem Ende der Kampfhandlungen am 1. Mai 2003 langsam wieder anstieg. Dennoch erreichte sie, insbesondere aufgrund von Anschlägen auf Ölförderanlagen und Pipelines bedingt durch die instabile Sicherheitslage im Land, zunächst nicht das Vorkriegsniveau.
Durch die politische Instabilität und den Bürgerkrieg im Irak nach der Entmachtung Saddam Husseins kam es in den Folgejahren häufig zu Anschlägen auf die irakischen Ölanlagen, was regelmäßig zu Förderausfällen führte und potentielle Investoren davon abhielt, sich im irakischen Ölsektor zu engagieren. Folglich betrug die irakische Ölförderung in der Zeit bis zur langsamen politischen Stabilisierung 2007 zumeist zwischen 1,6 und 2,2 mb/d und erreichte erst 2007 wieder das Vorkriegsniveau (vgl. Abbildung 6.27).[594]

6.1.5.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der irakischen Ölindustrie

Das Ende des Baath-Regimes im Jahr 2003 hatte erhebliche Umbrüche im Ölsektor des Landes zur Folge, die auch den rechtlichen und fiskalischen Rahmen betreffen.
So existiert bis heute kein neues Öl- und Gasgesetz, obwohl ein solches 2006 erarbeitet wurde und der entsprechende Gesetzesentwurf 2007 bereits kurz vor der Verabschiedung stand. Aufgrund von Wiederständen in der Bevölkerung und des Parlaments wurde der Gesetzentwurf jedoch bis heute nicht verabschiedet. Insofern basiert der rechtliche Rahmen auf teils Jahrzehnte alten Gesetzen und der irakischen Verfassung von 2005.[595]

[594] Vgl. Goldthau und Witte (2009), S. 223f.
[595] Vgl. Devine und Al-Amin (2014).

Rechtlicher Rahmen

Den grundsätzlichen rechtlichen Rahmen für den Ölsektor liefern die Artikel 111 und 112 der irakischen Verfassung aus dem Jahr 2005.

So liegen die Eigentumsrechte an den Ölvorkommen gemäß Artikel 111 beim irakischen Volk. Gemäß Artikel 112, Absatz 1 obliegt die Verwaltung des geförderten Erdöls der Zentralregierung gemeinsam mit den Regierungen der betroffenen Regionen. Die durch die Förderung generierten Staatseinnahmen sollen in einer „fairen Art und Weise", basierend auf den jeweiligen Anteilen der Regionen an der Gesamtbevölkerung des Iraks, an die Regionen verteilt werden. Gemäß Artikel 112, Absatz 2 obliegt die strategische Planung über die Öl- und Gasindustrie der Zentralregierung zusammen mit den jeweiligen Provinzregierungen. Das Ziel soll dabei in der Generierung des „größtmöglichen Nutzens" für die irakische Bevölkerung bestehen, indem Marktprinzipien angewandt werden und Anreize für Investitionen gesetzt werden sollen.[596]

Eigentumsrechte, Kontrolle und Verwaltung der irakischen Ölvorkommen liegen somit gemäß der Verfassung sowohl bei der Zentralregierung als auch den jeweiligen Regionalregierungen. Insbesondere Artikel 112 liefert einigen Interpretationsspielraum hinsichtlich der Verteilung der Zuständigkeiten zwischen Zentralregierung und den Regionalregierungen. Diese Interpretationsspielräume sind vor allem vor dem Hintergrund der Abschlüsse von 49 PSVs mit internationalen Ölgesellschaften durch die kurdische Regionalregierung von Bedeutung. Eine ausführliche Diskussion zu dieser Thematik liefern insbesondere Zedalis (2008), Zedalis (2009) und Shafiq (2013). Diese sehen die Zuständigkeit für den Abschluss von Verträgen im Öl- und Gassektor bei der Zentralregierung und halten dementsprechend die von der kurdischen Regionalregierung geschlossenen Verträge für ungültig.

Der weitergehende rechtliche Rahmen wird, aufgrund der bisherigen nicht-Existenz eines neuen Öl- und Gasgesetzes, durch Gesetze aus der Zeit vor dem dritten Golfkrieg beschrieben. So vertrat der Rechtsausschuss[597] des irakischen Energieinstituts auf eine Anfrage des irakischen Parlaments zur Gültigkeit von Verträgen des Ölministeriums im Jahr 2009 die Auffassung, dass einige ältere Gesetze noch immer Gültigkeit hinsichtlich Ölkontrakten hätten.[598]

Dazu gehört das Gesetz Nr. 80 aus dem Jahr 1961 und die damit verbundenen Gesetze bis zur Verstaatlichung der Ölindustrie im Jahr 1975, die ausländische und privatwirtschaftliche Investitionen im irakischen Upstream-Bereich verboten. Investitionen ausländischer und privater Ölgesellschaften im Upstream-Sektor sind demnach jedoch möglich, sofern das Parlament den Abschluss eines entsprechenden Vertrags über ein Sondergesetz genehmigt (Einzelgenehmigung). Ebenso weiterhin gültig sind gemäß des Ausschusses die Gesetze Nr. 97 und 123 von 1967 zu den Aufgaben der staatlichen irakischen Ölgesellschaft INOC. Diese verliehen der INOC das exklusive Recht zur Ausbeutung aller irakischen Ölvorkommen, wobei der INOC, bei entsprechender Zustimmung durch das

[596] Vgl. Irakische Verfassung (2005).
[597] Dieser Ausschuss hat lediglich eine beratende Funktion und keine faktische Entscheidungsgewalt.
[598] Vgl. Legal Committee, Iraq Energy Institute (2009).

Parlament, das Recht eingeräumt wurde, die Ausbeutung gemeinsam mit Partnern vorzunehmen. Diese Regelung änderte sich auch nicht durch die Auflösung der INOC im Jahr 1987, als diese in mehrere regionale Ölgesellschaften aufgespalten und mit dem Ölministerium vereint wurde. Durch die nicht-Existenz eines neuen Öl- und Gasgesetzes und die weiterhin bestehende Gültigkeit der alten Gesetze in Kombination mit der neuen Verfassung, bedingt jeder neue Vertrag im Upstream-Bereich der Genehmigung durch das irakische Parlament.[599]

Das im Jahr 2006 beschlossene Gesetz über Investitionen im Irak (Gesetz Nr. (13) 2006), dessen Zielsetzung in einer Steigerung ausländischer Investitionen im Irak besteht, schließt in Artikel 29, Absatz 1 Investitionen im Öl- und Gassektor explizit aus, so dass der Gesetzgeber gefordert ist, entsprechende gesetzliche Regelungen für den Öl- und Gassektor zu schaffen.[600]

Im irakischen Kurdengebiet ist dies bereits durch das 2007 verabschiedete Öl- und Gas-Gesetz (Oil and Gas Law of the Kurdistan Region - Iraq Law No. (22) 2007) der Fall, auf dessen Basis die umstrittenen PSVs mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen wurden.[601]

In den anderen Regionen des Iraks wurden seit dem Umsturz im Jahr 2003 ausschließlich Werkverträge mit internationalen Ölgesellschaften abgeschlossen, auf die in Abschnitt 6.1.5.3 näher eingegangen wird.

Fiskalischer Rahmen

Während ein spezielles Gesetz für den irakischen Öl- und Gassektor bisher noch nicht verabschiedet wurde, ist der fiskalische Rahmen für Aktivitäten im irakischen Ölsektor durch das Gesetz zur Einkommensbesteuerung ausländischer im Irak tätiger Ölgesellschaften (Gesetz Nr. 19/2010) und Ergänzungen aus dem Jahr 2011 (Regulations No. (5) 2011) geregelt.

Gemäß Gesetz Nr. 19/2010, Artikel 1 wird auf die im Irak erwirtschafteten Gewinne, ausländischer im Irak tätiger Ölgesellschaften, eine Körperschaftsteuer (Corporate Income Tax, CIT) von 35 % erhoben.[602] Artikel 1 der Ergänzungen von 2011 [Regulations No. (5) of 2011] listet alle hiervon betroffenen Tätigkeiten auf. Anhand der Liste lässt sich feststellen, dass der Steuersatz von 35 % auf alle mit der Exploration, Erschließung und Förderung von Rohöl verbundenen Tätigkeiten angewandt wird.

Bestimmungen zu, bei der Berechnung der Gewinne, abzugsberechtigten Aufwendungen werden in Art. 3 der Ergänzungsregularien spezifiziert. So werden bis zum Zeitpunkt des Anfallens von Erträgen (point of recovery) alle angefallenen Kosten (also auch Betriebskosten) wie Kapitalkosten behandelt.[603] Diese können in die Zukunft vorgetragen werden

---

[599] Vgl. Legal Committee, Iraq Energy Institute (2009).
[600] Vgl. Gesetz über Investitionen im Irak (2006).
[601] Abrufbar unter: http://files.wp-irak.de/gesetze/Oil_Gas_Kurdistan_28_2007_En.pdf.
[602] Vgl. Gesetz über die Besteuerung ausländischer Ölgesellschaften im Irak (2010), Art. 1.
[603] Vgl. Regelung zur Besteuerung ausländischer Ölgesellschaften im Irak (2011), Art. 3, Abs. 1.

und werden ab dem Zeitpunkt, zu dem die betroffene Ölgesellschaft im Irak Erträge erzielt (d.h. in der Praxis mit Einsetzen der Ölförderung) mit den Erträgen verrechnet werden.[604] Alle in der Förderphase anfallenden Aufwendungen werden im Jahr ihres Anfallens als Kosten berücksichtigt – jedoch maximal bis zur Höhe der im entsprechenden Jahr erzielten Erträge. Darüber hinaus gehende Kosten können ins Folgejahr vorgetragen werden.[605]
Sich auf die Grenzkosten auswirkende Mengen- und Wertabgaben und Steuern werden im Irak nicht erhoben.

6.1.5.3 Gegenwart der Ölindustrie im Irak

Die jüngste Vergangenheit und Gegenwart des irakischen Ölsektors wurde vor allem von den Lizensierungsrunden seit dem Jahr 2009 geprägt. So wurde am 7. Januar 2008 durch das Ölministerium die erste Lizensierungsrunde im Irak seit über 30 Jahren angekündigt, in deren Rahmen für sechs Öl- und zwei Gasfelder Werkverträge zur Ausweitung der Förderkapazität – und entsprechend auch Fördermenge – aus diesen, bereits erschlossenen, Riesen-Feldern vergeben werden sollten.
Unter diesen Verträgen über technische Dienstleistungen für bereits in der Förderphase befindliche Felder, erhält die beauftragte, ausländische Ölgesellschaft bei Erreichen der Zielfördermenge eine feste – im Voraus festgeschriebene – Vergütung je Barrel.[606]
Die Auswahl der ausländischen Ölgesellschaft(en) erfolgt über eine öffentliche Ausschreibung. Entscheidende Angebotskomponenten in den ersten drei Vergaberunden waren die Zielfördermenge und die geforderte Vergütung.[607]
Während die ersten drei Runden solche Lagerstätten betrafen, aus denen bereits Öl gefördert wird und deren Output gesteigert werden soll, betraf die vierte Runde Explorationsverträge. Als einzige Gebotskomponente wurde in dieser Runde die Vergütung für den Fall des Fundes von Vorkommen und deren Förderung bestimmt.[608]
In der ersten Lizensierungsrunde zwischen Februar 2008 und August 2009 konnten Gebote für Werkverträge abgegeben werden, unter denen große Felder „Giant oil fields“, die sich bereits in der Förderphase befinden, weiter erschlossen werden sollten, um die Fördermenge aus diesen zu steigern. Da die von den ausländischen Ölgesellschaften abgegebenen Gebote hinsichtlich der Vergütung zunächst überwiegend höher ausfielen, als von der irakischen Regierung angestrebt, konnten erst in Folge von Nachverhandlungen vier der ursprünglich ausgeschriebenen sechs Werkverträge abgeschlossen werden. Ausgehend vom Fördermengenniveau vor Abschluss der Verträge wurde eine Ausweitung der Fördermenge um ca. 5,3 mb/d auf ca. 6,9 mb/d angestrebt. Als Vergütung wurden zwischen 1,90 und 2,30 US-$ je Barrel vereinbart.[609]

---

[604] Vgl. Regelung zur Besteuerung ausländischer Ölgesellschaften im Irak (2011), Art. 3, Abs. 2.
[605] Vgl. Ebenda, Art. 3, Abs. 3-5.
[606] Vgl. Palmer und Kubba (2011) S. 82.
[607] Siehe hierzu die offizielle Internetseite des irakischen Ölministeriums zu den Vergaberunden: http://www.pcldiraq.com.
[608] Vgl. Dragon Oil (o. J.).
[609] Vgl. http://www.pcldiraq.com und EIA (2013, Irak) und Harbison et al. (2010), S. 71-75.

Die zweite Lizensierungsrunde fand zwischen August und Dezember 2009 statt. Im Rahmen dieser Lizensierungsrunde wurden Werkverträge für Felder abgeschlossen, die zwar schon exploriert, aber noch nicht vollständig erschlossen worden waren bzw. wo noch keine wirtschaftliche Ölförderung betrieben wurde. Für sieben der zehn ausgeschriebenen Gebiete wurden schließlich Verträge abgeschlossen, bei denen die Vergütung je Barrel an Fördermengensteigerung zwischen 1,15 und 6 US-$ betragen sollte. Die Gesamtfördermenge aus diesen Feldern sollte um über 4,7 mb/d, von vorher weniger als 0,1 mb/d, auf ca. 4,8 mb/d steigen.[610]

Nachdem die dritte Lizensierungsrunde im Jahr 2010 ausschließlich Werkverträge für Gasfelder umfasst hatte, wurden in der vierten Runde von April 2011 bis Mai 2012 Werkverträge für die Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten in zwölf Blöcken mit wahrscheinlichen, aber bisher noch nicht nachgewiesenen, Öl- und Gasvorkommen ausgeschrieben. Lediglich für die drei Blöcke 8, 9 und 10 im Osten und Südosten des Landes wurden jedoch tatsächlich Werkverträge abgeschlossen.[611] Hinsichtlich der Blöcke, für die keine Verträge abgeschlossen werden konnten, kündigte das irakische Ölministerium unmittelbar nach der Lizensierungsrunde an, diese Gebiete selbst über die staatliche Explorationsgesellschaft zu erkunden.[612]

Gegenwärtig läuft eine weitere Ausschreibung für das integrierte Al-Nasiriya-Projekt, das sowohl die Erschließung des Nasriya-Ölfelds als auch den Bau und Betrieb einer neuen Raffinerie beinhaltet.[613]

Die Ergebnisse der drei bisher durchgeführten Lizensierungsrunden für Gebiete, die den gesamten Irak mit Ausnahme der Provinz Kurdistan umfassen, sind in Tabelle 6.9 zusammengefasst.

---

[610] Vgl. http://www.pcldiraq.com und EIA (2013, Irak).
[611] Vgl. http://www.pcldiraq.com.
[612] Vgl. Mayer Brown (2012).
[613] http://www.pcldiraq.com.

Tabelle 6.9: Resultate der irakischen Lizensierungsrunden

Feld	Ölgesellschaft / Konsortium	Reserven (Mrd. Barrel)	Zielfördermenge	Fördermenge 2009	Angestrebte Ausweitung um	Förderkapazität 2014*	Vergütung je Barrel	Einmalzahlung (in Mio. US-$)
1. Runde (Februar 2008 - August 2009)								
Rumaila	BP, CNPC	17,8	2,85 mb/d Reduziert auf 2,1 mb/d (1, 2)	1,0 mb/d	1,85 mb/d (1,1 mb/d)	1,43 mb/d	2,00 $	500
West Qurna, Phase 1	Exxon Mobil, Royal Durch Shell	8,6	2,33 mb/d Reduziert auf 1,6 – 1,8 (2)	0,27 mb/d	2,06 mb/d (1,3 – 1,5 mb/d)	0,55 mb/d	1,90 $	
Zubair	ENI	4,0	1,2 mb/d Reduziert auf 0,85 mb/d (3)	0,21 mb/d	0,99 mb/d (0,64 mb/d)	0,36 mb/d	2,00 $	
Missan	CNOOC, TPAO	2,5 (*)	0,45 mb/d	0,09 mb/d	0,44 mb/d	0,14 mb/d	2,30 $	
2. Runde (August 2009 - Dezember 2009)								
Najmah	Sonangol	0,9	0,11 mb/d	0	0,11 mb/d		6,00 $	100
Qaiyarah	Sonangol	0,9	0,12 mb/d	0	0,12 mb/d		5,00 $	100
Badra	Gazprom / Kogas / Petronas / TPAO	0,1	0,17 mb/d	0	0,17 mb/d	0,02 mb/d	5,50 $	100
Halfaya	CNPC / Petronas / Total	4,1	0,54 mb/d Gemäß Total 0,4 mb/d ab 2017 (4)	0	0,54 mb/d (0,4 mb/d)	0,11 mb/d	1,40 $	150
Garraf	Petronas / Japex	0,8	0,23 mb/d	0	0,23 mb/d	0,1 mb/d	1,49 $	100
Majnoon	Shell / Petronas	12,6	1,8 mb/d Reduziert auf 1,0 – 1,2 (2)	0,06	1,74 mb/d (0,9 – 1,1 mb/d)	0,2 mb/d	1,39 $	150
West Qurna, Phase 2	Lukoil / Statoil	12,9	1,8 mb/d (aktuelle Schätzungen: 1,2 mb/d) (5)	0	1,8 mb/d (1,2 mb/d)	0,22 mb/d	1,15 $	150
Summe		65,2	11,6 mb/d (8,2 – 8,6 mb/d)	1,63 mb/d	9,97 mb/d (6,6 – 7,0 mb/d)	3,13 mb/d		
4. Runde (April 2011 - Mai 2012), Explorationsverträge, Blöcke 1 – 12								
Block 8	Pakistan Petroleum						5,38 $	
Block 9	Kuwait Energy / TPAO / Dragon Oil						6,24 $	
Block 10	Lukoil / Inpex Corporation						5,99 $	

Datenquellen: http://www.pcldiraq.com, EIA (2013,Irak) und EIA (2015, Irak), Rasheed und El Gamal (2010).

** Basierend auf Information vor den Angriffen des IS im Juni 2014.*
(1) Reuters Africa (2014).
(2) Makan und Chazan (2013).
(3) ENI (2013).
(4) Total (2014b), S. 4.
(5) Soldatkin (2014) und Lukoil (o. J.).

Die im Rahmen der Lizensierungsrunden abgeschlossenen Werkverträge zur Erschließung und Förderung weisen eine Laufzeit von 20 Jahren mit der Option auf eine Verlängerung um weitere fünf Jahre auf, während die Laufzeit der Werkverträge zur Exploration potentieller Lagerstätten fünf Jahre beträgt.[614]
Insgesamt wird durch die in den ersten beiden Lizensierungsrunden abgeschlossenen Werkverträge eine Ausweitung der irakischen Fördermenge um bis zu 10 mb/d gegenüber dem Fördermengenniveau vor Abschluss der Verträge angestrebt. Das Fördermengenplateau soll gemäß den ursprünglichen Verträgen bis 2017 erreicht werden. Die staatlichen irakischen Ölgesellschaften sind an den Projekten mit ca. 25 % beteiligt.[615]
Die ursprünglichen Ziele zur Ausweitung der Fördermenge scheinen kaum mehr erreichbar zu sein. So wurde die Zielfördermenge der größten von den Werkverträgen betroffenen Felder im Rahmen von Neuverhandlungen zwischen den beteiligten Ölgesellschaften und dem irakischen Ölministerium in den Jahren 2013 und 2014 deutlich reduziert.[616]
Gemäß den neuen, ebenfalls in Tabelle 6.9 zusammengefassten, Plänen soll die Fördermenge aus den betroffenen Feldern gegenüber dem Jahr 2009 nunmehr um 6,6 bis 7,0 mb/d auf ein Peak-Niveau von ca. 8,2 bis 8,6 mb/d ansteigen. Dies ist ca. 3 mb/d weniger als ursprünglich vereinbart. Die US-Energieagentur hält selbst diese Zielmengen für kaum erreichbar und prognostiziert in ihrer Landesstudie zum Irak einen Anstieg der irakischen Gesamtfördermenge auf 9 mb/d bis zum Jahr 2020.[617]
Die internationale Energieagentur entwickelte in ihrer Studie zum Irak im Jahr 2012 zwei Szenarien für die Entwicklung der irakischen Ölfördermenge in den Jahren 2012 (Jahr 0) bis 2020 (Jahr 8), die in Abbildung 6.28 dargestellt sind. Als Vergleichsmaßstab für ihre Szenarien nutzt sie die in der Vergangenheit größten Ausweitungen der Fördermenge innerhalb eines Zeitraums von acht Jahren.

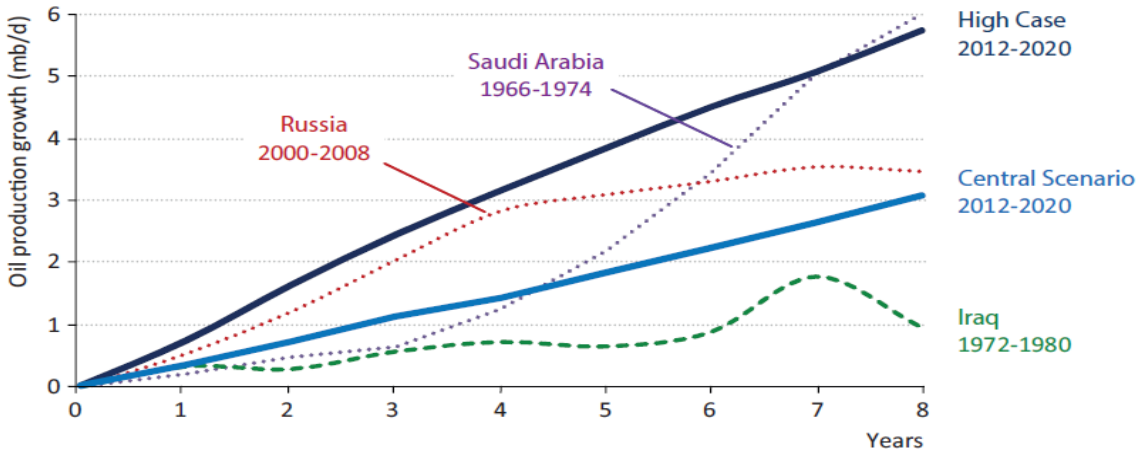


Abbildung 6.28: IEA-Prognose zur irakischen Fördermenge bis zum Jahr 2020

Quelle: IEA (2012a), S. 57.

[614] Vgl. hierzu unter anderem: Dragon Oil (o. J.).
[615] Vgl. z. B. BP (o. J.); Japex (2013); EIA (2013, Irak) und Harbison et al. (2010).
[616] Vgl. Hierzu: EIA (2013, Irak); Reuters Africa (2014) sowie Makan und Chazan (2013).
[617] Vgl. EIA (2015, Irak).

Im optimistischen Szenario, gemäß dem die Fördermenge ähnlich stark ansteigt wie in Saudi-Arabien zwischen 1966 und 1974, prognostiziert die IEA einen Anstieg der irakischen Fördermenge um 6 mb/d bis zum Jahr 2020. Im Basisszenario, bei dem die Entwicklung der Fördermenge in Russland zwischen 2000 und 2008 den Vergleichsmaßstab darstellt und das von der IEA als realistischer eingeschätzt wird, steigt die irakische Fördermenge bis zum Jahr 2020 lediglich um ca. 3 mb/d an. Ausgehend von der durchschnittlichen Fördermenge von 3 mb/d im Jahr 2012 würde die irakische Fördermenge demnach auf ca. 6 bis 9 mb/d im Jahr 2020 ansteigen.

Wie in Abbildung 6.28 zu sehen, wurde für das Jahr 2014 (Jahr 2) im Basisszenario ein Anstieg der Fördermenge auf ca. 3,7 mb/d und im optimistischeren „High Case"-Szenario ein Anstieg auf ca. 4,7 mb/d prognostiziert. Da die tatsächliche Fördermenge im Jahr 2014 durchschnittlich lediglich 3,3 mb/d betrug und damit bereits niedriger ausfiel als im Basisszenario der IEA, erscheint selbst die prognostizierte Fördermenge von 6 mb/d bis zum Jahr 2020 kaum erreichbar, auch wenn die Fördermenge des Landes im Dezember 2014 mit 3,7 mb/d (vgl. Abbildung 6.27) das im Basisszenario prognostizierte Niveau erreichte.

Die Förderkapazität der irakischen Ölfelder vor Beginn der Offensive des IS im Juni 2014 schätzt die EIA (2015, Irak) auf insgesamt ca. 4,45 mb/d, von denen ca. 0,4 mb/d aus den halb-autonomen Kurdengebieten stammen und ca. 4 mb/d aus den von Bagdad kontrollierten Regionen des Irak. Der Hauptanteil entfällt dabei auf den Süden des Landes, dessen Felder eine Kapazität von ca. 3,3 mb/d aufweisen. Die Felder des Nordirak machen demnach ca. 0,5 mb/d aus und die des Zentraliraks ca. 0,2 mb/d.[618]

Dass die tatsächliche Fördermenge im Jahr 2014 deutlich unter den vorhandenen Kapazitäten blieb und der Ausbau der Förderkapazitäten langsamer voranschreitet als ursprünglich vom irakischen Ölministerium geplant, lässt sich auf mehrere Faktoren zurückführen. So sind die irakische Infrastruktur und die Transportkapazitäten im Midstream-Bereich (wie Lager und Pipelines), insbesondere im Süden des Landes, für einen solch starken Anstieg der Fördermenge nicht hinreichend ausgebaut, so dass auch in diesem Bereich massive Investitionen notwendig wären um mehr Rohöl exportieren zu können.[619]

Da die Nachfrage nach Erdöl und Ölprodukten im Irak im Jahr 2014 lediglich ca. 760.000 b/d betrug, stellt die, mit ca. 1,0 mb/d deutlich geringer als die Ölfördermenge ausfallende, Raffineriekapazität für den Irak kein Problem dar, da der Großteil des geförderten Rohöls unverarbeitet exportiert wird.[620] Gegenwärtig wird jedoch der Bau von vier neuen Raffinerien und der Ausbau bestehender Raffinerien geplant, durch welche die Raffineriekapazitäten – vor allem ab 2018 – um weitere 0,8 mb/d erweitert werden sollen.[621]

---

[618] Vgl. EIA (2015, Irak).
[619] Vgl. Ebenda.
[620] Vgl. Ebenda.
[621] Vgl. Ebenda.

Um die Fördermenge aus älteren Feldern im gewünschten Ausmaß steigern zu können, ist es notwendig sekundäre Fördermethoden anzuwenden, um den Lagerstättendruck hoch zu halten. Während das mit dem Öl gewonnene Erdgas bisher überwiegend abgefackelt wurde, zukünftig aber vermehrt zur Stromerzeugung genutzt werden soll, plant der Irak in der Zukunft insbesondere auf die Injektion von Wasser bei der Ölförderung zurückzugreifen. Dies soll durch das, in zwei Phasen durchgeführte, „Common Seawater Supply Project" erreicht werden, mittels dessen ab dem Jahr 2020 ca. 10 bis 12,5 mb/d aufbereitetes Meerwasser zu den Feldern im Südirak geliefert werden sollen. Alleine die erste Phase, nach deren Fertigstellung um die Jahre 2017/18 eine Kapazität von ca. 5 mb/d bereit stehen soll, erfordert dabei Investitionen von ca. 3,5 bis 4 Mrd. US-$.[622]
Auch der Ausbau der Stromversorgung, der für den Betrieb der energieintensiven Ölförderung (die bereits heute den größten industriellen Stromabnehmer des Landes darstellt) unter den bisherigen Expansionsplänen in den kommenden Jahren notwendig wäre, hält gemäß der EIA mit den Anforderungen nicht Schritt, so dass es bereits heute regelmäßig zu Engpässen bei der Stromversorgung im Irak kommt.[623]
Weitere, für ein schnelleres Wachstum der irakischen Ölförderung, hinderliche Faktoren stellen die instabile Sicherheitslage und Unsicherheiten über den rechtlichen Rahmen – aufgrund des noch immer fehlenden Ölgesetzes – und die Zuständigkeit hinsichtlich der Lagerstätten in den Kurdengebieten im Nordosten des Landes dar.
Die Sicherheitslage im Land wird gegenwärtig insbesondere von den Kämpfen gegen den Islamischen Staat (IS) geprägt, der im Sommer 2014 weite Teile des Nordiraks, wie die Großstädte Mossul und Tikrit, eroberte und trotz jüngerer militärischer Erfolge der Anti-IS-Allianz noch immer Einfluss auf weite Teile des nördlichen und nordwestlichen Iraks ausübt.[624] Die irakische Ölindustrie wurde vom Vordringen des IS jedoch gemäß EIA insgesamt nicht signifikant beeinträchtigt, da sich die bedeutendsten Felder im Süden des Landes befinden, wohin der IS bisher nicht vordrang. Auch die kurdischen Felder waren kaum betroffen. Allerdings übernahmen die Kurden in Folge der IS-Angriffe im Sommer 2014 einen Teil des zwischen der Zentralregierung und der Kurdenregierung umstrittenen Kirkuk-Ölfelds. Im nicht-kurdischen Norden des Irak wurde die Ölförderung und Verarbeitung durch das Vordringen und die Eroberung kleinerer Ölfelder durch den IS beeinträchtigt. Zudem mussten Explorationsprojekte im Norden des Landes zum Teil aufgegeben werden.[625]
Wie bereits in Abschnitt 6.1.5.2. erörtert, bestehen zwischen der Zentralregierung in Bagdad und der Regierung der halbautonomen Kurdengebiete unterschiedliche Auffassungen zu den Zuständigkeiten über die Verwaltung der Ölfelder in den Kurdengebieten.
So verabschiedete die Regierung der Kurdengebiete im Jahr 2007 ein eigenes Öl- und Gasgesetz und schloss seit Ende 2011 eigenständig ca. 50 PSVs mit ausländischen Ölge-

[622] EIA (2015, Irak) und Oil & Gas Journal (2013).
[623] EIA (2015, Irak).
[624] Vgl. Bickel (2015) und EIA (2015, Irak).
[625] EIA (2015, Irak).

sellschaften wie Exxon-Mobil ab, wohingegen die Zentralregierung die Auffassung vertritt, dass nur sie befugt ist entsprechende Verträge abzuschließen und dass die Vermarktung des in den Kurdengebieten geförderten Rohöls ausschließlich durch die State Oil Marketing Organization (SOMO) zu erfolgen hat. Auch unter dem Eindruck des Konflikts mit dem IS, den die irakische und kurdische Regierung gemeinsam bekämpfen, wurden im Dezember 2014 erste Vereinbarungen zwischen der Zentralregierung und der kurdischen Regierung getroffen. So einigte man sich darauf, dass (1) 250.000 b/d des in den Kurdengebieten geförderten Öls an die SOMO geliefert wird, (2) 300.000 b/d aus dem Kirkuk-Feld durch die kurdische KRG-Pipeline zur türkischen Hafenstadt Ceyhan geliefert wird, (3) die Zentralregierung weiterhin einen Anteil von 17 % ihres Staatshaushalts an die Regierung der Kurdengebiete zahlt und die Miliz der Regionalregierung finanziell unterstützt.[626] Die Förderkapazität der Felder in den Kurdengebieten betrug im Jahr 2014 (Stand vor den IS-Angriffen im Juni) gemäß EIA ca. 427.000 b/d, wobei dies die von den kurdischen Kämpfern im Sommer 2014 übernommenen Ölfelder im Grenzgebiet zum von Bagdad kontrollierten Irak nicht berücksichtigt.[627] Für 2015 prognostiziert der Minister für natürliche Rohstoffe der kurdischen Regionalregierung kurdische Ölexporte von insgesamt 800.000 b/d, einschließlich des Kirkuk-Feldes, und 500.000 b/d aus rein kurdischen Ölfeldern. Dies würde zwar einen weiteren Anstieg der Fördermenge gegenüber 2014 bedeuten, liegt aber unterhalb der früheren Pläne der Regionalregierung von einer Fördermenge von ca. 1 mb/d im Jahr 2015. So prognostizierte auch die IEA (2012) lediglich einen Anstieg der kurdischen Fördermenge auf 0,5 bis 0,8 mb/d bis zum Jahr 2020.[628]

Während die Ölreserven der Kurdengebiete von der IEA im Jahr 2012, kurz nach dem Abschluss der ersten PSVs, noch auf ca. 4 Mrd. Barrel geschätzt wurden, bezifferte die kurdische Regionalregierung die Ressourcen des Gebiets auf ca. 45 Mrd. Barrel.[629] In Folge der Einnahme des Kirkuk-Ölfelds, das nachgewiesenen Ölreserven von ca. 9 Mrd. Barrel aufweist, im Sommer 2014, hat die kurdische Regierung die Schätzungen zu ihren Ölreserven zuletzt um die entsprechende Menge auf 13 Mrd. Barrel erhöht. Die Schätzungen zu den Ressourcen der Region hat sie ebenfalls, auf 45 bis 60 Mrd. Barrel, angehoben.[630]

6.1.5.4 Ermittlung der irakischen Kostenkurven für 2014

Die Förderkosten der, ausschließlich an Land befindlichen, irakischen Ölfelder betragen gemäß Schätzungen der internationalen Energieagentur 2 bis 3 US-$ je Barrel und die Erschließungskosten je Barrel an Förderkapazität (capital costs) belaufen sich, in Abhängigkeit von der Feldgröße, auf 7.000 bis 20.000 Dollar.[631] Unterstellt man für Onshore-

[626] EIA (2015, Irak) und IEA (2012), S. 430.
[627] EIA (2015, Irak).
[628] Vgl. IEA (2012), S. 430; EIA (2015, Irak) sowie Wilkin und Sheppard (2014).
[629] Vgl. IEA (2012), S. 423f.
[630] Vgl. Walt (2014) und EIA (2015, Irak).
[631] Vgl. IEA (2012), S. 424.

Felder eine Förderphase von 20 Jahren, ergeben sich, basierend auf den Schätzungen der IEA, Erschließungskosten in Höhe 0,96 bis 2,74 US-$ je Barrel.
Reuters (2009) schätzte die Vollkosten der Förderung eines Barrel Rohöl im Irak in den Jahren 2008/9 auf 4 bis 6 US-$ je Barrel. Die Förderkosten wurden auf 1 bis 2 US-$ je Barrel geschätzt.[632] Berücksichtigt man den Anstieg des UCCI um 9 % zwischen 2008/9 und 2014 und den Anstieg des UOCI um 15,3 % im selben Zeitraum, ergeben sich Förderkosten von 1,15 bis 2,31 US-$ je Barrel und Erschließungskosten in Höhe von 3,27 bis 4,36 US-$ je Barrel, so dass sich die Vollkosten im Jahr 2014 auf 4,42 bis 6,67 US-$ je Barrel belaufen hätten.
Diese Schätzungen berücksichtigen ausschließlich direkt mit der Förderung verbundene Kosten und keine Steuern und Abgaben sowie höhere Kosten aufgrund der instabilen Sicherheitslage. Jüngere Schätzungen zu den Förderkosten in den Kurdengebieten kommen mit ca. 5 US-$ für Erschließung und Förderung[633] zu ähnlichen Resultaten.
Darüber hinaus lassen sich die Explorations- und Erschließungskosten über die durchschnittlichen Bohrlochkosten schätzen.
Die durchschnittliche Anzahl aktiver Förderbohrlöcher betrug im Jahr 2013 1.630.[634] Die Fördermenge belief sich im Jahr 2013 auf 1,124 Mrd. Barrel bzw. ca. 3,08 mb/d.[635] Somit ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge von ca. 690.000 Barrel je aktivem Förderbohrloch im Jahr 2013. Unter der Annahme einer Förderdauer von 20 Jahren bei Onshore-Feldern ergibt sich eine Fördermenge von durchschnittlich 13,8 Mio. Barrel je Förderbohrloch. Die Tiefe der irakischen Lagerstätten, die sich ausschließlich Onshore befinden, beträgt gemäß Daten aus dem Worldwide Oil Field Production Survey zwischen ca. 600 und 3.800 Meter. Unter den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen zu den tiefenabhängigen Bohrlochkosten (1,1 bis 10,3 Mio. US-$ bei Tiefen zwischen 600 und 3.800 Metern) ergeben sich Bohrlochkosten von 0,08 bis 0,75 US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ca. ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, würden sich die Erschließungskosten auf 0,24 bis 2,25 US-$ je Barrel belaufen. Unter Berücksichtigung einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 0,32 bis 3,35 US-$ je Barrel.
Basierend auf der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 würden sich die Explorationskosten auf 0,06 bis 0,61 US-$ je Barrel belaufen. Ausgehend von einer fünfjährigen Explorationsphase ergeben sich aufgezinste Explorationskosten in Höhe von 0,13 bis 1,59 US-$ je Barrel. Somit beläuft sich der Gegenwartswert der Explorations- und Erschließungskosten der irakischen Ölfelder auf 0,45 bis 4,94 US-$ je Barrel.
Basierend auf den verfügbaren Schätzungen und vorgenommenen Berechnungen ergibt sich für die Explorations- und Erschließungskosten der im Jahr 2014 in der Förderphase

[632] Reuters (2009).
[633] Vgl. Walt (2014).
[634] Durchschnitt gebildet aus Daten von OPEC (2014), S. 27 und Oil & Gas Journal (2014).
[635] Vgl. IEA (2015a).

befindlichen Felder eine Spanne von 0,45 bis 4,94 US-$ je Barrel. Für die Förderkosten wird ein Intervall von 1,15 bis 3,00 US-$ je Barrel angenommen. Unter diesen Annahmen ergibt sich die, in Abbildung 6.29 dargestellte, kurzfristige Angebotskurve für das Jahr 2014. Gemäß dieser belaufen sich die kurzfristigen Grenzkosten im Irak auf maximal 3 US-$ je Barrel.

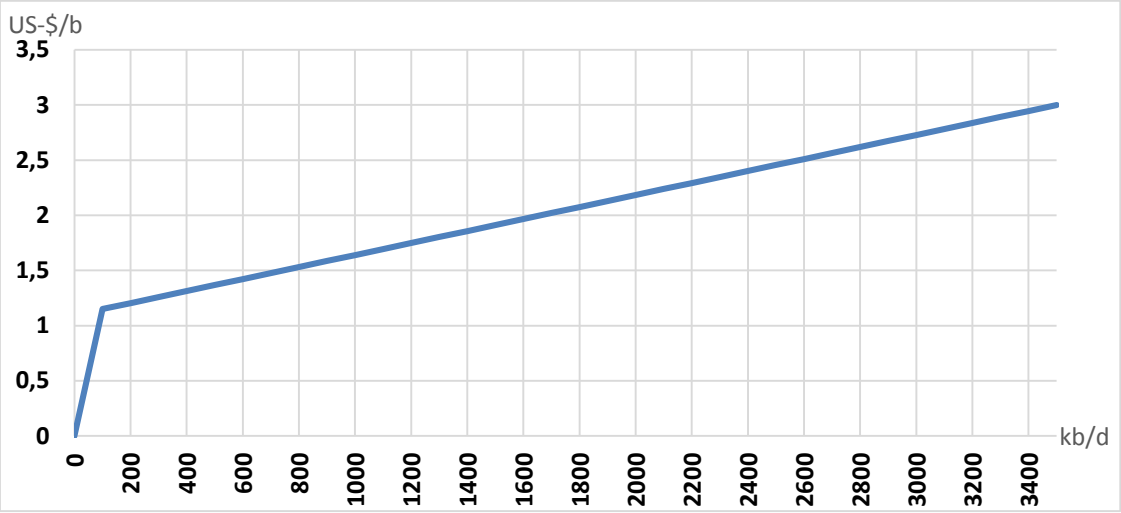


Abbildung 6.29: Kurzfristige Angebotskurven im Irak

Eigene Darstellung

Für die Vollkosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte (Abbildung 6.30) ergibt sich eine Spanne von 1,60 bis 7,94 US-$ je Barrel.

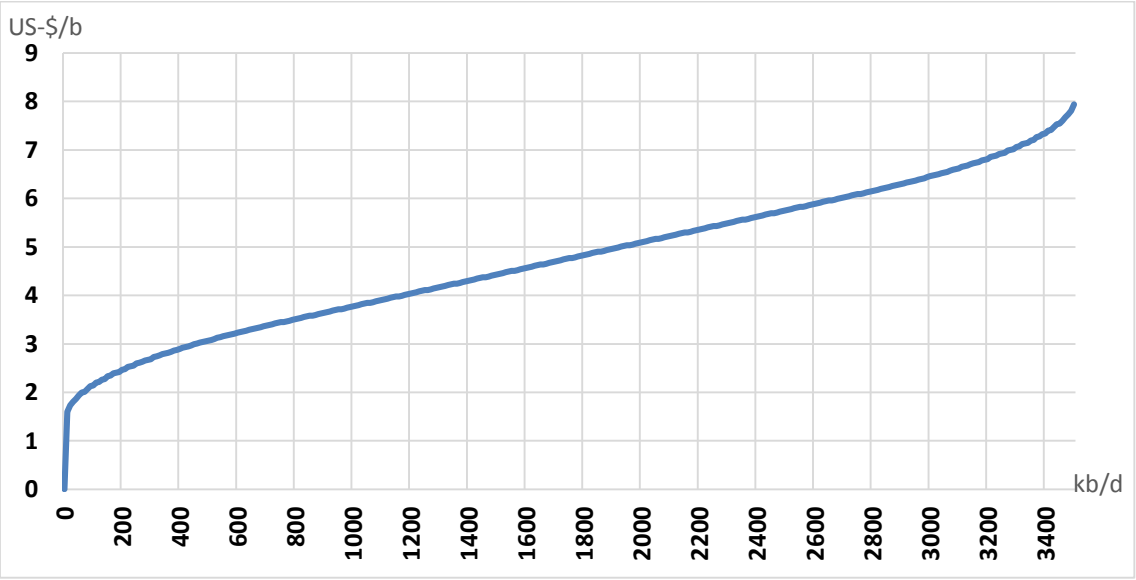


Abbildung 6.30: Irakische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

6.1.5.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurve

Neben den Kurdengebieten und den, im Rahmen der Werkverträge von ausländischen Ölgesellschaften, aktuell in der Erschließung befindlichen Feldern liefern bisher noch nicht entdeckte Ölvorkommen Potential für zukünftige Fördermengenausweitungen im Irak. So waren unter der Herrschaft von Saddam Hussein nur in verhältnismäßig geringem Umfang Explorationsprojekte durchgeführt worden – und dies mit mittlerweile veralteten Untersuchungsmethoden. Insbesondere der bisher noch weitestgehend unexplorierte Westen des Landes wird hierbei als vielversprechend angesehen.

Schätzungen zu den möglichen Ölreserven und Ressourcen im Irak gehen jedoch weit auseinander. So schätzt Campbell (2013, S. 285) die irakischen Reserven auf 81 Mrd. Barrel, von denen 69 Mrd. bekannt sind und 12 Mrd. noch nicht entdeckt wurden. Somit fällt seine Einschätzung am pessimistischsten aus. Die internationale Energieagentur (IEA (2012), S. 421f.) schätzt die noch verbleibenden, maximal förderbaren, Reserven an flüssigen Energieträgern (Öl und Flüssiggas) basierend auf Daten des United States Geological Survey auf 197 Mrd. Barrel und die nachgewiesenen Reserven auf 143 Mrd. Barrel. Jedoch wird in der IEA-Studie auch darauf hingewiesen, dass das irakische Ölministerium die noch nicht entdeckten Ressourcen auf 215 Mrd. Barrel beziffert und eine weitere Studie aus dem Jahr 1997 einen ähnlichen Wert ermittelt. Demnach bestünde noch erhebliches Potential.[636]

Die OPEC (2015) bezifferte die nachgewiesenen Reserven des Landes für 2014 auf 143,1 Mrd. Barrel. Die kumulierte Ölförderung des Irak belief sich gemäß der Energiestudie der BGR bis einschließlich 2013 auf ca. 36,5 Mrd. Barrel. Gemäß OPEC betrug die kumulierte Förderung des Landes bis einschließlich 2014 ca. 38,9 Mrd. Barrel.[637] Berücksichtigt man die Ölfördermenge im Jahr 2014 in Höhe von ca. 1,1 Mrd. Barrel, ergibt sich, basierend auf der BGR-Studie, eine kumulierte Förderung von ca. 37,6 Mrd. Barrel. Basierend auf der Hubbert-These die sich, aufgrund der Entwicklungen in der irakischen Ölindustrie seit Anfang der 1980er Jahre, eigentlich nicht für Prognosen der zukünftigen Fördermenge eignet, bestünde demnach erhebliches Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge. Grundsätzlich scheint hier zwar großes Potential zu bestehen, jedoch unterliegen Prognosen über die zukünftigen Fördermengen des Landes, aufgrund der in Abschnitt 6.1.5.3 erörterten Gründe, erheblichen Unsicherheiten.

Als Grundlage für die Prognose der Fördermenge im Jahr 2019 soll das in Abschnitt 6.1.5.3 vorgestellte Basisszenario der IEA verwendet werden. Gemäß diesem fällt die zusätzliche Fördermenge im Jahr 2019 (Jahr 7) mit ca. 2,6 mb/d um ca. 1,9 mb/d höher gegenüber dem Jahr 2014 (Jahr 2) mit ca. 0,7 mb/d aus. Diese Schätzung zur Entwicklung der irakischen Förderkapazität soll auch für die Erstellung der Angebotskurve für das Jahr 2019 verwendet werden.

Da die in Tabelle 6.9 aufgeführten Projekte bereits 2014 wesentlich zur irakischen Fördermenge beitrugen, wird darüber hinaus die Annahme getroffen, dass es aus den in der

---

[636] Vgl. IEA (2012), S. 421f.

[637] OPEC (2015), S. 22 sowie S. 27 und BGR (2014), S. 72.

Förderphase befindlichen Feldern des Landes, aufgrund der Verwendung sekundärer Fördermethoden, zunächst zu keinem Rückgang der Fördermenge kommt. Unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von durchschnittlich 5 % p. a. (übliche Annahme für Onshore-Felder) würde die Förderkapazität des Landes bis zum Jahr 2019 um ca. 0,8 mb/d auf 2,7 mb/d sinken. Basierend auf den getroffenen Annahmen sollte sie jedoch auf 5,4 mb/d ansteigen. Für die zusätzlichen 2,7 mb/d (Differenz zwischen 5,4 und 2,7 mb/d) wird angenommen, dass diese mittels sekundärer Fördermethoden gewonnen werden. Die Förderkosten der sekundären Ölförderung sollten im Vergleich zu den in Abschnitt 5.2.1 ermittelten 5 bis 20 US-$ je Barrel im Irak aufgrund der geringen Tiefe und der Größe der Lagerstätten sowie der Tatsache, dass sich alle Lagerstätten an Land befinden, deutlich geringer ausfallen. Realistischer scheinen vor diesem Hintergrund etwa halb so hohe Förderkosten von 2,5 bis 10 US-$ je Barrel, die für die zukünftigen Angebotskurven angenommen werden.

Da für die sekundäre Ölförderung Injektionsbohrungen vorgenommen und zusätzliche Verarbeitungsanlagen errichtet werden müssen, wird zudem angenommen, dass die Erschließungskosten um durchschnittlich 50 % höher, im Vergleich zur Erschließung mit primären Fördermethoden betriebener Felder, ausfallen. Somit ergeben sich Erschließungskosten von 0,48 bis 5,03 US-$ je Barrel und Explorations- und Erschließungskosten von 0,61 bis 6,62 US-$ je Barrel.

Für den Zeitraum nach 2020 prognostiziert die IEA eine Verlangsamung des irakischen Fördermengenwachstums. So erwartet sie bis 2025 einen Anstieg um weitere 0,8 mb/d gegenüber 2020.[638] Die durch primäre Fördermethoden gewonnene Menge an Rohöl würde bei einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % p. a. bis zum Jahr 2024 um weitere ca. 0,6 mb/d sinken, so dass insgesamt ca. 1,4 mb/d an zusätzlicher Förderkapazität durch die Anwendung sekundärer Fördermethoden geschaffen werden müssten. Unter den getroffenen Annahmen, und basierend auf dem Basisszenario der IEA, ergeben sich die in Abbildung 6.31 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

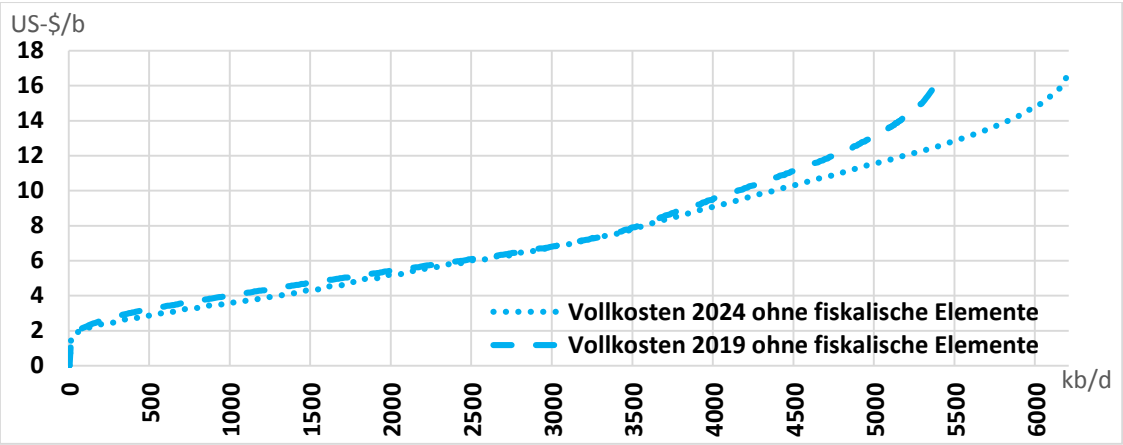


Abbildung 6.31: Irakische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

[638] Vgl. IEA (2012a), S. 59.

Demnach würde die irakische Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 5,4 und bis zum Jahr 2024 auf ca. 6,2 mb/d ansteigen.
Berücksichtigt man nur die zukünftig anfallenden Kosten und keine bereits versunkenen Kosten, ergibt sich die, in Abbildung 6.32 dargestellte, langfristige Angebotskurve für den Irak. Demnach würden im Jahr 2024 noch etwa 2 mb/d aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten stammen, sofern keine Investitionen in die Erweiterung oder Umrüstung der Felder getätigt werden. Die Grenzkosten dieser 2 mb/d belaufen sich auf bis zu ca. 3 US-$ je Barrel. Etwa 4,2 mb/d, der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge, würden aus neuen Projekten bzw. Erweiterungen und Umrüstungen bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Projekte stammen. Wie anhand der Abbildung zu sehen, lassen sich diese 4,2 mb/d bei technischen Grenzkosten von etwa 3 bis 17 US-$ je Barrel verhältnismäßig günstig fördern.

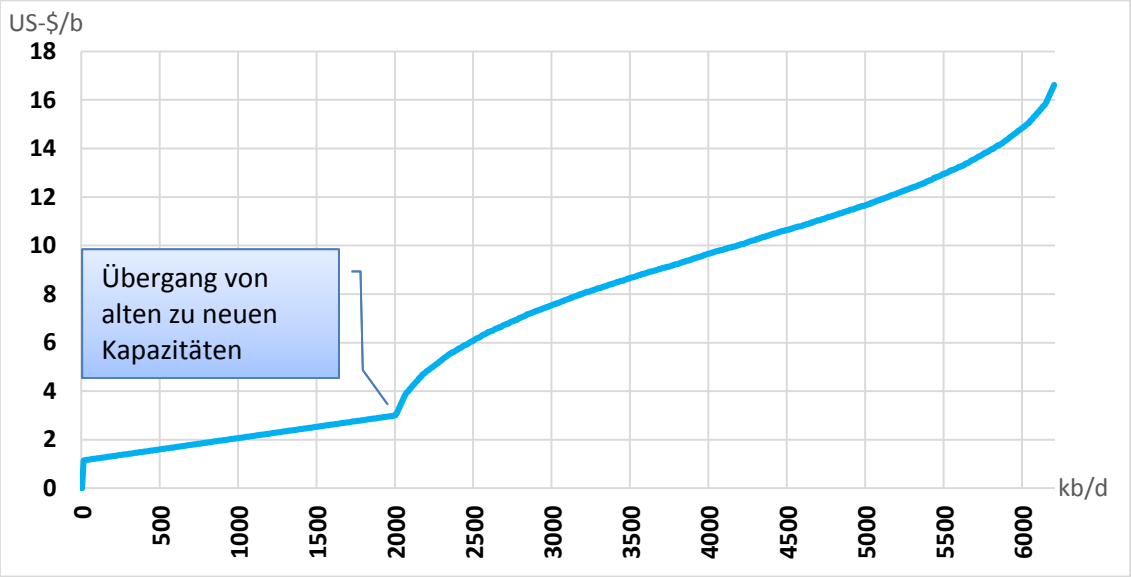


Abbildung 6.32: Langfristige Angebotskurve des Irak

Eigene Darstellung

Die in den Abbildungen 6.31 und 6.32 ermittelten Angebotskurven unterliegen einem hohen Maß an Unsicherheit. So stellen die ermittelten Fördermengen vor dem Hintergrund der in Abschnitt 6.1.5.3 erörterten notwendigen Investitionen in die Infrastruktur, der vom IS ausgehenden Bedrohung für die Ölfelder des Landes und den bereits erfolgten Senkungen der Zielfördermengen ein optimistisches Szenario dar.

6.1.6 Katar

Die nachgewiesenen Ölreserven des Golfstaats Katar, der sich auf einer an Land an Saudi-Arabien angrenzenden Halbinsel am Persischen Golf befindet, betrugen gemäß OPEC im Jahr 2014 ca. 25,2 Mrd. Barrel. Die Fördermenge belief sich im Jahr 2014 auf durchschnittlich ca. 0,7 mb/d.[639]

Der Beginn der neueren Geschichte Katars kann gemäß Bauer und Stern (1988) mit ostarabischen Bevölkerungswanderungen im Jahr 1760 angesetzt werden, in deren Zuge sich die beiden, noch heute das Land dominierenden, Stämme in Katar ansiedelten. Zwischen 1871 und 1913 geriet das Land unter Osmanische Herrschaft, jedoch blieb diese recht schwach und der führende Stamm der Al Thani konnte seine Macht im Land ausbauen. Nachdem die osmanische Vorherrschaft über Ostarabien im Jahr 1913 durch Ibn Saud (vgl. Kapitel 6.1.10) beendet worden war, traf Katar im November 1916 mit Großbritannien eine Vereinbarung die das Land zu einem Britischen Protektorat machte. Nachdem Großbritannien seine Truppen östlich von Suez im Jahr 1968 zurückgezogen, und damit auch seine Stellung als Schutzmacht verloren hatte, verkündete Scheich Khalifa am 3. September 1971 die Unabhängigkeit des Landes.[640]

Noch heute wird das Emirat von der Al-Thani-Dynastie regiert, die sowohl den Emir stellt als auch wichtige Ministerposten besetzt.[641]

6.1.6.1 Geschichte der katarischen Ölindustrie

Die katarische Ölindustrie hat ihren Ursprung im Jahr 1935 als der Emir die erste Explorations- und Fördergenehmigung (Konzession) an die Iraq Petroleum Company vergab. Bis zu diesem Zeitpunkt war die Perlenfischerei der mit Abstand bedeutendste Wirtschaftssektor des Landes gewesen. Unter der Konzession von 1935 begann die IPC zwei Jahre später mit der Ölsuche in Katar und unternahm wenig später die ersten erfolgreichen Bohrungen im Dukhan-Feld. Die einsetzende Förderung aus dem Feld wurde durch den Zweiten Weltkrieg unterbrochen und erst Ende 1947 wieder aufgenommen. 1949 wurden erstmals Fördermengen erzielt, die auch Ölexporte ermöglichten.[642]

Ebenfalls im Jahr 1949 vergab Scheich Abdullah bin Jassem l-Thani die erste Offshore-Konzession in der gesamten Golfregion an die amerikanische Ölgesellschaft Superior Oil. Diese zog sich 1952 aus dem Land zurück und gab die Konzession mit einer Laufzeit von 75 Jahren an Shell weiter. Shell wiederum begann unverzüglich mit der Offshore-Exploration. Erst acht Jahre später stieß Shell auf ein großes Vorkommen (mit dem Idd el-Shargi-Feld). Mit dem Einsetzen der Ölförderung aus dem Feld im Jahr 1964 handelte es sich um das erste ausschließlich aus Offshore-Anlagen bestehende Projekt weltweit.[643]

Aufgrund der stetig steigenden Fördermenge trat das Land im Jahr 1961 - damals noch unter britischem Protektorat stehend - der OPEC bei. Im Juni 1963 nannte sich das, die

---

[639] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[640] Vgl. Fromherz (2012), S. 47-79.
[641] Vgl. Ebenda, S. 135.
[642] Vgl. El Mallakh (1979), S. 33 und Fromherz (2012), S. 115.
[643] Vgl. al-Othman (1984), S. 36-41 und El Mallakh (1979), S. 33.

Onshore-Förderung im Dukhan-Feld betreibende, Konsortium (bestehend aus BP, Royal Dutch/Shell, CFP, Exxon, Mobil und Gulbenkian) in Qatar Petroleum Company (QPC) um.[644]

Zwei Jahre nachdem das Land seine Unabhängigkeit erklärt hatte, begann die katarische Regierung 1973 mit der Verstaatlichung des Ölsektors. So übernahm sie zunächst einen 25 %igen Anteil am Eigentum der QPC und der Shell Company-Qatar (SCQ). Nachdem der Staat bereits ein Jahr später seinen Anteil auf 60 % ausgeweitet hatte, wurden die verbliebenen 40 % an den Onshore-Anlagen im September 1976 und an den Offshore-Anlagen im Februar 1977 übernommen. Die ausländischen Ölgesellschaften erhielten für ihre verstaatlichten Anlagen Kompensationszahlungen und agierten fortan unter Werkverträgen, in deren Rahmen sie von der katarischen Regierung eine feste Entlohnung je Barrel erhielten. Diese betrug zunächst 0,15 US-$ je Barrel, sollte aber mit dem Ölpreis variieren.[645]

Im Zuge der Verstaatlichung wurden das Finanz- und das Ölministerium mit der politischen Verantwortung über den Ölsektor betraut und zudem mit der Qatar General Petroleum Corporation (QGPC, mittlerweile umbenannt in Qatar Petroleum - QP) eine staatliche Ölgesellschaft gegründet, die die Kontrolle über den Betrieb der in Staatshand befindlichen Ölprojekte übernehmen sollte. Zur Durchführung der Upstream- und Downstream-Tätigkeiten wurden mehrere Tochtergesellschaften gegründet. So sollte die Qatar Petroleum Producing Authority (QPPA) die Arbeiten aus den Onshore- und Offshore-Projekten der QPC und SCQ übernehmen und die National Oil Distribution Company (NODCO) für den Betrieb der Raffinerie in Umm Said sowie den Vertrieb des staatlichen Öls verantwortlich sein.[646] An dieser grundsätzlichen Gestaltung der katarischen Ölindustrie hat sich bis heute wenig geändert.

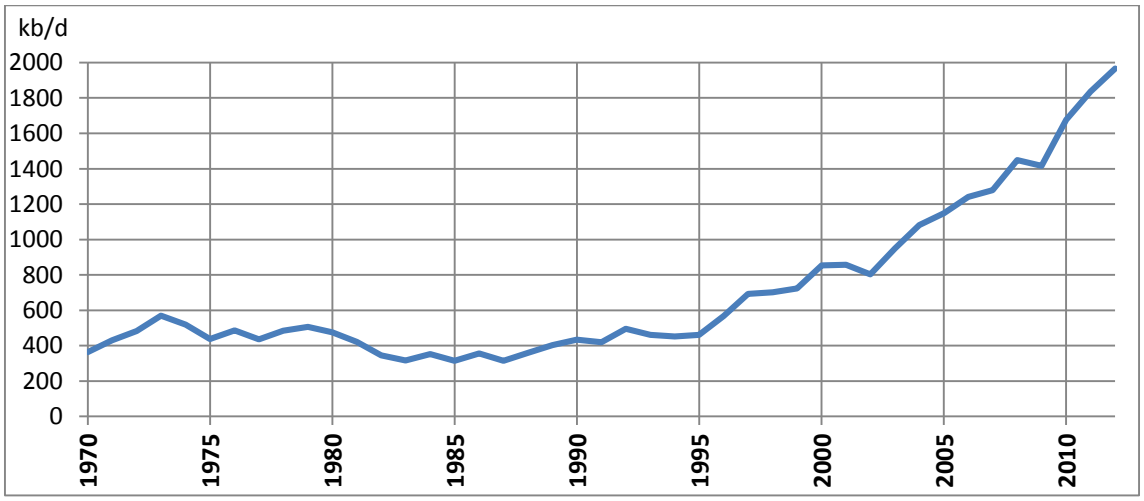


Abbildung 6.33: Katarische Fördermenge flüssiger Energieträger

Datenquelle: BP (2013).

[644] Vgl. El Mallakh (1979), S. 33.
[645] Vgl. Ebenda, S. 34f.
[646] Vgl. Ebenda, S. 35-37.

Ähnlich wie auch andere OPEC-Länder litt auch Katar in den 1980er Jahren unter dem Rückgang der Ölpreise, der einen Einbruch der vom Ölexport abhängigen Staatseinnahmen des Landes zur Folge hatte. Im Zuge der damals innerhalb der OPEC verabredeten Förderpolitik reduzierte auch Katar seine Fördermenge zunächst, wie in Abbildung 6.33 zu sehen, von ca. 500.000 b/d in den Jahren 1978 bis 1980 auf ca. 300.000 b/d Mitte der 1980er Jahre.

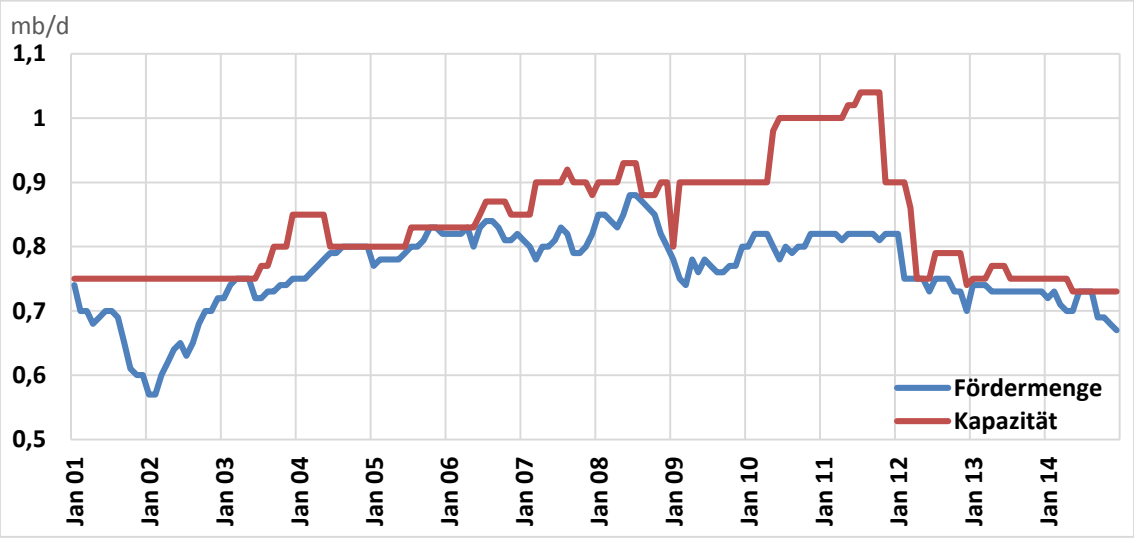


Abbildung 6.34: Ölfördermenge- und Kapazität in Katar seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

Zwar wurde die Fördermenge flüssiger Energieträger seit 1988 beständig ausgeweitet, jedoch zeigt ein Vergleich der Abbildungen 6.33 und 6.34, dass das Fördermengenwachstum der vergangenen zehn Jahre nicht aus einer Ausweitung der Rohölförderung, sondern einem starken Anstieg der Flüssiggasförderung (Liquified Natural Gas, LNG) resultiert.

6.1.6.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der katarischen Ölindustrie

Der rechtliche Rahmen für den katarischen Ölsektor wird insbesondere durch das Gesetz Nr. 3 von 2007 "Exploitation of Natural Wealth and the Resources thereof", Dekret-Gesetz Nr. 10 von 1974 "On the Establishment of Qatar General Petroleum Corporation - Qatar Petroleum" und die Verfassung in ihrer Version vom 8. Juni 2004 gesetzt.

Rechtlicher Rahmen

Gemäß Verfassungsartikel 29 sind alle natürlichen Rohstoffe Eigentum des Staates und dieser soll sie „bestmöglich bewahren und abbauen“.[647] Da die Formulierung „bestmöglich bewahren und abbauen“ nicht näher spezifiziert wird, bestehen hier große Interpretationsspielräume.

[647] Katarische Verfassung (2004).

Der konkretere Rahmen für den Öl- und Gassektor wird durch das Gesetz Nr. 3 von 2007 gesetzt. Gemäß Artikel 4 des Gesetzes Nr. 3 von 2007 liegt das exklusive Recht zur Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Öl-Lagerstätten ausschließlich bei der staatlichen Ölgesellschaft Qatar Petroleum, die jedoch andere natürliche oder juristische Personen mit operativen Aufgaben betrauen kann, sofern dies im Rahmen der für Qatar Petroleum geltenden Vorschriften geschieht.[648] Diese Vorschriften liefert das Dekret-Gesetz Nr. 10 von 1974. Gemäß Artikel 4 dieses Gesetzes ist Qatar Petroleum für alle Up- und Downstream-Aktivitäten im katarischen Ölsektor verantwortlich.
1988 wurden die Befugnisse von Qatar Petroleum durch Gesetz Nr. 15 von 1988 erweitert und entsprechende Ergänzungen in Artikel 4 des Dekret-Gesetzes Nr. 10 von 1974 eingefügt. Die neuen Aufgaben der Qatar Petroleum sollten neben den operativen Tätigkeiten auch die Führung von Verhandlungen und den Abschluss von Verträgen umfassen. Darüber hinaus sollte Qatar Petroleum alle, vom Department of Petroleum bis dahin unterzeichneten, Vereinbarungen die in Verbindung mit der Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen standen ablösen und weiter verwalten.[649]
In Artikel 5 werden Qatar Petroleum folgende, zur Erfüllung ihrer Ziele geeigneten, Möglichkeiten eingeräumt:

- Gründung von Tochtergesellschaften,
- Beteiligungen an bereits bestehenden Firmen,
- Abschluss von Verträgen mit, oder Beteiligung an, anderen Ölgesellschaften.[650]

Zwar sollte der Vorstand von Qatar Petroleum für die operativen Entscheidungen verantwortlich sein, doch sollten strategische Entscheidungen über die Ausrichtung der katarischen Ölindustrie der Regierung obliegen.[651]
Die Gewinne der Qatar Petroleum sollten – nachdem ein hinreichend großer Kapitalstock aufgebaut wäre – vollständig an den Staat überführt werden.[652]
Ausländische Ölkonzerne sind in Katar über „Exploration and Production Sharing Agreements“ (EPSA) sowie „Development and Production Sharing Agreements” (DPSV) tätig, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Fiskalischer Rahmen

Grundsätzlich beträgt der Körperschaftsteuersatz in Katar gemäß Artikel 11 des Gesetzes Nr. 21 von 2009 („Issuing the Income Tax Law“) 10 % auf die zu versteuernden Gewinne. Für Unternehmen, die Arbeiten im Up- und Downstream-Bereich des Ölsektors gemäß Gesetz Nr. 3 von 2007 durchführen, gilt hingegen gemäß den Artikeln 7 und 11 (Absatz 1-b) seit Januar 2010 ein Körperschaftsteuersatz von mindestens 35 %.[653]

---

[648] Vgl. Katar Gesetz Nr. 3 (2007).
[649] Vgl. Katar Gesetz Nr. 10 (1974), Art. 4.
[650] Vgl. Ebenda, Art. 5.
[651] Vgl. Ebenda, Art. 8.
[652] Vgl. Ebenda, Art. 10.
[653] Vgl. Katar Gesetz Nr. 21 (2009).

Die konkreten fiskalischen Bedingungen werden für jedes Projekt individuell ausgehandelt, wobei weder feste Royalties noch eine Produktionsteuer oder Steuern auf Rohstoffrenten existieren.[654]

Die PSVs beinhalten gemäß EY (2014) die folgenden Elemente:

- die im Untergrund befindlichen Ölvorkommen sind Eigentum des Staates,
- die Risiken liegen bei den internationalen Ölgesellschaften, die alle in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden Kosten tragen,
- alle in der Explorations- und Erschließungsphase angefallenen Kosten werden wie Kapitalkosten behandelt und linear abgeschrieben,
- die angefallenen Kosten werden der Betreibergesellschaft über das in einem Jahr geförderte Öl erstattet (Kostenöl),
- die nach Abzug des Kostenöls verbleibende Fördermenge (Gewinnöl) wird zwischen der Betreibergesellschaft und QP, entsprechend ihrer vertraglich fixierten Anteile, aufgeteilt,
- PSVs beinhalten Einmalzahlungen bei Vertragsunterzeichnung und fördermengenabhängige Zahlungen (signature and production bonusses), die nicht erstattungsfähig sind,
- der Staat erhält keine Royalties.[655]
- Der hinsichtlich der Körperschaftsteuer zu versteuernde Gewinn der ausländischen Ölgesellschaft entspricht dem Verkaufswert des auf sie entfallenen Gewinnöls.[656]

Verluste können generell bis zu drei Jahre in die Zukunft vorgetragen werden. Bei unter PSVs betriebenen Projekten entfällt diese Begrenzung, da die Kosten der Exploration und Erschließung erst durch zukünftige Erträge aus der Ölförderung gedeckt werden.[657]

Hinsichtlich der Besteuerung wird jedes Projekt einzeln behandelt. Eine Verrechnung von Erträgen und Verlusten verschiedener, von einer Ölgesellschaft betriebener, Projekte ist somit nicht möglich (ring-fencing).[658]

6.1.6.3 Gegenwart der Ölindustrie in Katar

Gegenwärtig wird in Katar aus neun Feldern Rohöl gefördert, von denen sich mit dem Dukhan-Feld lediglich ein Feld an Land befindet.

Die Fördermengen der aktuell in Katar betriebenen Felder sind in Tabelle 6.10 für die jüngere Vergangenheit, basierend auf den wenigen hierzu verfügbaren Daten, zusammengefasst.

---

[654] Vgl. EY (2014), S. 459.
[655] Vgl. Ebenda, S. 460.
[656] Vgl. Ebenda, S. 460.
[657] Vgl. Ebenda, S. 461.
[658] Vgl. Ebenda, S. 461.

Tabelle 6.10: Fördermengen der katarischen Ölfelder

Feld	**Betreiber**	**Nachgewiesene/wahrscheinliche Reserven, (2011), mb**	**Fördermenge (in b/d)**		
			2000	**2009**	**Ende 2012**
Dukhan	QP	558/872	307.400	254.000	225.000
Al-Shaheen	Maersk	412/597	112.300	297.800	300.000
Idd al-Shargi	Occidental	582/720	108.000	106.600	105.000
Bul Hanine	QP	439/560	76.400	54.000	45.000
Maydan-Mahzam	QP	131/265	51.800	30.300	22.000
Al Khalij	Total	79/97	21.400	36.200	19.000
Al-Rayyan	Occidental	35/35	12.100	8.600	8.000
Al Karkara	QPD Co. Ltd	20/41	-	6.200	7.000
El-Bunduq	BP und Total	30/30	-	7.300	6.500
Summe		2.285/3.217	689.400	801.000	737.500

Datenquellen: Für 2000 und 2009: Oil & Gas Journal (diverse Jahre), für 2012: Qatar National Bank (2014), S. 12, für Reserven: Qatar National Bank (2013), S. 12.

Bei dem Dukhan-Feld handelt es sich nicht nur um das einzige Onshore-Feld sondern auch um das, hinsichtlich der Förderphase, älteste Ölfeld des Landes, aus dem bereits seit Ende der 1940er Jahre Öl gefördert wird. Entsprechend weist es bereits rückläufige Fördermengen auf. Gegenwärtig beläuft sich die Förderkapazität aus diesem, ehemals größten Feld des Landes, gemäß QP zwar auf maximal 335.000 b/d, jedoch fällt die tatsächliche Fördermenge deutlich geringer aus und weist, trotz mittlerweile angewandter sekundärer und tertiärer Fördermethoden, eine rückläufige Tendenz auf.[659] Lag die Fördermenge des Feldes in den Jahren 1999 bis 2001 noch zwischen 280.000 und 310.000 b/d[660], so betrug sie Ende 2012 nur noch 225.000 b/d. Mit nachgewiesenen Reserven von 558 Mio. Barrel Ende 2011 (und möglichen Reserven von ca. 870 Mio. Barrel) von ursprünglichen Vorkommen in Höhe von ca. 5,8 Mrd. Barrel[661] zeigt sich ebenfalls, dass dieses Feld bereits zu großen Teilen erschöpft ist und seine frühere Fördermenge nicht mehr erreichen dürfte, auch wenn Exxon Mobil gegenwärtig im Rahmen eines Werkvertrags Entwicklungsmaßnahmen in dem Feld vornimmt. Diese sollten jedoch gemäß Qatar National Bank nicht vor dem Jahr 2015 zu einer Steigerung der Fördermenge führen.[662]

[659] Vgl. Qatar Petroleum (o. J.).
[660] Daten aus Oil & Gas Journal (diverse Jahre).
[661] Vgl. Campbell (2013), S. 303.
[662] Vgl. Qatar National Bank (2013), S. 13.

Neben dem Dukhan-Feld betreibt QP die beiden Offshore-Felder Maydan-Mahzam und Bul-Hanine mit Fördermengen von 22.000 bzw. 45.000 b/d Ende 2012 und nachgewiesenen Reserven von 130 (265) bzw. 440 (560) Mio. Barrel.[663] Auch diese Felder, die in den Jahren 1963 bzw. 1970 entdeckt worden sind, weisen seit Jahren sinkende Fördermengen auf. So betrug die Fördermenge aus dem Maydan-Mahzam-Feld in den Jahren 1999 bis 2001 noch zwischen 45.000 und 52.000 b/d und aus dem Bul-Hanine-Feld zwischen 67.000 und 77.000 b/d. Im Jahr 2009 lagen die Fördermengen noch bei 30.000 bzw. 54.000 b/d.[664] Die Fördermenge der staatlichen QP betrug somit Ende 2012 ca. 290.000 b/d.

Die weiteren, ausschließlich Offshore befindlichen, Ölprojekte, werden von ausländischen Ölgesellschaften unter den im vorherigen Abschnitt beschriebene PSVs betrieben. Das größte dieser Projekte stellt das von der dänischen Maersk betriebene Al-Shaheen-Projekt dar. Das entsprechende EPSA zwischen Maersk und QP wurde 1992 unterzeichnet und bereits 1994 wurde mit der Ölförderung aus dem Feld begonnen. Seitdem wurden in den Jahren 1996, 1998, 2001 und zuletzt 2005 Erweiterungspläne entwickelt und umgesetzt, so dass die Fördermenge aus dem Feld stetig, bis auf 300.000 b/d im Jahr 2012, anstieg, womit es die höchste Fördermenge aller katarischen Felder aufweist. Die gemäß Vereinbarung auf die QP entfallene Fördermenge belief sich zuletzt auf ca. 200.000 b/d bzw. zwei Drittel an der Gesamtfördermenge aus dem Feld. Gegenwärtige Entwicklungspläne zielen darauf ab, die Fördermenge in den kommenden Jahren auf dem bisherigen Niveau zu halten.[665]

Das zweitgrößte von einer ausländischen Ölgesellschaft betriebene Projekt stellt das von Occidental betriebene Idd al-Shargi-Feld dar, das sich in einen Nord- und einen Südabschnitt unterteilt. Für den bereits 1960 von Shell entdeckten Nordabschnitt erhielt Occidental 1994 ein EPSA mit einer Laufzeit von 25 Jahren. Seitdem investierte Occidental ca. 700 Mio. US-$ in die Implementierung von EOR-Verfahren um die Fördermenge, die 1994 noch 12.000 b/d betragen hatte, zu steigern. Durch die Anwendung der EOR-Verfahren konnte die Fördermenge Ende der 1990er Jahre auf ca. 130.000 b/d gesteigert werden. Seitdem ist sie aber wieder rückläufig. Für den Südabschnitt schloss Occidental 1997 ebenfalls ein EPSA mit einer Laufzeit von 25 Jahren ab. Die Fördermenge aus beiden Projekten betrug im Jahr 2012 ca. 105.000 b/d.[666]

Daneben betreibt Occidental seit 2007 ein Projekt im 1976 entdeckten Al Rayyan-Feld, dessen Fördermenge Ende 2012 ca. 8.000 b/d betrug, nachdem sie im Jahr 1998 noch bei über 21.000 b/d gelegen hatte.[667]

---

[663] Vgl. Ebenda, S. 12f.
[664] Daten aus Oil & Gas Journal (diverse Jahre).
[665] Vgl. Maersk (o.J., b) und Maersk (2010).
[666] Vgl. Qatar National Bank (2013), S. 13, Occidental (2013), S. 16 und International Business Publications (2013), S. 89.
[667] Vgl. Qatar National Bank (2013), S. 13 und Oil & Gas Journal (diverse Jahre).

Das drittgrößte im Rahmen eines PSV betriebene Projekt stellt das Al Khalij-Feld dar. Nachdem ein 25-jähriges EPSA zwischen Katar und der französischen Ölgesellschaft Total im Jahr 1989 abgeschlossen worden war, stieß Total 1991 erstmals auf Öl im betreffenden Gebiet und begann 1997 mit der Förderung.[668] Nach anfänglich 20.000 b/d stieg die Fördermenge auf durchschnittlich 32.000 b/d im Jahr 2000 und blieb in den folgenden Jahren im Bereich zwischen 30.000 und 40.000 b/d. In der jüngeren Vergangenheit war die Fördermenge jedoch bereits rückläufig und lag im Jahr 2013 bei ca. 25.000 b/d. Im November 2012 wurde das EPSA zwischen QP und Total um 25 Jahre verlängert. Vom Gewinnöl erhält die QP 60 % und Total 40 %. Gemäß den Verantwortlichen von Total besteht das Ziel in der nahen Zukunft in einer Stabilisierung der Fördermenge.[669]
Die beiden weiteren, im Rahmen von PSVs betriebenen Felder, sind das Al Karkara- und das El-Bunduq Feld mit Fördermengen von 7.000 respektive 6.500 b/d Ende 2012.
Das Al Karkara-Offshore-Feld, mit nachgewiesenen Reserven in Höhe von 20 Mio. Barrel und wahrscheinlichen von 41 Mio. Barrel, wird seit 1997 von der Qatar Petroleum Development (QPD) Co. Ltd., einer Tochtergesellschaft der japanischen Cosmo Oil Group, betrieben. Erstmals wurde im März 2006 aus diesem Feld, das seitdem in zwei Phasen erweitert wurde, Öl gefördert. Das Ziel von QPD besteht in einer Ausweitung der Fördermenge auf 9.000 b/d.[670]
Das El-Bunduq-Ölfeld mit Reserven in Höhe von ca. 30 Mio. Barrel liegt auf der Seegrenze zwischen Katar und Abu Dhabi. Beide Länder arbeiten bei der Erschließung und Ausbeutung des Feldes zusammen. Entdeckt wurden die Ölvorkommen des Feldes bereits im Jahr 1965. 1970 gründeten BP und Total die Bunduq Company Ltd. zur Ausbeutung des Feldes. 1975 wurde erstmals Öl aus dem Feld gefördert und die Fördermenge erreichte zwischenzeitlich ca. 50.000 b/d. Seit einigen Jahren ist sie jedoch rückläufig und in den vergangenen Jahren wird das Feld auch zum Testen neuer EOR-Methoden, wie beispielsweise seit 2006 der Gasinjektion, genutzt.[671]

6.1.6.4 Ermittlung der katarischen Kostenkurven für 2014

Zu den Kosten von Ölprojekten in Katar liegen nahezu keine verwertbaren Daten und Informationen von offizieller Seite (Ministerien, im Land tätige Ölgesellschaften) vor. Aufgrund des Alters der Ölfelder werden in dem Land mittlerweile nahezu ausschließlich sekundäre Fördermethoden verwendet. Für diese wurde in Abschnitt 5.2.1 eine Spanne von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen.
Die von der US-Ölgesellschaft Occidental, die im Jahr 2014 mit ca. 107.000 b/d zur Fördermenge des Landes beitrug, in Katar getätigten Ausgaben beliefen sich im Jahr 2014

[668] Vgl. Total (2012a).
[669] Vgl. The Oil & Gas week (2013); Qatar National Bank (2013), S. 13; Total (2012a) und Oil & Gas Journal (diverse Jahre).
[670] Vgl. Qatar Petroleum Development Co. (o. J.) und Qatar National Bank (2013), S. 12f.
[671] Vgl. Neuhof (2012); Bunduq Oil Producing Company (o. J.) und Qatar National Bank (2013), S. 12f.

auf ca. 780 Mio. US-$.[672] Diese Kosten umfassen sowohl die beiden von Occidental betriebenen Offshore-Projekte als auch das Dolphin-Erdgasprojekt, an dem Occidental mit 24,5 % beteiligt ist.[673] Da Occidental keine genaue Aufschlüsselung der Kosten veröffentlicht, wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass zwei Drittel der Kosten auf die beiden Ölprojekte und ein Drittel auf das Erdgasprojekt entfallen. Da die Ölprojekte sich bereits in der Förderphase befinden, soll zudem die Annahme getroffen werden, dass es sich bei den angefallenen Kosten ausschließlich um Förderkosten handelt. Unter diesen Annahmen hätten sich die Förderkosten im Jahr 2014 auf ca. 13,31 US-$ je Barrel belaufen. Nimmt man für die Förderkosten eine Spanne von ±50 % um den für Occidental ermittelten Wert von 13,31 US-$ je Barrel an, so ergeben sich Förderkosten von 6,56 bis 19,97 US-$ je Barrel. Diese Kostenspanne, die für die Ermittlung der Angebotskurven verwendet wird, entspricht nahezu der in Abschnitt 5.2.1 angenommenen Förderkostenspanne bei Anwendung sekundärer Fördermethoden.

Die Explorations- und Erschließungskosten lassen sich anhand der Fördermenge je Bohrloch und der Tiefe der Lagerstätten schätzen. Wie bereits in der Fallstudie zum Iran erörtert, beträgt die maximale Wassertiefe im Persischen Golf ca. 100 Meter, so dass es sich bei den dort betriebenen Projekten um solche in seichten Gewässern, die gegenüber Tiefwasser-Projekten bedeutend geringere Kosten aufweisen, handelt. Für die Förderphase wird die in Abschnitt 5.3.4 getroffene Annahme einer Dauer von 15 Jahren bei Offshore-Feldern und 20 Jahren bei Onshore-Feldern getroffen.

Gemäß Daten der OPEC (2014) und des Worldwide Oil Field Production Survey betrug die durchschnittliche Anzahl aktiver Förderbohrlöcher im Jahr 2013 ca. 520.[674] Die Fördermenge Katars betrug im Jahr 2013 ca. 0,7 mb/d, von denen ca. 0,2 mb/d aus dem einzigen Onshore-Feld Dukhan und 0,5 mb/d aus Offshore-Projekten stammen. Insgesamt belief sich die Fördermenge des Landes im Jahr 2013 auf 266,5 Mio. Barrel.[675]

Die Fördermenge je Bohrloch betrug basierend auf diesen Daten im Jahr 2013 ca. 510.000 Barrel. Bei Onshore-Feldern ergibt sich so über die angenommene Nutzungsdauer eine durchschnittliche Fördermenge von 10,2 Mio. Barrel und bei den Offshore-Feldern von 7,65 Mio. Barrel.

Die Lagerstättentiefe beträgt gemäß Daten des Worldwide Oil Field Production Survey ca. 2.000 Meter beim Dukhan-Feld und zwischen 900 und 2.100 Metern bei den Offshore-Feldern des Landes. Für das Dukhan-Feld ergeben sich somit Erschließungskosten von 4,6 Mio. US-$ und bei den Offshore-Feldern zwischen 4,5 und 12,2 Mio. US-$ je Bohrloch. Die Bohrlochkosten belaufen sich somit bei den Onshore-Lagerstätten auf ca. 0,45 US-$ je Barrel und bei Offshore-Projekten auf 0,59 bis 1,59 US-$ je Barrel. Gemäß den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen zum Anteil der Bohrlochkosten an den Gesamterschließungskosten (ein Drittel bei Onshore-, ein Viertel bei Offshore-Projekten) ergeben sich Erschließungskosten von 1,35 US-$ je Barrel bei Onshore-Feldern und 2,36

[672] Vgl. Occidental (2015).
[673] Vgl. Occidental (2014).
[674] Durchschnitt gebildet aus Daten von OPEC (2014), S. 27 und Oil & Gas Journal (2014).
[675] Vgl. IEA (2015a).

bis 6,36 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern. Bei einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 1,81 bis 2,01 US-$ je Barrel bei den Onshore-Feldern und 3,17 bis 9,48 US-$ je Barrel bei den Offshore-Feldern des Landes.
Die Explorationskosten betragen unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme zum Verhältnis von Erschließungs- zu Explorationskosten bei Onshore-Projekten 0,36 US-$ je Barrel und bei Offshore-Projekten 0,64 bis 1,72 US-$ je Barrel. Aufgezinst ergeben sich Explorationskosten von 0,78 bis 0,94 US-$ je Barrel bei Onshore- und 1,38 bis 4,50 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten. Somit belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 2,59 bis 2,95 US-$ je Barrel bei Onshore- und 4,55 bis 13,98 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten.
Für die Förderkapazität von ca. 0,75 mb/d im Jahr 2014 wird angenommen, dass 0,25 mb/d aus Onshore- und 0,5 mb/d aus Offshore-Feldern stammen.
Da in Katar keine festen Mengen- oder Wertabgaben erhoben werden, die sich auf die Kosten auswirken, werden bei der Erstellung der Angebotskurven keine fiskalischen Elemente berücksichtigt, so dass diese sich ausschließlich auf die technischen Kosten beziehen.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.35 und 6.36 dargestellten Angebotskurven für im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte.

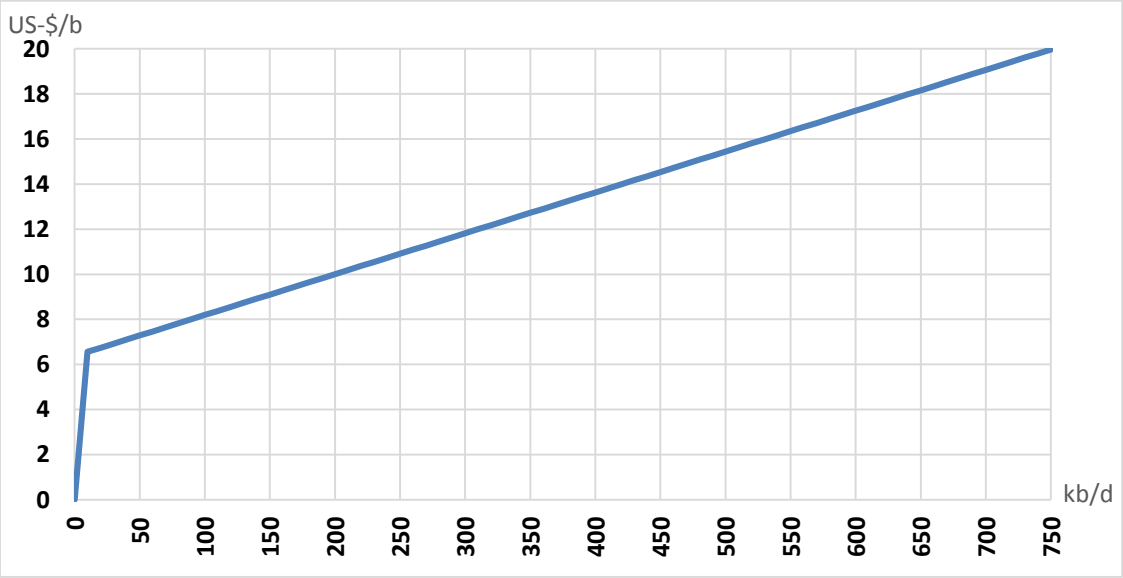


Abbildung 6.35: Kurzfristige Angebotskurve in Katar

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.35 zu sehen, beliefen sich die kurzfristigen Grenzkosten im Jahr 2014 auf 6,56 bis 19,97 US-$ je Barrel. Demnach würde die Ölförderung aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten erst eingeschränkt werden, wenn der Ölpreis unter ca. 20 US-$ sänke.

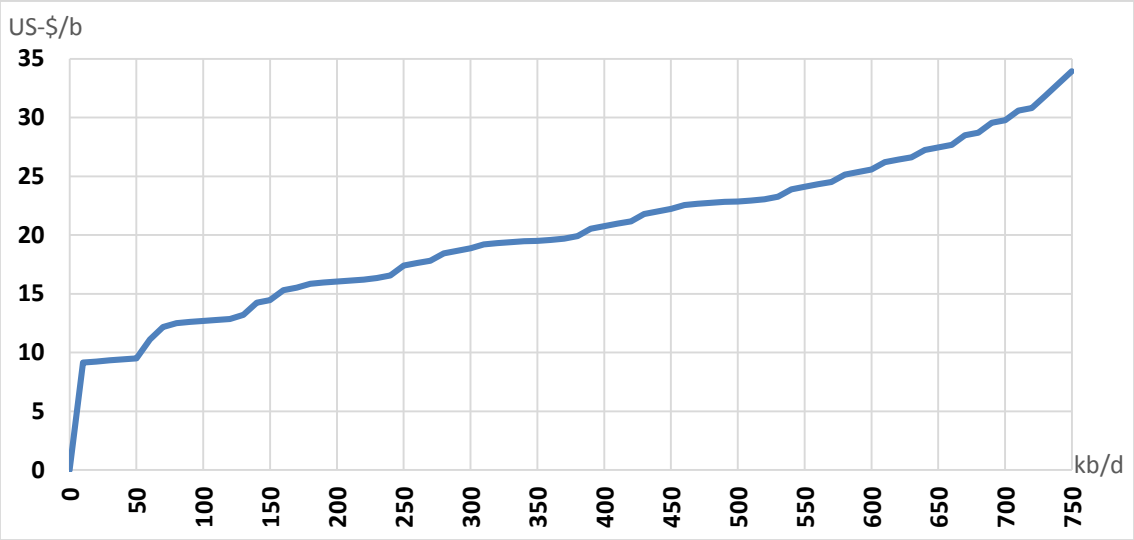


Abbildung 6.36: Katarische Vollkostenkurve 2014

Eigene Darstellung

Werden nicht nur die in der Förderphase anfallenden Kosten sondern auch die Explorations- und Erschließungskosten berücksichtigt, ergeben sich, wie in Abbildung 6.36 zu sehen, technische Vollkosten von ca. 9,15 bis 33,95 US-$ je Barrel. Erst bei durchschnittlichen Ölpreisen von weniger als ca. 34 US-$ je Barrel würde sich demnach die Ölförderung aus Teilen der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte unter Berücksichtigung aller in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase angefallenen und anfallenden Kosten nicht rentieren. Die Kosten der Onshore-Förderung fallen aufgrund der geringeren Explorations- und Erschließungskosten mit ca. 9,15 und 22,83 US-$ je Barrel im Vergleich zu den Kosten der Offshore-Projekte, mit 11,11 bis 33,95 US-$ je Barrel, wesentlich niedriger aus.

6.1.6.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß OPEC-Statistikjahrbuch (2015) beliefen sich die Ölreserven Katars Ende 2014 auf 25,2 Mrd. Barrel und die kumulierte Ölfördermenge bis einschließlich 2014 auf ca. 9,8 Mrd. Barrel.[676] Gemäß BGR hingegen betrug die kumulierte Fördermenge des Landes bis einschließlich 2013 ca. 11,7 Mrd. Barrel.[677]

Unter Berücksichtigung der Fördermenge im Jahr 2014 von ca. 260 Mio. Barrel hätte sich die kumulierte Fördermenge, basierend auf den Schätzungen der BGR, bis Ende 2014 auf ca. 12 Mrd. Barrel belaufen. Gemäß der Hubbert-These bestünde demnach noch Potential für Ausweitungen der Fördermenge, da bisher erst ca. ein Drittel der gegenwärtig wirtschaftlich förderbaren Vorkommen ausgebeutet wurden.

Die offiziellen Zahlen zu den Reserven des Landes erscheinen jedoch mehr als zweifelhaft. So belaufen sich die Feld-bezogenen nachgewiesenen Reserven, wie in Tabelle 6.10 gezeigt, auf lediglich ca. 2,3 Mrd. Barrel. Selbst die wahrscheinlichen Reserven fallen

[676] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[677] Vgl. BGR (2014), S. 72.

mit ca. 3,2 Mrd. Barrel, im Vergleich zu den offiziellen nachgewiesenen Reserven des Landes, deutlich geringer aus. Erklären lässt sich die Differenz von ca. 22 Mrd. Barrel damit, dass die nachgewiesenen Reserven nicht nur konventionelles Rohöl, sondern auch bei der Erdgasförderung als Beiprodukt gewonnene Kondensate umfassen. Deren Vorkommen belaufen sich gemäß EIA auf eben jene ca. 22 Mrd. Barrel.[678] Somit lässt sich der Anstieg der offiziellen Reserven um über 20 Mrd. Barrel seit dem Jahr 1997 – obwohl sich der letzte große Ölfund des Landes (das Al Rayyan Feld) 1994 ereignete[679] – durch einen Anstieg der Vorkommen an Kondensaten erklären.

Da die Förderung von Kondensaten in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird und die nachgewiesenen Ölreserven (ohne Kondensate) geringer ausfallen als die bisherige kumulierte Fördermenge des Landes, erscheint zukünftig, gemäß der Hubbert-These, eine rückläufige Fördermenge wahrscheinlicher.

Jüngere Studien zum katarischen Ölsektor prognostizieren maximal einen leichten Anstieg der Fördermenge in den kommenden Jahren. So prognostizierte die Qatar National Bank in ihrer Landesstudie aus dem Jahr 2013 noch einen Anstieg der Fördermenge auf 0,8 mb/d bis zum Jahr 2017.[680] In ihrer jüngsten Studie vom September 2014 hingegen erwartet sie nur noch eine Stabilisierung der Fördermenge bei ca. 0,7 mb/d.[681] Beide Prognosen fallen deutlich niedriger aus, als die von der Regierung für das Jahr 2017 angestrebte Förderkapazität von 1,2 mb/d.[682]

Da sich alle Ölprojekte des Landes bereits seit Jahren (teils Jahrzehnten) in der Förderphase befinden, wird für die Erstellung der langfristigen Angebotskurven, basierend auf den Erkenntnissen aus Abschnitt 3.1.3, die Annahme getroffen, dass der natürliche Fördermengenrückgang, ohne zusätzliche Investitionen, bei den Offshore-Feldern 7,5 % p. a. und bei den Onshore-Feldern 5,0 % p. a. betragen würde. Unter diesen Annahmen würde die Fördermenge aus den Onshore-Lagerstätten bis 2019 auf ca. 200.000 b/d sinken und die Offshore-Fördermenge auf ca. 350.000 b/d.

Die Fördermenge aus dem Bul Hanine-Feld, die 2012/13 ca. 40.000 bis 45.000 b/d betrug, soll durch weitere Erschließungsinvestitionen in Höhe von ca. 10,7 Mrd. US-$ auf ca. 90.000 b/d ab dem Jahr 2020 erhöht werden. Die Modernisierung des Feldes, die neue Bohrplattformen und Bohrungen sowie Verarbeitungsanlagen umfasst, wird in einem Zeitraum bis 2028 vorgenommen.[683]

Bezieht man die geplanten Investitionen auf die nachgewiesenen und erwarteten Reserven des Ölfelds, die unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Fördermenge von ca. 45.000 b/d in den Jahren 2012 bis 2014 und den in Tabelle 6.10 dargestellten Schätzungen noch ca. 390 bis 510 Mio. Barrel betragen sollten, ergeben sich Kosten von 20,98 bis 27,44 US-$ je Barrel. Da die Fördermenge durch den natürlichen Fördermengenrückgang bis zum Jahr 2019 auf ca. 30.000 b/d sinken würde, beträgt die zusätzliche Fördermenge

[678] Vgl. EIA (2014, Kat).
[679] Vgl. Ebenda.
[680] Vgl. QNB (2013), S. 13.
[681] Vgl. QNB (2014), S. 12.
[682] Vgl. EIA (2014, Kat).
[683] Vgl. Offshore-Technology (2014) und Qatar Petroleum (2014).

durch die vorzunehmenden Investitionen ca. 60.000 b/d. Da diese bis zum Jahr 2028 vorgenommen werden sollen, wird für die Angebotskurven die Annahme getroffen, dass die Fördermenge aus dem Bul Hanine-Feld sowohl im Jahr 2019 als auch 2024 90.000 b/d beträgt.

Die Fördermenge aus dem von Occidental betriebenen Idd al-Shargi Feld betrug 2014 ca. 100.000 b/d. Ohne zusätzliche Investitionen würde die Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 70.000 b/d sinken. Im Jahr 2013 schloss Occidental ein Abkommen über die Modernisierung und Erweiterung des Feldes, mit dem Ziel der Aufrechterhaltung der Fördermenge über die kommenden sechs Jahre, ab. Die Investitionssumme hierfür soll mindestens 3 Mrd. US-$ betragen.[684] Bezogen auf die noch verbleibenden Reserven des Feldes in Höhe von ca. 465 bis 615 Mio. Barrel ergeben sich Kosten von 4,88 bis 6,45 US-$ je Barrel. Für die Fördermenge aus dem Feld wird die Annahme getroffen, dass diese bis zum Jahr 2019 bei ca. 100.000 b/d verbleibt und anschließend (da bisher keine sich daran anschließenden Investitionen geplant sind) um 7,5 % p. a. sinkt.

Auch das Al Shaheen-Feld wird gegenwärtig von Maersk im Rahmen eines 2012 gestarteten Investitionsprogramms modernisiert und erweitert. Gemäß Maersk betrugen alleine die Investitionen für die Expansion des Al Shaheen Feldes, die zwischen 2005 und 2010 vorgenommen wurde, 6,5 Mrd. US-$.[685] Die Investitionen des seit 2012 laufenden Modernisierungs- und Erweiterungsprojekts sollen sich gemäß EIA auf ca. 2,5 Mrd. US-$ belaufen. Das mit den Investitionen verbundene Ziel besteht in einer Aufrechterhaltung der Fördermenge von ca. 300.000 b/d. Die kumulierte Fördermenge des Feldes erreichte Mitte Juli 2010 1 Mrd. Barrel[686] und sollte bei einer durchschnittlichen Fördermenge von ca. 300.000 b/d bis Ende 2014 ca. 1,5 Mrd. Barrel betragen haben. Ohne neue Investitionen würde die Fördermenge des Feldes bis 2019 unter den Annahmen zum natürlichen Fördermengenrückgang auf ca. 200.000 b/d sinken. Mit seinem, seit 2012 laufenden 2,5 Mrd. US-$ Investitionsprogramm, strebt Maersk eine Aufrechterhaltung der Fördermenge bei 300.000 b/d bis 2017 an. Die zusätzliche Fördermenge durch die Modernisierung und Erweiterung sollte sich im Zeitraum von 2012 bis 2017 auf ca. 100 bis 150 Mio. Barrel belaufen. Somit ergeben sich Kosten von 12,50 bis 16,67 US-$ je Barrel. Für die 2019er-Angebotskurve wird basierend auf den vorherigen Erläuterungen die Annahme getroffen, dass die Fördermenge aus dem Al Shaheen-Feld bis zum Jahr 2017 ca. 300.000 b/d beträgt und anschließend bis 2019 auf ca. 260.000 b/d sinkt (natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a.). Davon weisen 60.000 b/d Erschließungskosten in Höhe von 12,50 bis 16,67 US-$ je Barrel auf.

Für die anderen Felder des Landes, für die gegenwärtig keine Modernisierungs- und Erweiterungspläne vorliegen, werden die bereits erörterten Rückgangsraten unterstellt.

Unter den getroffenen Annahmen würde die Fördermenge Katars im Jahr 2019 noch 700.000 b/d betragen, von denen 150.000 b/d aus Modernisierungen und Erweiterungen der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte stammen würden. Für diese

[684] Vgl. Boman (2013).
[685] Vgl. Maersk (o. J.).
[686] Vgl. Maersk (2010).

150.000 b/d wird zudem angenommen, dass sie mittels sekundärer Fördermethoden gewonnen werden müssen, so dass auch für deren Förderkosten eine Spanne von 6,56 bis 19,97 US-$ je Barrel angenommen wird.
Da gegenwärtig keine neuen Lagerstätten in Katar erschlossen werden, seit 1994 keine großen Neufunde mehr gemacht wurden und gegenwärtige Projekte primär das Ziel einer Aufrechterhaltung der Fördermenge verfolgen, erscheint es für den Zeitraum nach 2019 – auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass bereits heute intensiv sekundäre Fördermethoden angewandt werden und in den kommenden Jahren tertiäre Fördermethoden zum Einsatz kommen dürften – realistisch, dass die Fördermenge mit den bereits erörterten Raten von 5 % Onshore und 7,5 % Offshore sinkt.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.37 dargestellten Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024.

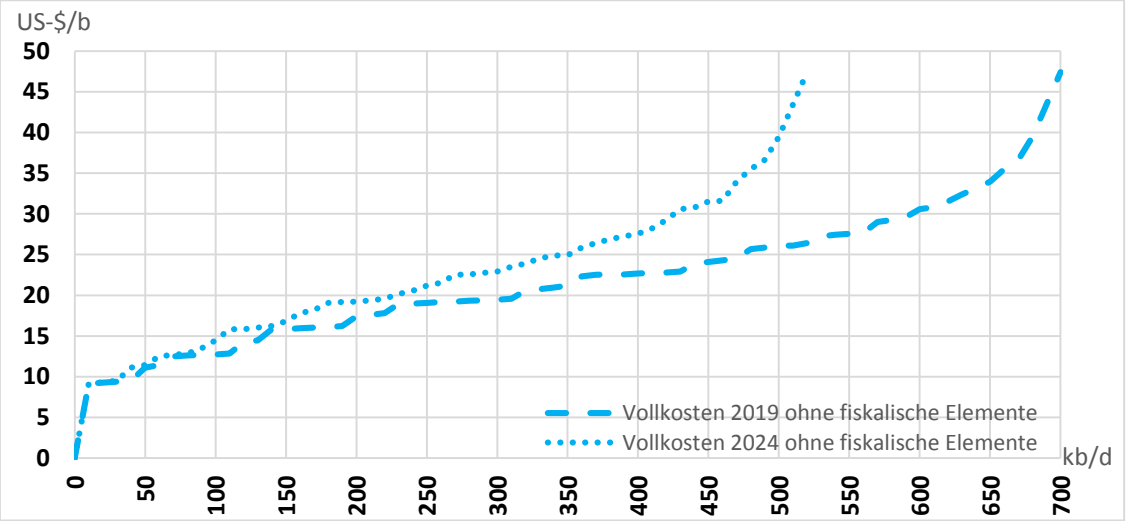


Abbildung 6.37: Katarische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die Fördermenge des Landes im Jahr 2019 ca. 0,7 mb/d betragen. Davon würden ca. 0,2 mb/d Onshore und 0,5 mb/d Offshore gewonnen werden. Unter der Annahme, dass sich an die gegenwärtigen Modernisierungs- und Erweiterungsprojekte keine weiteren Projekte und Erschließungen neuer Ölfelder anschließen, scheint ein Rückgang der katarischen Ölfördermenge auf ca. 0,5 b/d bis zum Jahr 2024 realistisch.
Werden nur die aus Sicht der Ölproduzenten entscheidungsrelevanten Grenzkosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.38 dargestellte langfristige Angebotskurve.

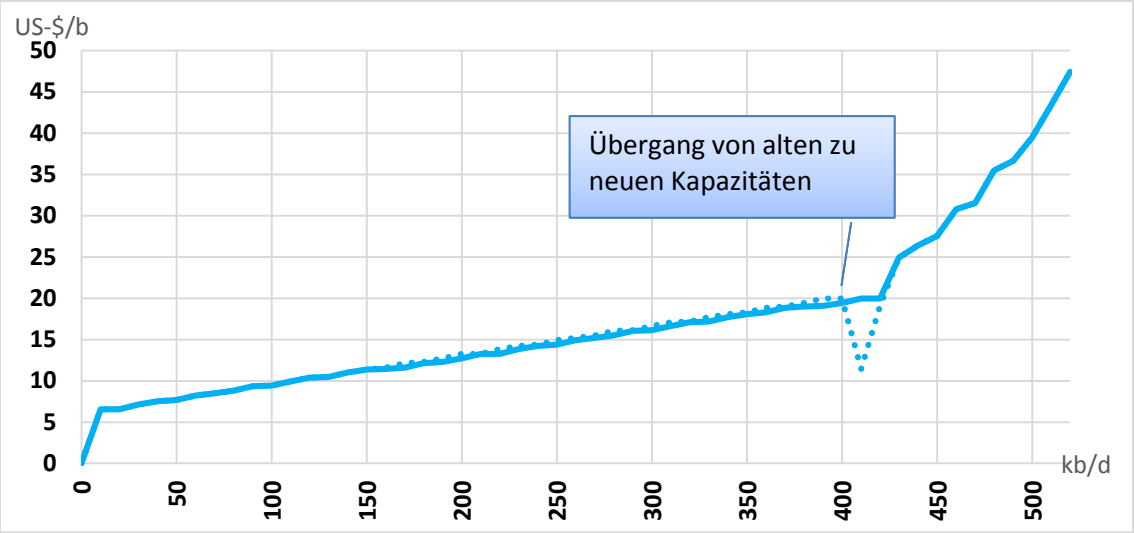


Abbildung 6.38: Langfristige Angebotskurve Katars

Eigene Darstellung

Während die technischen Vollkosten aus Bohrlöchern, aus denen bereits im Jahr 2014 Öl gefördert wurde, maximal ca. 34 US-$ je Barrel betragen, belaufen sich die Grenzkosten der Förderung aus aktuellen Modernisierungs- und Erweiterungsprojekten auf ca. 11 bis 47 US-$ je Barrel.

Bei Anwendung der Herfindahl-Regel über die Reihenfolge der Erschließung von Lagerstätten sollten die Grenzkosten jedes weiteren, über die ermittelten ca. 0,5 mb/d hinausgehenden, Barrels im oberen Bereich der langfristigen Angebotskurven liegen und demnach mindestens ca. 40 US-$ je Barrel betragen.

6.1.7 Kuwait

Der im Nordwesten des Persischen Golfs gelegene und an Saudi-Arabien und den Irak grenzende Golfstaat Kuwait wies Ende 2014 nachgewiesenen Ölreserven von ca. 101,5 Mrd. Barrel und im Jahr 2014 eine Fördermenge von durchschnittlich 2,9 mb/d auf.[687]
Der Ursprung des heutigen Kuwait liegt im frühen 18. Jahrhundert, als verschiedene, Ende des 17. Jahrhunderts aus dem Nadschd-Gebiet im heutigen Saudi-Arabien Richtung Golf ausgewanderte, Stämme (insbesondere der Bani Utub-Stamm) sich im heutigen Staatsgebiet Kuwaits niederließen und sich mit dem bereits dort angesiedelten Stamm der Bani Khalid zusammentaten. Die wichtigsten Wirtschaftssektoren stellten zu dieser Zeit Perlenfischerei, Schiffbau und Güterhandel, der insbesondere durch den natürlichen Hafen des Landes ermöglicht wurde, dar.[688]
Aufgrund äußerlicher Bedrohungen, insbesondere durch das Osmanische Reich, schloss der damalige Herrscher, Scheich Mubarak Al Sabah, im Januar 1899 eine Vereinbarung mit Großbritannien ab, gemäß der Kuwait zu einem Britischen Protektorat wurde. Nach dem Ende des Ersten Weltkriegs offene Grenzfragen gegenüber Saudi-Arabien wurden durch das Abkommen von Uqair von 1922 geklärt, in dessen Rahmen die Grenzen zu Saudi-Arabien festgelegt wurden und die sog. „Neutrale Zone“ mit Saudi-Arabien an Kuwaits südlicher Grenze geschaffen wurde. Über dieses Gebiet im Süden Kuwaits und Norden Saudi-Arabiens sollten die beiden Staaten vorerst paritätische Hoheitsrechte ausüben dürfen. Am 18. Juni 1961 erlangte Kuwait die volle Unabhängigkeit von Großbritannien. Unter dem bis 1977 amtierenden Herrscher Amir Sabah al-Salim Al Sabah wurde 1965 ein Abkommen mit Saudi-Arabien geschlossen, gemäß dem die Neutrale Zone in „Geteilte Zone“ umbenannt wurde und das Gebiet in einen zu Kuwait gehörenden Nord-Abschnitt und einen, zu Saudi-Arabien gehörenden Süd-Abschnitt geteilt werden sollte. In Kraft trat die Teilung der „Neutralen Zone“ jedoch erst Anfang der 1970er Jahre. Die Erträge aus der Öl- und Gasförderung in der geteilten Zone sollten Kuwait und Saudi-Arabien zu gleichen Teilen zukommen.[689]
Gemäß der noch heute gültigen Verfassung von 1962 handelt es sich beim Emirat Kuwait um eine konstitutionelle Monarchie mit dem Emir als Staatsoberhaupt. Dieser leitet auch das Kabinett – und damit die Exekutive – und ernennt den Premierminister.[690] Die Legislative bildet eine regelmäßig (alle vier Jahre) zu wählende Volksvertretung bestehend aus 50 Abgeordneten, die jedoch vom Emir aufgelöst werden kann, was in der Vergangenheit mehrmals geschehen ist. Wahlen zur Volksvertretung wurden erstmals 1963 abgehalten. Seit Mitte des 18. Jahrhunderts stellt die Al Sabah-Familie den Emir.[691]
Wie bereits in Abschnitt 4.5 erörtert, wurde Kuwait im August 1990 vom Irak angegriffen und für sieben Monate, bis zum Eingreifen der von den USA angeführten Allianz im

[687] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[688] Vgl. Crystal (1990), S. 18f.
[689] Vgl. International Business Publications (2012), S. 20f und US Bureau of Intelligence and Research (1970).
[690] Vgl. Kuwaitische Verfassung (1962), Art. 54, 55, 56.
[691] Vgl. International Business Publications (2012), S. 21. und Kuwaitische Verfassung (1962), Art. 51, 79, 80, 83.

Februar 1991, besetzt. In Folge des Krieges legte der UN-Sicherheitsrat die Grenze, basierend auf Vereinbarungen der beiden Länder aus den Jahren 1932 und 1963, neu fest. Im November 1994 stimmte die irakische Regierung dem neuen Grenzverlauf zu.[692]

6.1.7.1 Geschichte der kuwaitischen Ölindustrie

Ihren Ursprung hat die kuwaitische Ölindustrie im Dezember 1934, als die von BP (damals noch Anglo-Persian Oil Company) und Gulf Oil gegründete Kuwait Oil Company (KOC) vom Emir die erste Konzession zur Exploration und Förderung von Öl in Kuwait erhielt. Die Laufzeit dieser Konzession sollte 75 Jahre betragen.[693]

Obwohl mit Explorationsbohrungen bereits 1935 begonnen wurde, dauerte es bis 1938, ehe in Kuwait erstmals Ölvorkommen entdeckt wurden. Bei dem 1938 entdeckten Burgan-Feld handelte es sich um die bis dahin größte jemals entdeckte Lagerstätte. Die Ölreserven des Feldes wurden anfänglich auf ca. 63 Mrd. Barrel geschätzt.[694] Mit der kommerziellen Ölgewinnung wurde jedoch erst nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs begonnen.[695]

In den Jahren 1948 und 1949 vergaben Kuwait und Saudi-Arabien Konzessionen für die Onshore-Gebiete der Neutralen Zone an US-amerikanische Ölgesellschaften.[696] Für die Offshore-Gebiete der Neutralen Zone erhielt die japanische Arabian Oil Company, an der auch Kuwait und Saudi-Arabien beteiligt waren, den Zuschlag.[697]

Nachdem sich die saudische Regierung im Vorjahr mit dem in Saudi-Arabien tätigen Konsortium ausländischer Ölgesellschaften (Aramco) darauf geeinigt hatte, dass der saudische Staat 50 % von den Gewinnen der Aramco erhalten sollte, änderte auch die kuwaitische Regierung 1951 die Bedingungen der 1934 an die KOC vergebenen Konzession. So sollte der Staat fortan 50 % der von der KOC erwirtschafteten Gewinne erhalten.[698]

1960 trat Kuwait als eines der Gründungsmitglieder der OPEC bei und gründete im selben Jahr die Kuwait National Petroleum Company (KNPC), an der sich auch der kuwaitische private Sektor mit 40 % beteiligen konnte, während der staatliche Anteil an der KNPC 60 % betrug. In den Anfangsjahren bestand die Aufgabe der KNPC in der Vermarktung von Ölproduktion im In- und Ausland.[699] Ebenfalls als Staatsunternehmen mit einheimischen privaten Anteilseignern wurden bis 1963 die Kuwait Oil Tankers Company und die Petroleum Industries Company gegründet.[700]

Während die Anfang der 1960er Jahre gegründeten staatlichen Ölgesellschaften sich bisher aus den operativen Tätigkeiten im upstream-Bereich herausgehalten hatten, wurde im Jahr 1974 mit der Verstaatlichung auch dieser Aktivitäten begonnen. So wurde die KOC

---

[692] Vgl. International Business Publications (2012), S. 21.
[693] Vgl. Kuwait Petroleum Corporation (o. J.).
[694] Vgl. Kuwait Petroleum Corporation (o. J.) und IFP (2007), S. 19.
[695] Vgl. Tétreault (1995), S. 14.
[696] Kuwait an Aminoil und Saudi-Arabien an Getty Oil.
[697] Vgl. Tétreault (1995), S. 2.
[698] Vgl. Marcel (2006), S. 22.
[699] Vgl. Tétreault. (1995), S. 2 und International Business Publications (2012), S. 32.
[700] Vgl. Marcel (2006), S. 31.

in zwei Schritten - 1974 (Übernahme von 60 % an der KOC) und 1975 (Übernahme der verbliebenen 40 % im Dezember) - verstaatlicht. BP und Gulf erhielten dafür eine Kompensationszahlung. Diese fiel jedoch deutlich geringer aus als von den beiden Ölgesellschaften gefordert. Zeitgleich wurden auch weitere, bisher durch Joint-Ventures betriebene, Ölfelder verstaatlicht, so dass sich die kuwaitische Ölindustrie ab Mitte der 1970er Jahre vollständig in staatlicher Hand befand.[701]
Gleichzeitig wurden 1974 der Petroleum Supreme Council und 1975 das Ölministerium geschaffen.[702] Diese neuen staatlichen Institutionen sollten die strategische Planung über den kuwaitischen Ölsektor übernehmen.[703]
1980 wurden die verschiedenen im Ölsektor tätigen Staatsunternehmen durch das Gesetz zur Gründung der Kuwait Petroleum Corporation (KPC) zu einem vertikal integrierten staatlichen Ölkonzern zusammengefasst. Dieser sollte alle operativen Tätigkeiten im kuwaitischen Up- und Downstream-Sektor durchführen.[704]

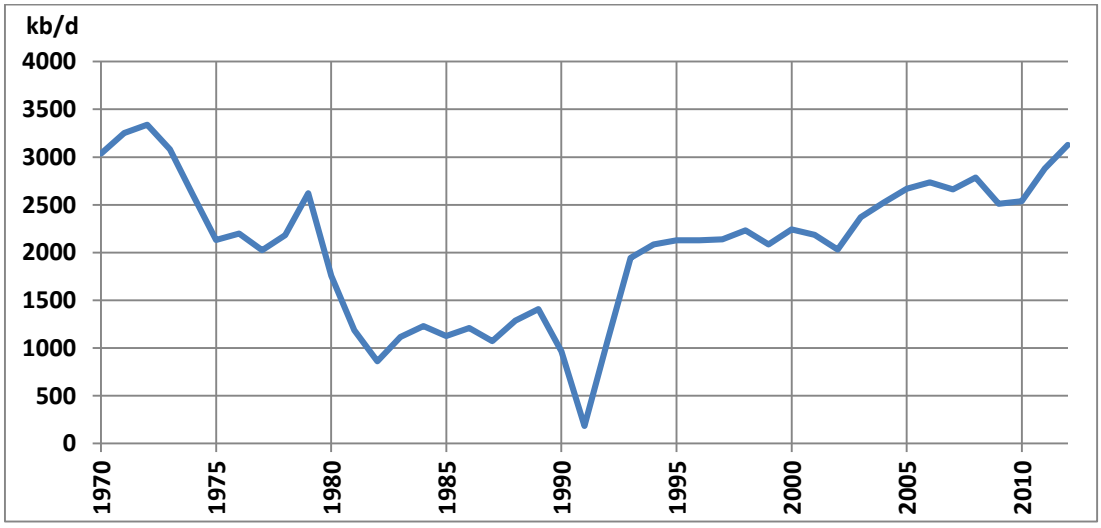


Abbildung 6.39: Förderung flüssiger Energieträger in Kuwait

Datenquelle: BP (2013).

Nachdem die Förderung flüssiger Energieträger 1972 mit durchschnittlich 3,3 mb/d ihren vorläufigen Höhepunkt erreicht hatte, führte der in Abschnitt 4.4 erläuterte Einsatz der „Ölwaffe“ durch die arabischen OPEC-Mitglieder zu einem Rückgang der Fördermenge auf durchschnittlich ca. 3,1 mb/d im Jahr 1973 (vgl. Abbildung 6.39). So lag die Fördermenge im Dezember 1973 mit knapp über 2,5 mb/d um nahezu 1 mb/d unter dem Niveau im September, dem Monat vor Ausbruch des Jom-Kippur-Krieges.[705] In den Jahren der

[701] Vgl. Kuwait Petroleum Corporation (o. J., a); International Business Publications (2012), S. 32 und Marcel (2006), S. 31f.
[702] Das bis dahin Teil des Finanzministeriums war. (Vgl. Kuwait Ministry of Oil (o. J.)).
[703] Vgl. Kuwait Ministry of Oil (o. J., a) und International Business Publications (2012), S. 32.
[704] Vgl. Kuwait Petroleum Corporation (o. J., a) und International Business Publications (2012), S. 32.
[705] Datenquelle: EIA.

schrittweisen Verstaatlichung 1974 und 1975 sank die Fördermenge weiter, was insbesondere dem Abfluss an technischem Know-how geschuldet war, da die ausländischen Mitarbeiter von BP und Gulf das Land verließen.
Nach einem Fördermengen-Tief von 2,0 mb/d 1977 erholte sich die kuwaitische Ölindustrie und die Fördermenge stieg bis 1979 auf durchschnittlich 2,6 mb/d. Im Zuge der ab 1980 sinkenden Nachfrage nach OPEC-Öl und den sinkenden Ölpreisen reduzierte auch Kuwait seine Fördermenge sukzessive bis auf durchschnittlich ca. 0,9 mb/d 1982.
In den folgenden Jahren bis 1989 weitete Kuwait seine Fördermenge wieder aus. Dabei lag die tatsächliche kuwaitische Fördermenge teils deutlich über der zugeteilten Quote. Wie in Abschnitt 4.5 ausgeführt, war dies eine der Ursachen für die am 2. August 1990 begonnene Invasion durch den Irak und dem daraus resultierenden zweiten Golfkrieg.
Innerhalb kurzer Zeit besetzten die irakischen Streitkräfte die kuwaitischen Onshore-Förderanlagen. Am 24.01.1991, eine Woche nach Beginn der Angriffe der von den USA angeführten Koalition gegen den Irak, begannen die irakischen Truppen mit der Zerstörung der kuwaitischen Ölförderanlagen. Diese Entwicklungen erreichten ihren Höhepunkt am 21.02.1991, als die Iraker systematisch 755 Ölbohrlöcher angriffen, von denen lediglich 113 intakt blieben. 105 hingegen wurden vollständig zerstört.[706]
Die Fördermenge des Landes sank in Folge der irakischen Besetzung und Angriffe auf die Ölfelder von ca. 2 mb/d vor dem Krieg auf zwischenzeitlich Null von Februar bis Mai 1991.[707]
Ab Juni 1991 setzte die kuwaitische Ölförderung wieder ein und wurde schrittweise ausgeweitet. Im Juni 1992 machte sie bereits durchschnittlich ca. 1 mb/d aus und erreichte im Sommer 1993 wieder das Vorkriegsniveau von ca. 2 mb/d.[708] Zur schnellen Wiederbelebung der kuwaitischen Ölindustrie trugen sowohl einheimische Ölexperten als auch internationale Brandbekämpfungsfirmen wie Red Adair bei.[709]
Allerdings hatten im Zuge des Golfkriegs auch einige - insbesondere ausländische - Führungskräfte die KOC verlassen oder waren ausgewiesen worden. Entsprechend mangelte es nun an fähigen Führungskräften bei der KOC. Dem Verlust an Know-how wurde zwischen 1994 und 1997 durch den Abschluss von fünf Werkverträgen mit den ausländischen Ölgesellschaften Chevron, Shell, BP, Exxon und Total begegnet.[710]
Ab 1993 wurden erste Schritte zum sogenannten „Projekt Kuwait“ eingeleitet. Dieses sah eine Öffnung des heimischen upstream-Sektors für Investitionen ausländischer Ölgesellschaften vor. Dadurch sollten auch ausländische Ingenieure und Führungskräfte wieder in das Land geholt werden. Das Ziel bestand in einer Ausweitung der Förderkapazität auf 4 mb/d bis zum Jahr 2020. Zwar wurden in den folgenden Jahren mehrfach konkrete Vorschläge zur Umsetzung des Projekts gemacht und auch Gesetzentwürfe eingebracht, je-

[706] Vgl. Al-Damkhi (2007), S. 515-517.
[707] Datenquelle: EIA.
[708] Datenquelle: EIA.
[709] Vgl. Al-Damkhi (2007), S. 518f.
[710] Vgl. Stevens (2008), S. 47.

doch wurden diese aus diversen Gründen (Uneinigkeit zwischen Parlament und Regierung, mangelnde Detailtiefe, nicht vorhandene Verfassungskonformität) abgelehnt, so dass das Projekt nie wirklich umgesetzt wurde.[711]
Ein wichtiger Schritt in Richtung Zusammenarbeit mit internationalen Ölgesellschaften wurde im Jahr 2001 getätigt, als durch Gesetz Nr.8/2001 "Foreign Direct Capital Investment Law" teilweise Direktinvestitionen im kuwaitischen Energiesektor ermöglicht wurden, sofern das Parlament für jedes einzelne Projekt ein entsprechendes Gesetz verabschiedet und darüber jeden einzelnen Vertrag genehmigt.[712]
Seit dem Jahr 2010 wurden zwischen der Kuwait Oil Company und ausländischen Ölgesellschaften wie Shell und der britischen Petrofac mehrere Werkverträge [sog. Enhanced Technical Service Agreements (ETSA)] abgeschlossen, bei denen die internationale Ölgesellschaft technische Dienstleistungen und Beratung liefert, um die Förderkapazität auf ein vorher vereinbartes Niveau zu steigern und im Gegenzug ein festes Entgelt zuzüglich einer erfolgsbasierten Zahlung erhält. Ein Vorteil der Werkverträge besteht darin, dass diese keiner vorherigen Genehmigung durch das Parlament bedürfen.[713]

6.1.7.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kuwaitischen Ölindustrie

Gemäß Artikel 21 der kuwaitischen Verfassung sind alle natürlichen Rohstoffe in Kuwait Eigentum des Staates. Diesem obliegt sowohl ihre Bewahrung als auch Gewinnung.[714]
Gemäß Verfassungsartikel 152 über die Handhabung der natürlichen Rohstoffe dürfen Förderkonzessionen nur durch ein entsprechendes Gesetz und für einen begrenzten Zeitraum vergeben werden.[715]
Den Handlungsrahmen für die staatliche Ölgesellschaft und ihre Tochtergesellschaften, die für die operativen Tätigkeiten im Up- und Downstream-Sektor verantwortlich sind, liefert insbesondere das Gesetz Nr. 6 von 1980 zur Gründung der Kuwait Petroleum Corporation (KPC).
Für den Supreme Petroleum Council wird der Rahmen durch das Dekret zur Gründung des Supreme Petroleum Council vom 26. August 1974 gesetzt. Gemäß Artikel 1 setzt sich dieser Rat aus fünf Mitgliedern zusammen: dem Premierminister als Vorsitzendem sowie vier weiteren Ministern (u. a. Finanz- und Außenminister). Die Aufgabe des Rats, die in der langfristigen strategischen Planung des Öl- und Gassektors liegt, wird in Artikel 2 genauer spezifiziert.[716]
Die Aufgaben des Ölministeriums als dritte staatliche mit dem Ölsektor betraute, Instanz werden durch das Dekret Nr. 78 vom 10. April 2007 spezifiziert. Gemäß Artikel 3 ist der Ölminister gleichzeitig Vorstandsvorsitzender der KPC und Mitglied des Supreme Petro-

[711] Vgl. Stevens (2008), S. 47ff, Mabro (2006), S. 111f und Bacci (2011), S. 16ff.
[712] Vgl. Bacci (2011), S. 17.
[713] Vgl. Bacci (2011), S. 22 und Shell (2010).
[714] Vgl. Kuwaitische Verfassung (1962), Art. 21.
[715] Vgl. Ebenda, Art. 152.
[716] Vgl. Dekret zur Gründung des Supreme Petroleum Council (1974).

leum Council und somit an allen strategischen und operativen Entscheidungen maßgeblich beteiligt.[717] Gemäß Artikel 1 ist das Ölministerium für die Erschließung und Ausbeutung der Ölvorkommen verantwortlich.[718]
Konkretisiert werden die Aufgaben des Ministeriums in Artikel 2. Demnach bestehen die Aufgaben des Ministeriums insbesondere in der Vorbereitung von Vorschlägen zur grundsätzlichen Ausrichtung der Ölpolitik und der Durchführung ihrer Implementierung, der Kontrolle über den Ölsektor und im Management des staatlichen Anteils an im Öl- und Gassektor tätigen Unternehmen. Außerdem soll das Ministerium unter anderem den hierarchisch höher gestellten Supreme Petroleum Council unterstützen und die Implementierung der von diesem getroffenen Entscheidungen begleiten, geologische Untersuchungen durchführen und Öl- und Gasexplorationsprojekte überwachen.[719]
Der Blick auf die verschiedenen Aufgabenbereiche des Ministeriums verdeutlicht die von Stevens (2008) formulierte Kritik an der Undurchsichtigkeit und Komplexität der Zuständigkeit der drei mit dem Ölsektor betrauten Institutionen. Dies führt häufig zu einer langen Dauer beim Treffen von Entscheidungen und deren Umsetzung.[720]
Für ausländische Ölgesellschaften, die beabsichtigen im kuwaitischen Ölsektor tätig zu werden, ist insbesondere das 2001 verabschiedete Gesetz Nr.8/2001 "Regulating Direct Foreign Capital Investment in the State of Kuwait" von Bedeutung, das den Öl- und Gassektor wieder auf ausländische Investoren öffnete.[721]
Da Ölprojekte in Kuwait nahezu ausschließlich von der staatlichen Ölgesellschaft betrieben werden und ausländische Ölgesellschaft nur unter Werkverträgen in dem Land tätig sein können, finden fiskalische Elemente bei der Ermittlung der Angebotskurven keine Berücksichtigung.

6.1.7.3 Gegenwart der Ölindustrie in Kuwait

Abbildung 6.40 liefert einen Überblick über die Entwicklung der Fördermenge und Förderkapazität in der jüngeren Vergangenheit. Wie in der Abbuildung zu sehen, konnte Kuwait seine Förderkapazität gegenüber dem ersten Halbjahr 2002, als sie ca. 1,8 bis 1,9 mb/d betrug, um ca. 1 mb/d auf durchschnittlich ca. 2,9 mb/d im Jahr 2014 steigern. Die tatsächliche Fördermenge betrug im Jahr 2014 ca. 2,8 mb/d, so dass sich die Reservekapazitäten zuletzt auf 0,1 mb/d beliefen. Demnach förderte das Land nahezu an seiner Kapazitätsgrenze.

[717] Vgl. Dekret Nr. 78 (2007).
[718] Vgl. Ebenda.
[719] Vgl. Ebenda.
[720] Vgl. Stevens (2008), S. 52ff, S. 62f.
[721] Vgl. Gesetz Nr. 8 (2001).

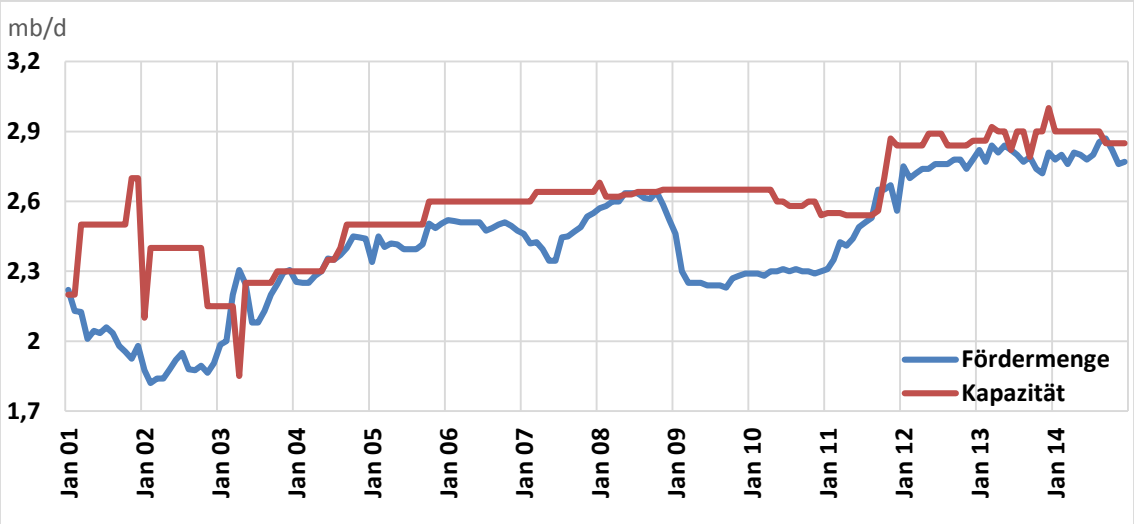


Abbildung 6.40: Ölfördermenge- und Kapazität in Kuwait seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

Grundsätzlich lassen sich in Kuwait drei bis vier Ölregionen (Norden und Westen, Neutrale Zone und Greater Burgan) identifizieren (vgl. Abbildung 9.3). Mit Ausnahme der Offshore-Felder in der Neutralen Zone erfolgt die kuwaitische Ölförderung bisher ausschließlich Onshore.

Von offizieller kuwaitischer Seite werden nahezu keine Informationen zu Reserven, Fördermenge und Förderkapazität einzelner Ölfelder veröffentlicht. Daher muss zu den Fördermengen und Kapazitäten der Felder des Landes für die zu erstellenden Angebotskurven auf die in Tabelle 6.11 zusammengefassten Schätzungen anderer Quellen zurückgegriffen werden.

Tabelle 6.11: Schätzungen zu den Förderkapazitäten in Kuwait (in mb/d)

Feld	**MMIH (2006)**	**QNB (2011)**	**QNB (2013a)**	**EIA (2014, Ku)**
Burgan	1,6	1,7	1,5	Akt. Fördermenge 1,1-1,3. Potential bis zu 1,7
Minagish	0,2			0,5
Umm Qudair				
Abduliyah				
Raudhatain	0,22			0,45
Sabriyah	0,095 (Plan 0,2)			0,1
Neutrale Zone	0,27	0,265		0,26

Eigene Darstellung

Gemäß EIA (2014, Ku) entfallen gegenwärtig von der Gesamtfördermenge ca. 54 % auf das Greater Burgan Gebiet, ca. 22 % auf die Felder im Norden des Landes, ca. 16 % auf die Felder im Westen und die verbleibenden 8 % auf die neutrale Zone.

Die Förderkapazität des Greater Burgan-Feldes beträgt seit Jahren ca. 1,5 bis 1,7 mb/d. Gemäß Qatar National Bank (QNB, 2011 und 2013a) senkte die KOC ihre Prognosen zur zukünftigen Fördermenge aus dem Feld in den vergangenen Jahren mehrfach (so kürzte sie ihre ursprüngliche Prognose einer Fördermenge von 2,0 mb/d über die kommenden 20 bis 30 Jahre im Jahr 2005 auf 1,7 mb/d und strebt mittlerweile lediglich eine Aufrechterhaltung der aktuellen Fördermenge von 1,5 mb/d über die kommenden Jahrzehnte an).[722] Aus diesem Grund und in Anbetracht des Alters des Feldes ist davon auszugehen, dass die Fördermenge in den kommenden Jahren bestenfalls konstant gehalten werden kann. Ein Engagement ausländischer Ölgesellschaften im Greater Burgan-Feld ist jedoch nicht vorgesehen.

Zum Anstieg der kuwaitischen Förderkapazität trugen in den vergangenen Jahren insbesondere die Felder Raudhatain und Sabriyah im Norden des Landes bei. Durch von der KOC durchgeführte Maßnahmen konnte die Förderung des in den nördlichen Feldern hauptsächlich vorhandenen Schweröls gesteigert werden, so dass die im Rahmen des Projekt Kuwait gesetzten Ziele der Förderausweitung in diesem Gebiet auch mit nur geringer Hilfe ausländischer Ölgesellschaften zum Teil erreicht werden konnten. Auch für die Zukunft wird von den meisten Experten ein weiterer Anstieg der Förderkapazität, insbesondere von Schweröl, aus den nördlichen Feldern des Landes durch die Anwendung von EOR-Verfahren erwartet.[723]

Die Förderkapazität der Felder in der geteilten Zone (deren Fördermenge 50:50 zwischen Kuwait und Saudi-Arabien aufgeteilt wird) betrug gemäß EIA im Jahr 2013 durchschnittlich ca. 520.000 b/d und entwickelt sich insgesamt rückläufig. So wies die EIA in ihrer Landesstudie aus dem Jahr 2013 noch eine Förderkapazität von 600.000 b/d für die geteilte Zone auf. Die Förderkapazität des Onshore-Feldes Wafra, aus dem bereits seit 1954 Öl gefördert wird, betrug gemäß EIA im Jahr 2013 durchschnittlich ca. 300.000 b/d und entwickelt sich ebenfalls rückläufig. Die Offshore-Kapazität sank zuletzt unter 300.000 b/d (davon 90 % aus dem Khafji-Feld). Die Förderkapazität der Felder in der Neutralen Zone soll in den kommenden Jahren ausgeweitet werden. Dies soll durch die Anwendung von EOR-Verfahren (Dampfinjektion) im von Chevron betriebenen Wafra-Feld, sowie Investitionen in das Khafji-Feld, dessen Kapazität bis 2019 auf 400.000 b/d (ein Jahr zuvor wurde noch eine Ausweitung auf 700.000 b/d bis 2019 angestrebt) erhöht werden soll, geschehen.[724]

6.1.7.4 Ermittlung der kuwaitischen Kostenkurven für 2014

Zu den Förderkosten werden von der staatlichen KOC keine Daten veröffentlicht, so dass diese geschätzt werden müssen.

Grundsätzlich variieren die Förderkosten in Kuwait stark in Abhängigkeit von der jeweiligen Ölsorte und der zur Förderung notwendigen Methoden. Al-Attar und Alomair (2005) schätzten die reinen Förderkosten in Kuwait auf 1,80 US-$ je Barrel. Diese Kosten

[722] Vgl. Qatar National Bank (2011), S. 11 und Qatar National Bank (2013a), S. 5.
[723] Vgl. Qatar National Bank (2013a), S. 5f; EIA (2013, Ku) und EIA (2014, Ku).
[724] Qatar National Bank (2013a), S. 5f; EIA (2013, Ku) und EIA (2014, Ku).

scheinen sich auf ohne EOR-Methoden zu förderndes Leichtöl zu beziehen, wie es zum Teil noch im Burgan-Feld möglich ist. Für Schweröl, Offshore-Öl und mit EOR-Methoden zu förderndes Öl sollten die Förderkosten deutlich höher ausfallen. So werden die Förderkosten bei Offshore-Lagerstätten in der Neutralen Zone von der EIA (2013) auf das Vierfache der Onshore-Förderkosten in Kuwait geschätzt.[725]
Insofern sollte es sich bei den von Al-Attar geschätzten Kosten um die Untergrenze der Förderkosten handeln. Berücksichtigt man den Anstieg des UOCI zwischen 2004/5 und 2014 um ca. 57 %, ergibt sich eine Untergrenze der Förderkosten von ca. 2,83 US-$ je Barrel.
Berücksichtigt man die Einschätzung der EIA, dass die Förderkosten Offshore in der Neutralen Zone um das Vierfache höher ausfallen als Onshore, belaufen sich diese ausgehend von der extrapolierten Kostenschätzung von Al-Attar auf 11,32 US-$ je Barrel. Unterstellt man hier eine Abweichung von ±20 %, ergeben sich für die neutrale Zone Förderkosten von 9,06 bis 13,58 US-$ je Barrel.
Da sich die kuwaitischen Ölfelder, mit Ausnahme einiger Felder im Norden (insbesondere das Sabriyah-Feld) bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befinden, kann die Annahme getroffen werden, dass mittlerweile verbreitet sekundäre Fördermethoden angewandt werden müssen um die Fördermenge stabil zu halten. Für die Onshore-Felder des Landes wird daher die Annahme getroffen, dass die Förderkosten sich in einer Spanne zwischen den in das Jahr 2014 extrapolierten Kosten von Al-Attar (2,83 US-$ je Barrel) und den Förderkosten der Offshore-Felder in der Neutralen Zone (9,06 US-$ je Barrel) befinden.

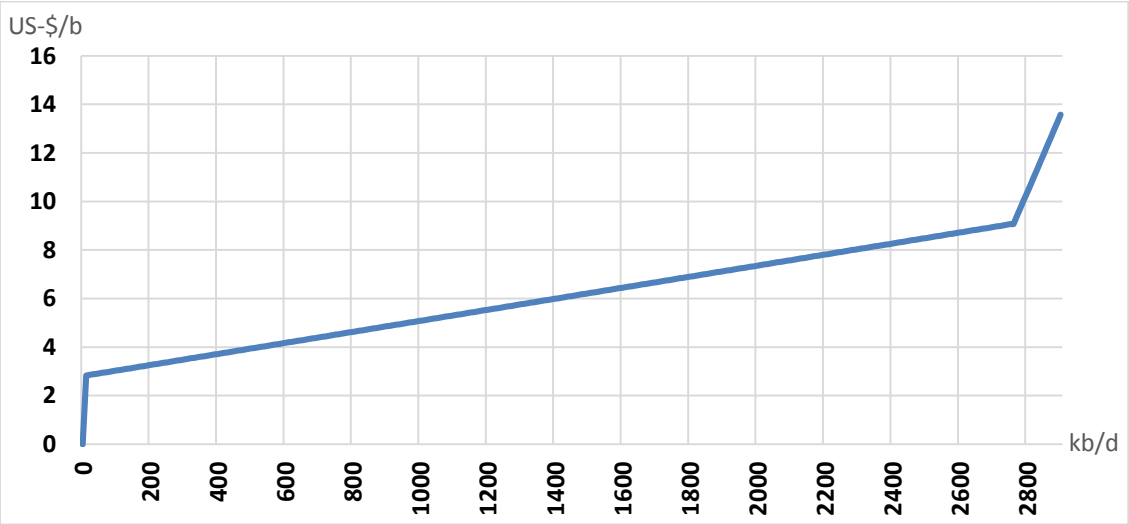


Abbildung 6.41: Kurzfristige Angebotskurve in Kuwait

Eigene Darstellung

Unter der Annahme, dass ca. 2,75 mb/d der Förderkapazität aus Onshore-Lagerstätten und ca. 0,15 mb/d aus Offshore-Lagerstätten stammen, ergibt sich die in Abbildung 6.41

[725] Vgl. Al-Attar und Alomair (2005), S. 250 sowie EIA (2014, Ku).

dargestellte kurzfristige Angebotskurve. Da auf Ölprojekte in Kuwait keine Mengen- und Wertabgaben und Steuern erhoben werden und die staatliche KOC die Förderrechte hält, werden ausschließlich technische Kosten berücksichtigt. Wie in Abbildung 6.41 zu sehen, lassen sich die kurzfristigen Grenzkosten in Kuwait auf maximal ca. 13,5 US-$ je Barrel, so dass eine Reduktion der Fördermenge erst bei einem Rückgang der Ölpreise unter dieses Niveau zu erwarten wäre. Zu einem bedeutenden Rückgang der Fördermenge käme es jedoch erst bei Ölpreisen unter ca. 9 US-$, da erst dann die Onshore-Projekte des Landes, die mit über 90 % zur Fördermenge des Landes beitragen, betroffen wären.
Die Explorations- und Erschließungskosten lassen sich auch für Kuwait anhand der Bohrlochkosten und durchschnittlichen Fördermenge je Bohrloch schätzen. Im Jahr 2013 betrug die durchschnittliche Anzahl aktiver Förderbohrlöcher ca. 1.730.[726] Bei einer Fördermenge von, gemäß IEA, ca. 1,03 Mrd. Barrel im Jahr 2013[727] ergibt sich eine Fördermenge von ca. 590.000 Barrel je aktivem Förderbohrloch.
Für Onshore-Felder wird die übliche Annahme getroffen, dass die Förderphase durchschnittlich 20 Jahre beträgt. Bei Offshore-Feldern werden 15 Jahre angenommen. Somit ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge von 11,8 Mio. Barrel bei Onshore-Bohrlöchern und 8,85 Mio. Barrel bei Offshore-Bohrlöchern.
Die Bohrlochkosten betragen bei den Onshore-Lagerstätten des Landes, die sich gemäß Oil & Gas Journal (2014) in Tiefen von ca. 1.500 bis 3.000 Metern befinden, 3,3 bis 7,6 Mio. US-$. Somit ergeben sich Bohrlochkosten von 0,28 bis 0,64 US-$ je Barrel. Das Burgan-Feld, dessen Fördermenge über 1 mb/d beträgt, weist dabei durch seine geringe Tiefe von ca. 1.500 Metern die niedrigsten Kosten auf.
Die Offshore-Lagerstätten befinden sich in den flachen Gewässern des Persischen Golfs (Wassertiefe max. 100 Meter) in Tiefen von ca. 1.300 bis 2.700 Metern, so dass sich Bohrlochkosten von 6,9 bis 16,6 Mio. US-$ ergeben. Bezieht man diese auf die Fördermenge, ergeben sich Kosten von 0,80 bis 1,88 US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Projekten ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen und ein Viertel bei Offshore-Projekten, ergeben sich Erschließungskosten von 0,84 bis 1,92 US-$ je Barrel bei Onshore- und 3,20 bis 7,52 US-$ bei Offshore-Lagerstätten. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase ergeben sich bei Onshore-Projekten aufgezinste Erschließungskosten von 1,13 bis 2,86 US-$ je Barrel und 4,30 bis 11,21 US-$ je Barrel bei Offshore-Lagerstätten. Unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten belaufen sich die Explorationskosten auf 0,23 bis 0,52 US-$ je Barrel bzw. 0,86 bis 2,03 US-$ je Barrel. Unter den üblichen Annahme hinsichtlich Dauer der Explorationsphase und realem Diskontfaktor ergeben sich Explorationskosten von 0,50 bis 1,36 US-$ je Barrel bzw. 1,86 bis 5,31 US-$ je Barrel.
Somit belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 1,63 bis 4,22 US-$ bei Onshore- und 6,16 bis 16,52 US-$ bei Offshore-Projekten.

---

[726] Durchschnitt gebildet aus Daten von OPEC (2014), S. 27 und Oil & Gas Journal (2014).
[727] Vgl. IEA (2015a).

Unter Berücksichtigung aller, in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden, technischen Kosten ergibt sich die in Abbildung 6.42 dargestellte Vollkostenkurve für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes.

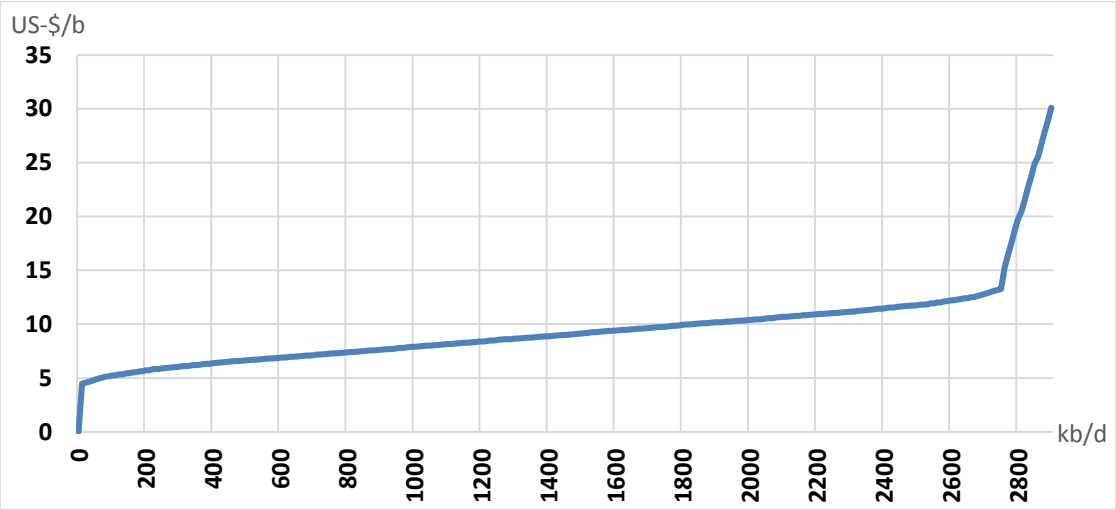


Abbildung 6.42: Kuwaitische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Demnach sind alle gegenwärtig in der Förderphase befindlichen Onshore-Projekte, bei denen bisher primäre und sekundäre Fördermethoden angewandt werden, bei Ölpreisen ab ca. 15 US-$ rentabel. Für die Offshore-Projekte beträgt der notwendige Ölpreis, damit in ein entsprechendes Projekt investiert werden würde, ca. 15 bis 30 US-$.

6.1.7.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Die Zukunftsaussichten für die kuwaitische Fördermenge sollen zunächst anhand der Hubbert-These eingeschätzt werden.

Die offiziellen nachgewiesenen Reserven des Landes beliefen sich gemäß OPEC (2015) Ende 2014 auf 101,5 Mrd. Barrel. Während die BGR (2014) die Reserven ebenfalls bei 101,5 Mrd. Barrel sieht, hält sie darüber hinaus Ressourcen in Höhe von ca. 5 Mrd. Barrel für möglich. Die kumulierte Fördermenge des Landes schätzt die OPEC (2015) auf ca. 44,7 Mrd. Barrel bis einschließlich 2014 und die BGR (2014) auf ca. 44,5 Mrd. Barrel bis einschließlich 2013.[728]Berücksichtigt man die Fördermenge im Jahr 2014 von ca. 1 Mrd. Barrel, ergibt sich eine kumulierte Fördermenge von 44,7 bis 45,5 Mrd. Barrel.

Wie auch bei anderen arabischen OPEC-Staaten ist Skepsis gegenüber den offiziellen Angaben, insbesondere aufgrund der Anhebung der Reserven im Jahr 1985 von 64 auf 90 Mrd. Barrel angebracht, die mit keinen bedeutenden Neuentdeckungen verbunden war. Die Anhebung der Reserven in den 1980ern und Beibehaltung dieses erhöhten Niveaus lässt sich auch hier primär durch die OPEC-Förderquotenpolitik begründen, gemäß der die einem Land zugewiesene Förderquote auch von den Ölvorkommen des Landes

[728] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27 sowie BGR (2014), S. 72.

abhängt. Zudem wird die stattfindende Ölförderung, die zur Erschöpfung der Lagerstätten führt, in den offiziell ausgewiesenen Reserven scheinbar nicht berücksichtigt. So werden die Reserven des Landes mittlerweile seit dem Jahr 2004 mit 101,5 Mrd. Barrel angegeben.[729]

Campbell (2013) schätzt die noch verbleibenden kuwaitischen Reserven auf insgesamt 58 Mrd. Barrel (Ende 2010), von denen 55 Mrd. bereits bekannt sind und 3 Mrd. erst noch entdeckt werden müssen. Hinzu kommen 2,1 Mrd. Barrel aus der Neutralen Zone. Die kumulierte Fördermenge bis einschließlich 2010 schätzte er auf 42 Mrd. Barrel.[730] Berücksichtigt man die kuwaitische Fördermenge der Jahre 2011 bis 2014 von insgesamt ca. 3,8 Mrd. Barrel, würden Reserven in Höhe von ca. 54,2 Mrd. Barrel verbleiben und sich die kumulierte Fördermenge auf ca. 45,8 Mrd. Barrel belaufen. Da die kumulierte Fördermenge geringer ausfällt als die gegenwärtigen Reserven, würde gemäß der Hubbert-These noch Potential für Ausweitungen der Fördermenge bestehen bzw. wäre der Peak noch nicht erreicht.

Ölfeld-bezogene Daten zu den Reserven werden, ebenso wie zu den Fördermengen von staatlicher kuwaitischer Seite nicht veröffentlicht. Einen Überblick über die Feld-bezogenen Reserven liefert Tabelle 6.12, in der Schätzungen verschiedener Studien der jüngeren Vergangenheit zusammengefasst werden.

Tabelle 6.12: Schätzungen zu den kuwaitischen Ölreserven

Feld	**International Business Publications (2006a)**	**QNB (2011)**	**QNB (2013)**	**Campbell (2013)**
Burgan	70	70		(ursprünglich) 60
Minagish	2			(ursprünglich) 3
Umm Qudair				(ursprünglich) 5
Raudhatain	6			(ursprünglich) 5
Sabriyah	3,8			(ursprünglich) 6
Neutrale Zone	2,5		2,5	(ursprünglich) 2,1

Eigene Darstellung

Die Schätzungen von Campbell beziehen sich auf die Höhe der Reserven zum Zeitpunkt des Fundes der jeweiligen Felder. Die anderen Schätzungen hingegen beziehen sich auf die auf die, im Jahr 2006, noch verbliebenen Reserven in den Feldern.[731]

Wie bereits in Abschnitt 6.1.7.1 ausgeführt, beabsichtigte die kuwaitische Regierung mit dem Projekt Kuwait eine Ausweitung der Fördermenge auf 4 mb/d im Jahr 2020. Dies sollte primär durch eine Ausweitung der Fördermenge aus den Feldern im Norden des

[729] Vgl. Campbell (2013), S. 291-295 und Qatar National Bank (2013a), S. 5., Zeitreihe der nachgewiesenen Reserven des Landes aus BP (2015).
[730] Vgl. Campbell (2013), S. 291.
[731] Vgl. International Business Publications (2006a), S. 105 und Campbell (2013), S. 291f.

Landes, vermehrte Schwerölförderung und die Förderung von Kondensaten als Nebenprodukt der Gasförderung erreicht werden.[732]
Gemäß EIA sollen die Ölfelder im Norden des Landes, deren Kapazität 2014 ca. 700.000 b/d betrug, mit ca. 400.000 b/d an zusätzlicher Kapazität im Vergleich zu 2014 beitragen. Die Schwerölförderung aus dem Ratqa-Feld im Norden des Landes, für dessen Erschließung aufgrund der Komplexität des Projekts ausländische Ölgesellschaften gewonnen werden sollen, sollte ursprünglich gemäß EIA ab dem Jahr 2017 60.000 b/d und ab dem Jahr 2020 270.000 b/d betragen.[733] Gemäß Economist (2014) hingegen soll die Fördermenge aus dem Ratqa-Feld erst 2019 60.000 b/d erreichen und bis 2025 auf 120.000 b/d ausgeweitet werden.[734] Im Januar 2015 erhielt die Britische Ölgesellschaft Petrofac den Zuschlag für die Erschließung des Lower Fars-Reservoirs im Ratqa-Feld. Die Kosten der auf 52 Monate angesetzten, ersten Erschließungsphase sollen sich auf ca. 4 Mrd. US-$ belaufen.[735]
Als dritte Quelle steigender Förderkapazität flüssiger Energieträger in Kuwait wird der Ausbau der Erdgasförderung im Norden Kuwaits – insbesondere im Jurassic Gas Field – genannt, in deren Rahmen Kondensat (Flüssiggas) als Nebenprodukt gefördert werden kann. Gegenwärtig werden in Kuwait ca. 300.000 b/d an Kondensaten gefördert, wobei die Tendenz steigend ist (2010 waren es noch 200.000 b/d).[736]
Da als Vergleichsgröße für die angestrebte Förderkapazität von 4 mb/d im Jahr 2020 eine bereits vorhandene Kapazität von 3,2 mb/d in den Jahren 2013 bis 2015 genannt wird,[737] die reine Ölförderkapazität jedoch nur ca. 2,9 mb/d beträgt, scheint die Zielkapazität auch Kondensate zu beinhalten. Da diese als Nebenprodukt der Erdgasförderung gewonnen werden, und daher in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, beträgt die für die zu erstellenden Angebotskurven relevante Förderkapazität lediglich 3,7 mb/d.
Die von der kuwaitischen Regierung angestrebte Förderkapazität scheint unter Berücksichtigung mehrfacher Senkungen der Prognosen zu den zukünftigen Fördermengen in den vergangenen Jahren kaum erreichbar zu sein.[738] So erwartet der Economist (2014) lediglich einen Anstieg auf 3,2 mb/d bis 2018 und auch das Wall Street Journal (2015) hält die von der kuwaitischen Regierung anvisierte Förderkapazität für kaum realisierbar.[739]
Für den natürlichen Fördermengenrückgang der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes wird basierend auf Abschnitt 3.1.3 angenommen, dass dieser bei den Onshore-Feldern des Landes 5 % p. a. beträgt und bei den Offshore-Feldern in flachen Gewässern 7,5 % p. a. Demnach würde die Fördermenge der bereits in der Förderphase befindlichen Onshore-Projekte ohne weitere Investitionen bis zum Jahr 2019 auf ca.

[732] Vgl. EIA (2014, Ku).
[733] Vgl. Ebenda.
[734] Vgl. The Economist Intelligence Unit (2014).
[735] Vgl. Petrofac (2015).
[736] Vgl. Qatar National Bank (2011), S. 13 und Qatar National Bank (2013a), S. 6.
[737] Vgl. Chazan (2013), Chazan (2013a) und Said (2015).
[738] Vgl. Qatar National Bank (2013a), S. 6 und GulfBusiness (2013).
[739] Vgl. Said (2015) und The Economist Intelligence Unit (2014).

2,1 mb/d sinken und bis zum Jahr 2024 auf ca. 1,65 mb/d. Die Fördermenge der bereits in der Förderphase befindlichen Offshore-Projekte würde demnach auf 0,1 mb/d im Jahr 2019 und ca. 0,07 mb/d im Jahr 2024 sinken.
Unter Berücksichtigung der Absichten der kuwaitischen Regierung wird bezüglich dieser Felder die Annahme getroffen, dass die Fördermenge durch die Implementierung und Anwendung sekundärer und tertiärer Fördermethoden auf ihrem bisherigen Niveau gehalten wird. Die zusätzliche Fördermenge hieraus würde sich im Jahr 2019 auf 0,7 mb/d belaufen. Für die Förderkosten der sekundären und tertiären Förderung wird, entsprechend der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen, eine Spanne von 5 bis 28 US-$ je Barrel angenommen. Da für die sekundäre und tertiäre Ölförderung zusätzliche Bohrlöcher und Verarbeitungsanlagen notwendig sind, wird zudem – basierend auf den Schätzungen der IEA zu den bei EOR-Projekten anfallenden Erschließungskosten (capital costs)[740] – die Annahme getroffen, dass zusätzliche Erschließungskosten (zu den bereits angefallenen) von 9 bis 10 US-$ je Barrel anfallen.
Der Anstieg der Gesamtfördermenge des Landes beruht auf der Ausweitung der Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Ölfeldern im Norden um 400.000 b/d, einer Fördermenge von 50.000 b/d aus dem Lower Fars-Schwerölprojekt und einer Ausweitung der Onshore-Fördermenge in der Neutralen Zone um 50.000 b/d. Somit würde die Förderkapazität des Landes bis 2019 auf ca. 3,4 mb/d ansteigen.
Für die Ausweitung der Fördermenge aus den Feldern im Norden wird angenommen, dass die Explorations-, Erschließungs- und Förderkosten denen entsprechen, die für die Beibehaltung der Fördermenge mittels sekundärer und tertiärer Fördermethoden geschätzt wurden.
Die Erschließungskosten der ersten Phase des Lower-Fars-Projekts sollen sich gemäß der das Projekt durchführenden Petrofac auf ca. 4 Mrd. US-$ belaufen. Die Fördermenge soll gemäß Petrofac ca. 60.000 b/d betragen. Unter der üblichen Annahme einer Förderphase von 20 Jahren bei Onshore-Feldern würden insgesamt ca. 438 Mio. Barrel gefördert werden. Demnach würden sich die Erschließungskosten auf 9,13 US-$ je Barrel belaufen. Bei der veranschlagten, vierjährigen Erschließungsdauer ergeben sich unter Verwendung eines Diskontfaktors von 10 % aufgezinste Erschließungskosten von 11,69 US-$ je Barrel.
Neben den Förderkosten von ca. 2 bis 5 US-$ je Barrel fallen zusätzliche Kosten für die Verarbeitung (Upgrading) des gewonnenen Schweröls zu einem leichteren Öl an. Diese belaufen sich, wie in der Fallstudie zu Kanada ermittelt, auf ca. 8 bis 14 US-$ je Barrel. Werden diese auch berücksichtigt, ergeben sich laufende Kosten in der Förderphase von 10 bis 19 US-$ je Barrel.
Die Ausweitung der Fördermenge im von Chevron betriebenen Wafra-Feld in der geteilten Zone soll durch die Etablierung von EOR-Methoden (Dampfinjektion) erreicht werden. Ob es zu der Ausweitung der Fördermenge tatsächlich kommt, hängt im Wesentlichen davon ab, ob die kuwaitische und die saudische Regierung eine Einigung über die

[740] Vgl. IEA (2013), S. 444.

Vertragsbedingungen erzielen können, nachdem die saudische Regierung die Konzession mit Chevron ohne Absprache mit der kuwaitischen Regierung im Jahr 2009 eigenständig um 30 Jahre verlängert hatte.[741] Für die zusätzliche Fördermenge aus dem Wafra-Feld werden ebenfalls Förderkosten von 20 bis 28 US-$ je Barrel und zusätzliche Erschließungskosten von 9 bis 10 US-$ je Barrel angenommen.

Zwar wurden von der KOC in der jüngeren Vergangenheit (2013 und 2015) im Norden und Westen des Landes neue Lagerstätten entdeckt, die wirtschaftlich ausbeutbar zu sein scheinen,[742] allerdings wurden von offizieller Seite weder Angaben zur Größenordnung der Vorkommen noch über konkrete Erschließungspläne und Fördermengenabsichten gemacht.

Konkrete Erschließungsabsichten bestehen für den Zeitraum zwischen 2019 und 2024 derzeit lediglich für das Lower-Fars-Projekt. So soll die Förderkapazität im Rahmen der zweiten Erschließungsphase auf (in Abhängigkeit von der jeweiligen Quelle) 120.000 bis 180.000 b/d im Jahr 2025 ausgeweitet werden. Für die 2024er-Angebotskurve wird der Mittelwert von 150.000 b/d angenommen. Für die jüngeren Ölfelder im Norden des Landes, deren Fördermenge bis 2019 um 400.000 b/d steigen soll, wird die Annahme getroffen, dass die Fördermenge bis 2024 gegenüber 2019 konstant bleibt. Zur Aufrechterhaltung der Fördermenge aus den älteren Feldern (insbesondere des Greater Burgan) müssen bereits bis 2019 vermehrt sekundäre und tertiäre Fördermethoden eingesetzt werden. Da sich die Fördermenge unter Anwendung sekundärer und tertiärer Fördermethoden nur für wenige Jahre aufrecht halten lässt, wird für den Zeitraum von 2020 bis 2024 der natürliche Fördermengenrückgang von 5 % p. a. angenommen. Unter diesen Annahmen würde die Gesamtförderkapazität des Landes gegenüber 2019 um ca. 400.000 b/d auf 3,0 mb/d sinken und damit in etwa dem Niveau von 2014 entsprechen, wie in den in Abbildung 6.43 dargestellten Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 zu sehen.

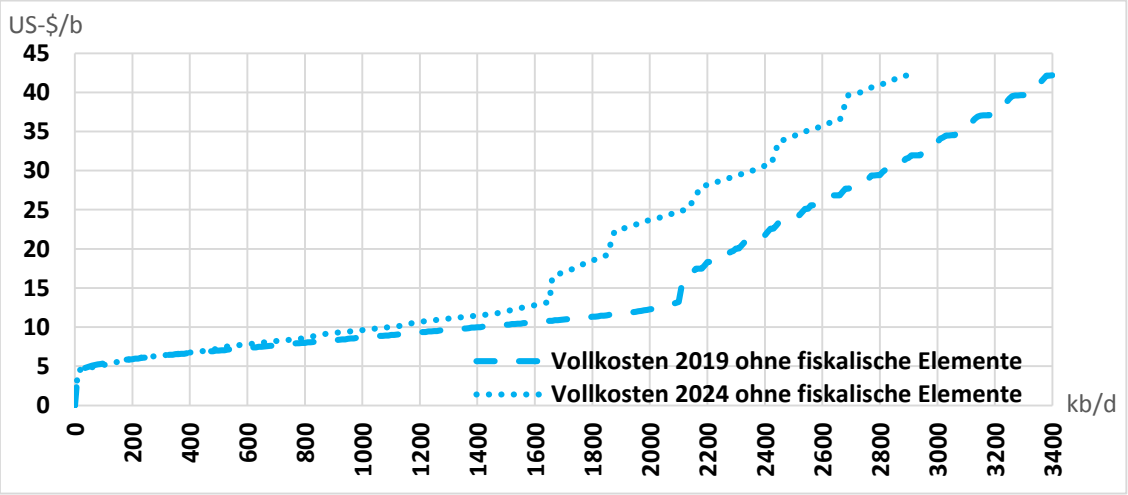


Abbildung 6.43: Kuwaitische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

[741] Vgl. EIA (2014, Ku) und Reuters (2015).
[742] Vgl. Kuwait Oil Company (2013) und Kuwait Ministry of Oil (2015).

Werden nur entscheidungsrelevante Grenzkosten berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.44 dargestellte langfristige Angebotskurve.

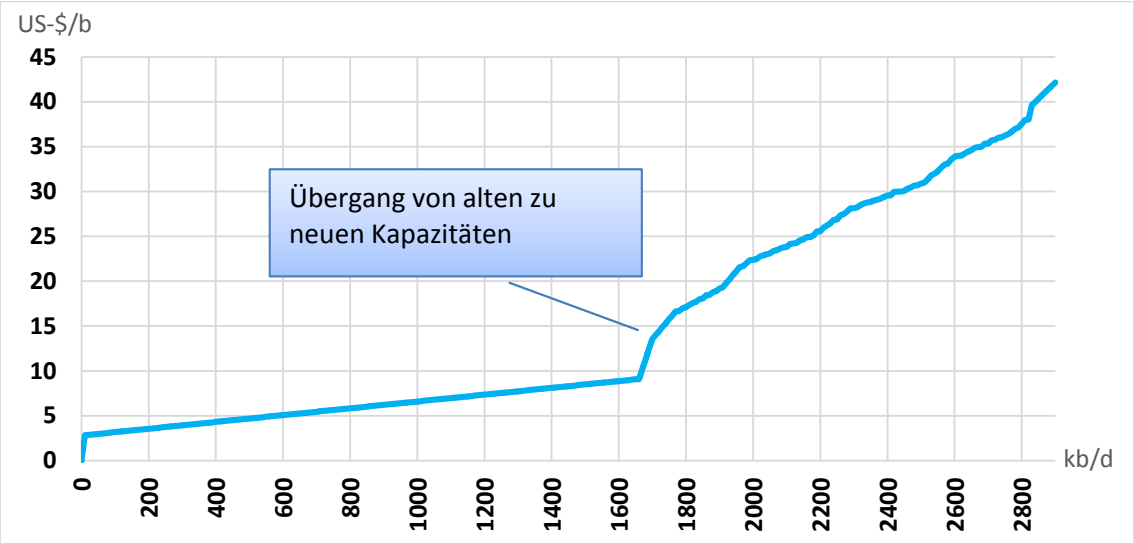


Abbildung 6.44: Langfristige Angebotskurven in Kuwait

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.44 zu sehen, würde die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Feldern bis zum Jahr 2024 auf ca. 1,7 mb/d sinken, sofern keine zusätzlichen Investitionen in die Erweiterungen oder Umrüstung vorgenommen würden. Die Grenzkosten belaufen sich bei diesen Projekten auf bis zu ca. 13 US-$ je Barrel. Der steigende Anteil sekundärer und tertiärer Fördermethoden sowie die Schwerölförderung aus dem Lower-Fars-Projekt führen zu einem Anstieg der Grenzkosten. So belaufen sich die technischen Grenzkosten der zusätzlichen 1,2 mb/d auf ca. 14 bis 42 US-$ je Barrel.

Während die für 2019 ermittelte Förderkapazität, basierend auf den gegenwärtigen Plänen der kuwaitischen Regierung und in der Durchführung befindlichen Projekten, realistisch erscheint, besteht für das kuwaitische Ölangebot im Jahr 2024 gegenüber der ermittelten Angebotskurve zusätzliches Potential. So sind die jüngsten Ölfunde der Jahre 2013 und 2015, auf die eine Erschließung der entdeckten Lagerstätten folgen dürfte, aufgrund noch fehlender Informationen zu den betroffenen Lagerstätten, in den Angebotskurven nicht berücksichtigt.

6.1.8 Libyen

Der nordafrikanische Staat Libyen setzt sich seit 1951 aus den drei Großprovinzen Tripolitanien (Nordwesten), Fezzan (Südwesten) und Cyrenaika (Osten) zusammen.[743]
Die nachgewiesenen Ölreserven des Landes betrugen gemäß offiziellen Angaben der OPEC im Jahr 2014 ca. 48,4 Mrd. Barrel. Damit weist das Land die größten Reserven aller afrikanischen Staaten auf. Die Fördermenge betrug durchschnittlich ca. 0,5 mb/d, wobei diese seit dem Jahr 2011, aufgrund der instabilen politischen Lage, großen Schwankungen unterliegt.[744]
Im 16. Jahrhundert begannen die Osmanen mit der Besetzung der heutigen libyschen Großprovinzen Cyrenaika (1517) und Tripolitanien (1551) und bauten ihre Macht in der Folge weiter, auch auf die Provinz Fessan, aus. Im 19. Jahrhundert wurde der osmanische Einfluss zunächst durch die Nordafrika kolonisierenden Großmächte Frankreich und Großbritannien gefährdet. So waren die Grenzen zwischen den vom osmanischen Reich beherrschten Gebieten Tripolitanien, Fazzan, Cyrenaika und den von Frankreich und Großbritannien beherrschten Nachbarländern im Jahr 1835 noch weitestgehend undefiniert. In Anbetracht dieser Bedrohung bauten die Osmanen ihre militärische Präsenz im heutigen Libyen aus. Zwischen 1890 und 1910 erzielten die Osmanen mit Großbritannien und Frankreich Einigungen über den Grenzverlauf.[745]
Nachdem ein Ultimatum an die Osmanen im September 1911 verstrichen war, begann Italien, das seinen Einflussbereich in Nordafrika auszuweiten beabsichtigte, im Oktober 1911 mit der Besetzung der wichtigsten Küstenstädte in Tripolitanien und der Cyrenaika und verkündete am 25. Februar 1912 formal die Annexion der beiden Provinzen. In den folgenden Jahren festigte Italien, trotz blutiger Proteste verschiedener Stämme und Bevölkerungsgruppen, seine Macht und bis 1940 siedelten sich ca. 110.000 italienische Auswanderer in den Provinzen an.[746]
Während des Zweiten Weltkriegs tobten in Nordafrika heftige Kämpfe zwischen deutschen und italienischen Truppen auf der einen und britischen Truppen auf der anderen Seite, die mit dem Sieg der Briten bei al-Alamein 1942 und der Vertreibung der deutschen und italienischen Truppen aus Nordafrika endeten. Durch die Kämpfe wurden große Teile der Infrastruktur des Landes zerstört. Am Ende von Beratungen der Siegermächte über die Zukunft des Landes stand am 21.November 1949 die Resolution über die Unabhängigkeit Libyens, die am 24. Dezember 1951 proklamiert wurde.[747]
Erstes Staatsoberhaupt der föderalen Monarchie wurde König Idris al-Sanusi. Administrative Probleme ergaben sich in der Frühphase des Landes vor allem dadurch, dass neben der Zentralregierung auch - mit weitreichenden Rechten ausgestattete - Regionalregierungen in den drei Hauptprovinzen existierten. Dies wurde durch 1962/63 durchgeführte Reformen geändert, gemäß denen das Königreich 1963 von einem Bundesstaat zu einem

[743] Vgl. Wright (2012), S. xiii.
[744] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[745] Vgl. Vandewalle (2012), S. xvii und 16f.
[746] Vgl. Ebenda, S. 24-32.
[747] Vgl. Ebenda, S. 34-39.

aus zehn kleineren administrativen Regionen zusammengesetzten, zentralistischen Staat umgestaltet wurde. Dessen Provinzregierungen wurden in die Bundesregierung überführt, so dass die Macht stärker zentralisiert und der König gestärkt wurde.[748]
Trotz ökonomischer Erfolge in den 1950er und 1960er Jahren (vor allem durch die einsetzende Ölförderung) herrschte innerhalb der libyschen Gesellschaft Ende der 1960er Jahre eine erhebliche Unzufriedenheit mit der Politik von König Idris. Diese mündete am 1. September 1969 schließlich im, von Muammar al-Gaddafi angeführten, unblutigen Staatstreich während eines längeren Auslandsaufenthalts von König Idris. Im Zuge des Staatsstreichs rief Gaddafi die Libysch-Arabische Republik aus, die gemäß der neuen Verfassung vom Dezember 1969 von einem Revolutionären Kommandorat unter Gaddafis Führung regiert wurde.[749]
In den folgenden Jahren verfolgte Gaddafi eine nationalistische und sozialistische Politik, in deren Rahmen westliche Symbole (z. B. Kirchen) zerstört, zahlreiche Wirtschaftssektoren (z. B. Ölsektor, Banken- und Versicherungssektor) verstaatlicht und Ausländer (vor allem noch in Libyen lebende Italiener) und Andersgläubige (insbesondere Juden) des Landes verwiesen wurden.[750]
In Reaktion auf den Terroranschlag auf Pan Am Flug 103 über Lockerbie in Schottland im Jahr 1988, dessen Drahtzieher aus Libyen stammten und von der libyschen Regierung nicht ausgehändigt worden waren, verhängten die UN in den Jahren 1992 und 1993 Sanktionen gegen das Land. Die im November 1993 verabschiedete Resolution 883 enthielt zudem ein Verkaufsverbot für Technologien und Ausrüstungen für den libyschen Ölsektor. Auch die finanzielle Handlungsfähigkeit der staatlichen libyschen Ölgesellschaft LNOC (Libyan National Oil Corporation) wurde durch die Sanktionen stark eingeschränkt.[751]
Im April 1999 überstellte Libyen die beiden mutmaßlichen Lockerbie-Attentäter an die Niederlande, damit diese vor den internationalen Gerichtshof in Den Haag gestellt werden konnten. Zwar setzte die UN die Sanktionen von 1992 und 1993 daraufhin aus, doch führten die USA mit dem "Iran and Libya Sanctions Act" (ILSA) neue Sanktionen ein. Nachdem Libyen 2003 einwilligte, Entschädigungen an die Familien der Lockerbie-Opfer zu zahlen und sich dem Atomwaffensperrvertrag anzuschließen, setzten die USA ihre gegen das Land verhängten Sanktionen im Mai 2006 aus.[752]
Gaddafi behielt die Macht in Libyen bis ins Jahr 2011. Nachdem der sog. „Arabische Frühling“ Anfang 2011 bereits zum Rücktritt des ägyptischen Präsidenten Hosni Mubarak und dem Sturz des tunesischen Herrschers Abidine ben Ali geführt hatte, begann der Aufstand der libyschen Bevölkerung am 15. Februar 2011 in der cyrenaikischen Großstadt Bengasi und breitete sich bald über das ganze Land aus. Im Laufe des Jahres 2011

[748] Vgl. Wright (2012), S. 177-180 und Waddams (1980), S. 114.
[749] Vgl. Wright (2012), S. 195-200 und Vandewalle (2012), S. 62 und 81.
[750] Vgl. Wright (2012), S. 200.
[751] Vgl. Vandewalle (2012), S. 168 und International Business Publications (2012a), S. 80.
[752] Vgl. International Business Publications (2012a), S. 81.

gelang es den bewaffneten Regimegegnern, der Armee Gadaffis standzuhalten und allmählich die Überhand zu gewinnen. Am 20. Oktober 2011 schließlich wurde Gadaffi auf der Flucht aus seiner Heimatstadt Sirte getötet.[753] Bereits drei Tage später erklärte der nationale Übergangsrat die Befreiung Libyens. Seitdem leidet das Land jedoch unter der unübersichtlichen und unsicheren politischen Lage mit bewaffneten Auseinandersetzungen zwischen verschiedensten Konfliktparteien, die insbesondere 2014 stark zugenommen haben. Auch über die politische Führung des Landes herrscht Unklarheit, da neben der Anfang September 2014 vom Abgeordnetenhaus wiedergewählten Regierung unter Ministerpräsident Abdallah al-Thni mit Sitz in Tobruk auch eine am 28.08.2014 gebildete Gegenregierung mit Sitz in Tripolis existiert.[754]

6.1.8.1 Geschichte der libyschen Ölindustrie

Die Ursprünge der libyschen Ölindustrie liegen in den 1930er Jahren, als zunächst Professor Ardito Desio von der Universität Turin in den Jahren 1933/34 und im Jahr 1937 ein Forschungsteam der staatlichen italienischen Ölgesellschaft AGIP geologische Untersuchungen zu möglichen Lagerstätten in Libyen unternahmen und eine Karte über vielversprechende Regionen anfertigten.[755]

Anfang der 1950er Jahre, nachdem Libyen seine Unabhängigkeit erklärt hatte, wuchs das Interesse internationaler Ölgesellschaften an den möglichen libyschen Ölvorkommen sprunghaft an. Unter dem Mineralgesetz Nr. 9 von 1953, das zwar Erkundungsarbeiten, aber keine Bohrungen erlaubte, wurden an zwölf internationale Ölgesellschaften, darunter vier der "Sieben Schwestern", Explorationskonzessionen vergeben.[756]

Unter dem neuen Erdölgesetz von 1955, das nun auch Bohrungen und die Erschließung libyscher Lagerstätten ermöglichte, wurden bis Juni 1960 insgesamt 89 Konzessionen, sowohl an große (alle "Sieben Schwestern" erwarben Konzessionen), als auch unabhängige kleine Ölgesellschaften, vergeben. Die ersten Bohrungen wurden 1956 vorgenommen. Allerdings wurden durch diese zunächst keine bzw. nur geringe Vorkommen entdeckt. Der erste größere Fund ereignete sich im Juni 1959, als Esso (heute Exxon Mobil) auf das Zelten-Feld stieß.[757] Nach erfolgter Erschließung wurde 1961 mit der Ölförderung aus dem Feld begonnen und noch im selben Jahr begann Libyen mit dem Export von qualitativ hochwertigem, schwefelarmen Öl. Bis 1965 stieg das Land zum weltweit sechstgrößten Ölexporteur auf und trug zu dieser Zeit mit ca.10 % zu den globalen Ölexporten bei.[758]

Die libysche Regierung reagierte auf die Entwicklungen in der Ölindustrie der Gründung neuer Behörden und der Einführung neuer, den Ölsektor betreffender, Gesetze. So wurde das Erdölgesetz von 1955 durch das königliche Dekret vom 3. Juli 1961, vor allem hin-

---

[753] Vgl. Vandewalle (2012), S. 204-209.
[754] Vgl. Auswärtiges Amt (2015f) und Auswärtiges Amt (2015e).
[755] Vgl. Waddams (1980), S. 28.
[756] Vgl. Ebenda, S. 29f und S. 57.
[757] Vgl. Ebenda, S. 29 und S. 57.
[758] Vgl. Yergin (1991), S. 650-652 und Waddams (1980), S. 73-81.

sichtlich der Vergabe von Konzessionen und der Berechnung des zu versteuernden Einkommens der Ölgesellschaften, erweitert. Die Vergabe von Konzessionen sollte über verdeckte Auktionen, auf vom Öl- und Gasausschuss ausgeschriebene Gebiete, erfolgen.[759] Zudem wurde der Öl- und Gasausschuss, der sich aus jeweils einem Vertreter der Provinzen und dem Minister des 1960 gegründeten Öl- und Gasministeriums zusammensetzte, im Rahmen der Zentralisierung Libyens im April 1963 aufgelöst und seine Aufgaben dem Öl- und Gasministerium übertragen. Neben dem Ministerium wurde durch das Gesetz Nr. 6 von 1963 der sogenannte "High Council of Petroleum Affairs" gegründet, der sich aus Ministern der libyschen Regierung, dem Zentralbankchef und drei Ölsektor-Experten zusammensetzen sollte. Dieses Gremium war jedoch nur mit einer beratenden Funktion ausgestattet. Überdies trat Libyen 1962 der OPEC bei.[760]

Nachdem durch das Königliche Dekret vom 20. November 1965 erneut Ergänzungen und Änderungen an den bestehenden Öl- und Gasgesetzen vorgenommen worden waren, deren Ziel darin bestand, die Staatseinnahmen aus der Ölindustrie zu steigern, wurden zwischen 1966 und 1968 über vierzig Konzessionen unter den neuen Bedingungen vergeben.[761]

Insgesamt stieg die libysche Fördermenge in den 1960er Jahren beständig an und erreichte 1970 durchschnittlich 3,3 mb/d. Damit trug die libysche Ölindustrie mit 15 % zur Fördermenge der OPEC und 7,3 % zur globalen Fördermenge bei. Die führenden Ölgesellschaften in Libyen waren zu dieser Zeit das Oasis-Konsortium bestehend aus drei US-Ölgesellschaften (0,95 mb/d), Esso (0,69 mb/d) und Occidental (0,66 mb/d).[762]

Nach der Machtübernahme im September 1969 ging Gaddafis Regime im Folgejahr daran, Verhandlungen über den Listenpreis mit den Ölgesellschaften zu führen, auf dem die an den Staat zu zahlenden Steuern basierten. Die ersten Angebote von Exxon und Occidental im April wurden von der libyschen Regierung zurückgewiesen. Um ihre Macht zu demonstrieren, ordnete die libysche Regierung zwischen Mai und August mehrfach Kürzungen der Fördermenge für die in Libyen tätigen Ölgesellschaften an. Die Forderung nach einer Senkung der Fördermenge wurde durch die libysche Regierung auch damit begründet, dass zu hohe Fördermengen langfristig für die Lagerstätten schädlich seien. Am 2. September schließlich willigte Occidental ein, den Listenpreis zunächst um 0,30 US-$ je Barrel auf 2,53 US-$ je Barrel zu erhöhen und über die nächsten fünf Jahre um weitere 2 Cent jährlich. Außerdem stimmte man einer Erhöhung der Körperschaftsteuer auf 58 % zu.[763]

Nachdem die Ölgesellschaften zwischen September und Oktober 1970 den neuen Bedingungen zugestimmt hatten, schlossen sie im Januar 1971 untereinander eine Vereinbarung, gemäß der sie zukünftig Angeboten der Regierung über fiskalische Bedingungen nur dann zustimmen würden, wenn auch die anderen in Libyen tätigen Ölgesellschaften

---

[759] Vgl. Waddams (1980), S. 101f.
[760] Vgl. Waddams (1980), S. 114 und OPEC (o. J., c).
[761] Vgl. Waddams (1980), S. 146-167.
[762] Vgl. Ebenda, S. 188, 206-208.
[763] Vgl. Waddams (1980), S. 229-232; Vandewalle (1998), S. 74f und Parra (2004), S. 120-123.

mit der entsprechenden Vereinbarung einverstanden wären. Zudem würden sie Ölgesellschaften, die von einer verordneten Fördermengenkürzung betroffen wären, unterstützen, indem sie diesen Öl zur Verfügung stellen würden.
Ab dem März 1970 übernahm die neue staatliche Ölgesellschaft "Libyan National Oil Corporation" (LNOC) die Aufgaben der von ihr abgelösten Libyan Petroleum Corporation. Insbesondere sollte die LNOC den staatlichen Anteil an Joint-Venture-Projekten mit ausländischen Ölgesellschaften übernehmen und entsprechende Verträge mit ausländischen Ölgesellschaften aushandeln dürfen. Darüber hinaus übernahm die LNOC die Exploration und Förderung aus verstaatlichten oder von ausländischen Ölgesellschaften aufgegebenen Feldern. Von 1973 bis 1976 förderte die LNOC bereits 0,2 bis 0,45 mb/d.[764]
Mit der plötzlichen Beschlagnahmung der Ölanlagen von BP am 7. Dezember 1971 begann die Verstaatlichung der libyschen Ölindustrie. Diese mündete am 1. September 1973 darin, dass der Staat generell einen Anteil von 51 % an den Anlagen der in Libyen tätigen ausländischen Ölgesellschaften übernahm. Bis Ende 1976 baute der Staat seinen Anteil an den Anlagen auf bis zu 64 % aus. Die Anlagen der ausländischen Ölgesellschaften BP/Hunt, Amoseas Group, Amoco und Phillips übernahm der Staat sogar vollständig. Die ausländischen Ölgesellschaften hatten ihre Investitionen in Explorations- und Erschließungsprojekte in Libyen bereits ab 1970 - nach den ersten Maßnahmen des neuen Regimes gegen Occidental - deutlich reduziert. Insbesondere zwischen 1970 und 1972 verließen einige ausländische Ölgesellschaften im Angesicht der neuen politischen Situation das Land und verkauften ihre Anlagen an die LNOC.[765]

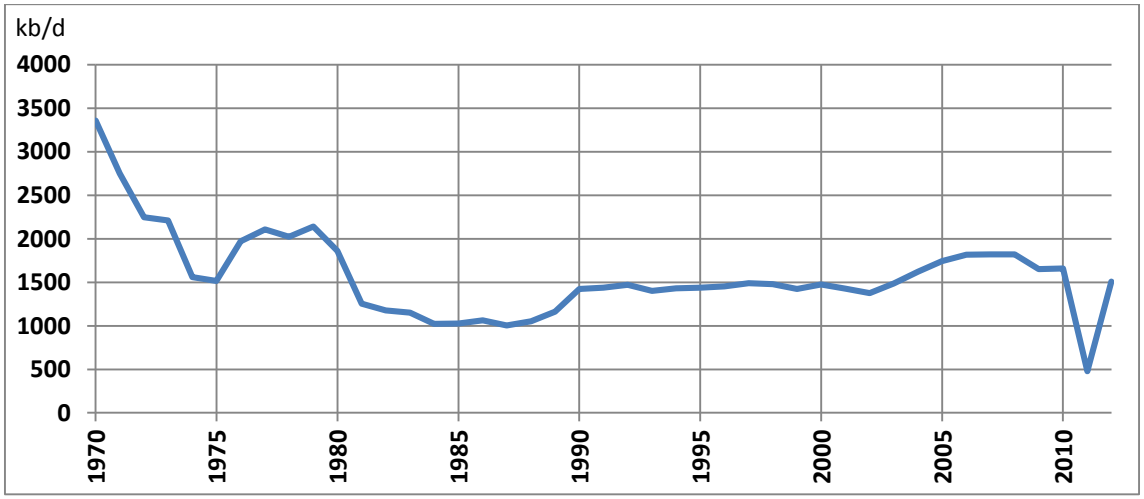


Abbildung 6.45: Förderung flüssiger Energieträger in Libyen

Datenquelle: BP (2013).

[764] Vgl. Waddams (1980), S. 278-280.
[765] Vgl. Ebenda, S. 287.

Die Entwicklungen der frühen 1970er Jahre hatten gegenüber dem Jahr 1970 einen Rückgang der libyschen Fördermenge um über 50 %, auf lediglich ca. 1,5 mb/d in den Jahren 1974 und 1975, zur Folge.[766]

Innerhalb der ersten sechs Monate nach der Teilverstaatlichung vom September 1973 wurden zwischen der LNOC und einigen der in Libyen tätigen ausländischen Ölgesellschaften (wie Occidental, Exxon, Mobil, CFP AGIP) sogenannte Explorations- und Production-Sharing-Vereinbarungen (EPSA) getroffen, gemäß denen die staatliche Ölgesellschaft einen Anteil am geförderten Öl von 85 % bei Onshore- und 81 % bei Offshore-Projekten erhalten sollte. Die LNOC wiederum würde einen entsprechenden Teil der Erschließungskosten bei Onshore-Projekten und 50 % der Erschließungskosten bei Offshore-Projekten tragen.[767]

1980 wurde die zweite Vergaberunde für Explorations- und Production-Sharing-Vereinbarungen (EPSA II) durchgeführt. Die Vertragsbedingungen glichen denen der ersten EPSA-Runde. Die unter „EPSA II“ durchgeführten Explorationen waren jedoch nicht erfolgreich, So wurden nur geringe neue Vorkommen entdeckt, die zudem unter den Vertragsbedingungen nicht wirtschaftlich zu fördern gewesen wären. Aufgrund dessen und der politischen Situation im Land gaben die meisten der ausländischen Ölgesellschaften ihre Lizenzen entweder auf oder ließen sie nach ihrem Ablauf verfallen.[768]

In den 1980er Jahren wurde die libysche Ölindustrie insbesondere von den sinkenden Ölpreisen und den gegen das Land verhängten Sanktionen beeinflusst. So verboten die USA am 10. März 1982 die Einfuhr libyschen Rohöls und die Gewährung von Ausfuhrlizenzen für technisches Material nach Libyen. Diese Maßnahmen begründete die Reagan-Administration damit, dass Libyen Terroristen und „subversive Aktivitäten“ unterstütze.[769]

Im Januar 1983 verließen die US-Ölgesellschaften Exxon und Mobil das Land und im Januar 1986 verschärfte Ronald Reagan die Sanktionen gegen das Land weiter, indem er amerikanischen Unternehmen generell den Handel und Finanzgeschäfte mit Libyen untersagte. Auch die noch in Libyen verbliebenen US-Ölgesellschaften wurden von der US-Regierung gezwungen das Land zu verlassen.[770]

Aufgrund der gesunkenen Investitionen in Explorations- und Erschließungsprojekte und der Abwanderung vieler ausländischer Ölgesellschaften und der OPEC-Fördermengenpolitik in den Zeiten niedriger Ölpreise sank die libysche Fördermenge in – wie in Abbildung 6.45 zu sehen – Mitte der 1980er Jahre auf durchschnittlich ca. 1 mb/d.

Die libysche Regierung reagierte auf diese Entwicklungen mit der dritten Vergaberunde für Explorations- und Production-Sharing-Vereinbarungen (EPSA III) im Jahr 1988. Die neuen Verträge boten ausländischen Ölgesellschaften, im Vergleich zu den ersten beiden EPSA-Runden, bessere Bedingungen. So wurde der auf die LNOC entfallene Anteil an

---

[766] Vgl. Waddams (1980), S. 251-274, 284.
[767] Vgl. Ebenda, S. 260f.
[768] Vgl. Arab Oil&Gas (1989).
[769] Vgl. Weisman (1982).
[770] Vgl. International Business Publications (2012a), S. 80.

der Fördermenge auf 65 % reduziert und ihre Beteiligung an den Kosten erhöht. Bis Ende 1995 wurden mit zwei Dutzend Ölgesellschaften, vor allem aus Mittel- und Osteuropa, EPSA-III-Verträge abgeschlossen. Viele der unter EPSA-III durchgeführten Projekte verliefen allerdings nicht erfolgreich, da einige der die Projekte betreibenden ausländischen Ölgesellschaften noch recht jung waren und nicht über die nötige Erfahrung und Kapitalausstattung verfügten, um umfangreiche Explorationsmaßnahmen durchzuführen. Außerdem fanden die Explorationen überwiegend in bereits explorierten Gebieten statt.[771]
Nachdem die Fördermenge in den 1990er Jahren zwischen 1,3 und 1,5 mb/d betragen hatte, wirkte sich die schrittweise Annäherung Libyens an die internationale Gemeinschaft ab 1999 und die damit verbundenen Lockerungen der Sanktionen allmählich auch positiv auf die libysche Ölindustrie aus. So fanden zwischen Januar 2005 und Dezember 2006 drei Vergaberunden für Explorations- und Production-Sharing-Vereinbarungen unter neuen Bedingungen (EPSA IV) statt. Die Hauptkomponente der verdeckten Auktion stellte der auf die LNOC entfallene Anteil am Wert des geförderten Rohöls dar. Als zweite Komponente, für den Fall identischer Gebote hinsichtlich der ersten Komponente, sollte die gebotene Einmalzahlung berücksichtigt werden.[772]
In der ersten Runde im Januar 2005 wurden Lizenzen für 15 Gebiete, davon 9 Onshore und 6 Offshore, vergeben. Bei der zweiten Runde im Oktober 2005 wurden für 26 Gebiete, davon fünf Offshore, Lizenzen vergeben. In der dritten Runde im Dezember 2006 wurden für 14 Gebiete, davon 3 Offshore, Lizenzen vergeben. Insbesondere die ersten beiden Runden zeichneten sich durch sehr aggressive Gebote der zugelassenen Ölgesellschaften, sowohl hinsichtlich des der LNOC zugesicherten Anteils am geförderten Rohöl als auch der Einmalzahlung, aus. So sicherte das erfolgreiche Gebot für den Onshore-Block 54 der LNOC einen Anteil von 87,6 % am geförderten Öl zu.[773]
Die Lizenzvergaben der Jahre 2005 bis 2007 stellten die bislang letzten großflächigen Vergaben von Explorations- und Förderrechten in Libyen dar.

6.1.8.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der libyschen Ölindustrie

Die (sozialistische) Verfassung von 1969, die bis zur Entmachtung Gadaffis galt, enthielt zwar keine konkreten Aussagen zum Umgang mit den natürlichen Rohstoffen des Landes, jedoch generelle ökonomische Leitlinien. So sollte gemäß Artikel 7 die libysche Wirtschaft frei von ausländischem Einfluss sein und in eine nationale, teils verstaatlichte überführt werden.[774]
Die Verfassung von 1969 wurde im Zuge der Entmachtung Gaddafis im Jahr 2011 aufgehoben und durch eine, vom Nationalen Übergangsrat formulierte, Übergangsverfassung ersetzt. Die Übergangsverfassung von 2011 enthält ebenfalls keine Bestimmungen zu den libyschen Rohstoffvorkommen. Allerdings enthält sie auch keine restriktiven

[771] Vgl. Vandewalle, D. (2012), S. 157f und Johnston (2005).
[772] Vgl. Johnston (2005).
[773] Vgl. Johnston (2005).
[774] Libysche Verfassung (1969).

Passagen zur wirtschaftlichen Ausrichtung des Landes, wie es noch in den Artikeln 7 bis 9 der vorherigen Verfassung der Fall gewesen war.[775]

Rechtlicher Rahmen

Die wichtigsten Regeln zur Öl- und Gasindustrie setzt, trotz der seitdem erfolgten Umbrüche im politischen- und Rechtssystem, noch immer das mehrmals (1961, 1970, 1979) reformierte Erdölgesetz von 1955, das auch für die unter EPSA IV geschlossenen Vereinbarungen noch maßgeblich war.

Das Erdölgesetz teilt das libysche Staatsgebiet in vier Ölregionen, entsprechend den Großprovinzen (wobei die Cyrenaika noch in Nord und Süd unterteilt wurde).[776]

Die Eigentumsrechte an den libyschen Ölvorkommen liegen gemäß Artikel 1 beim Staat und eine Exploration und/oder Förderung der Vorkommen ist nur nach Erhalt einer Genehmigung oder unter einer Konzession möglich.[777]

Seit der Verabschiedung der ersten Version des Erdölgesetzes haben sich die, für die Vergabe und Verwaltung von Konzessionen und später Explorations- und Production Sharing Agreements, zuständigen staatlichen Institutionen mehrmals geändert. Vor dem Hintergrund der gegenwärtig verworrenen Lage im Land ist auch die Rolle der für den Ölsektor wichtigsten staatlichen Institutionen LNOC und Ölministerium nicht ganz klar (so erklärte bspw. der erst seit 2012 amtierende Ölminister im Januar 2014 seinen Rücktritt).[778]

Für in Libyen tätige ausländische Ölgesellschaften sind die Klauseln der EPSA-IV-Verträge maßgeblich. Die Laufzeit der Verträge beträgt insgesamt 30 Jahre, von denen fünf Jahre auf die Explorationsphase und 25 auf die Förderphase entfallen. Die Eigentumsrechte an den in der Lagerstätte befindlichen Ölvorkommen liegen beim Staat.[779]

Hinsichtlich der Explorationsphase wird der internationalen Ölgesellschaft eine Mindestverpflichtung über die vorzunehmenden Explorationsmaßnahmen auferlegt, bei deren Nichterfüllung eine Kompensationszahlung an die LNOC zu leisten ist.[780]

Die Explorationskosten werden gemäß EPSA IV-Verträgen vollständig von der ausländischen Ölgesellschaft getragen während die in der Erschließungs- und Förderphase anfallenden Kapitalkosten zu jeweils 50 % von der ausländischen Ölgesellschaft und der LNOC getragen werden. Die Betriebskosten in der Förderphase, sowie alle weiteren mit einem solchen Projekt verbundenen Kosten, werden zwischen den beiden Vertragspartnern gemäß ihres Beteiligungsgrads geteilt.[781]

Bis die kumulierten Kosten (insbesondere aus der Explorations- und Erschließungsphase) durch die kumulierten Erträge aus dem Projekt gedeckt sind, erhält die ausländische Öl-

---

[775] Vgl. Libysche Übergangsverfassung (2011).
[776] Vgl. Libysches Ölgesetz (1955), Art. 3.
[777] Vgl. Ebenda, Art. 1.
[778] Vgl. Shennin und Salha (2014).
[779] Vgl. Beispielvertrag für EPSA (o. J.), Art.1, 2.
[780] Vgl. Ebenda, Art.8.
[781] Vgl. Ebenda, Art.14.

gesellschaft den Anteil an der Fördermenge, der ihr gemäß erfolgreichem Gebot und entsprechend Vereinbarung zusteht (Kosten-Öl). Die über die zur Kostendeckung notwendige Fördermenge hinausgehende Fördermenge (Gewinn-Öl) wird gemäß einer, von den Parteien vereinbarten, Formel zwischen der ausländischen Ölgesellschaft und der LNOC aufgeteilt.[782]

Fiskalischer Rahmen

Die fiskalische Behandlung in Libyen tätiger Ölgesellschaften wird primär durch das Erdölgesetz von 1955, das Einkommensteuergesetz 7/2010 und die Bestimmungen der jeweiligen EPSA IV-Verträge geregelt.

Die erste Komponente der zu zahlenden Steuern und Royalties stellt die Einmalzahlung dar, die an die LNOC abzuführen ist. Diese ist als Teil des abzugebenden Gebots flexibel. In der zweiten EPSA IV-Vergaberunde aus dem Oktober 2005 beliefen sich die Einmalzahlungen der erfolgreichen Bieter auf 1 bis 8 Mio. US-$ und machten aggregiert etwa 105 Mio. US-$ aus.[783]

Neben der anfänglichen Einmalzahlung sind von den ausländischen Ölgesellschaften weitere Einmalzahlungen (Production Bonus) an die LNOC zu leisten. Eine solche Zahlung in Höhe von 1 Mio. US-$ fällt innerhalb von 30 Tagen nach dem Fund eines wirtschaftlich förderbaren Ölvorkommens sowie nach dem Erreichen verschiedener kumulierter Fördermengen aus einer Lagerstätte an. Diese Zahlungen sind bei der Ermittlung zu zahlender Steuern nicht als Aufwendungen anrechenbar.[784]

Die im Folgenden beschriebenen Royalties und Steuern werden durch die LNOC – auch für die internationalen Ölgesellschaften – an den Staat abgeführt. Mit Einsetzen der Förderung aus einem Projekt werden Royalties in Höhe von 16,67 % auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben.[785]

Die von ausländischen Ölgesellschaften abzuführende Ertragsteuer setzt sich aus den drei Elementen Körperschaftsteuer (CIT), Jihad-Steuer und Zusatzsteuer zusammen. Die zu zahlende Körperschaftsteuer richtet sich gemäß EPSA IV-Verträgen nach den entsprechenden Regelungen des Erdölgesetzes von 1955.[786]

Grundsätzlich beträgt der Körperschaftsteuersatz für in Libyen tätige in- und ausländische Unternehmen gemäß Einkommensteuergesetz von 2010 20 %. Hinzu kommt die sogenannte Jihad-Steuer in Höhe von 4 %. Sofern der Grenzsteuersatz durch die bisher erörterten Steuern, Gebühren und Royalties (Ausnahme: Royalties auf exportiertes Rohöl) weniger als 65 % an den von einer Ölgesellschaft in Libyen erzielten Gewinne beträgt, wird eine Zusatzsteuer erhoben, so dass der kombinierte Steuersatz auf die erzielten Gewinne exakt 65 % beträgt. Liegt dieser über 65 %, werden die über 65 % hinausgehenden

---

[782] Vgl. Ebenda, Art.12.
[783] Vgl. International Business Publications (2012a), S. 134f und Beispielvertrag für EPSA (o. J.), Art.15.
[784] 5 Mio. US-$ bei Erreichen von 100 Mio. Barrel, danach jeweils 3 Mio. US-$ je zusätzlicher 30 Mio. Barrel Fördermenge. Vgl. Beispielvertrag für EPSA (o. J.), Art.15.
[785] Vgl. Libysches Ölgesetz (1955), Art. 14 (1).
[786] Vgl. Beispielvertrag für EPSA (o. J.), Art.19.1.1.

Steuern und Abgaben erlassen. Somit werden die von in Libyen tätigen Ölgesellschaften erwirtschafteten, Gewinne stets mit 65 % besteuert.[787]
Die anfallenden Kosten werden ab Einsetzen der Förderung mit dem Wert des geförderten Rohöls hinsichtlich des zu versteuernden Gewinns verrechnet. Falls der Wert des in einem Jahr geförderten Rohöls nicht zur Deckung der Kosten ausreicht, können Verluste bis zu zehn Jahre in die Zukunft vorgetragen werden.[788]

6.1.8.3 Gegenwart der Ölindustrie in Libyen

Nachdem in den Jahren 2005/06 die neuen EPSA IV-Verträge abgeschlossen und bis 2008 die Nachverhandlungen früherer Verträge mit dem Ziel der Vereinheitlichung mit den neuen Vertragsbedingungen geführt worden waren, leidet die libysche Ölindustrie seit 2011 unter den Auswirkungen des Umsturzes des Gaddafi-Regimes und der darauffolgenden, bis heute anhaltenden, Phase der politischen Unsicherheit und angespannten Sicherheitslage.
So war die libysche Fördermenge zwischen Januar 2002 und Januar 2008 zunächst - wie in Abbildung 6.46 zu sehen - bis auf ca. 1,8 mb/d angestiegen. Während der globalen Finanzkrise, deren realwirtschaftliche Auswirkungen auch die Ölnachfrage negativ beeinflussten, reduzierte Libyen im Rahmen der OPEC-Quotenregelung seine Fördermenge auf ca. 1,5 bis 1,6 mb/d bis zum Beginn der Aufstände im Inland.

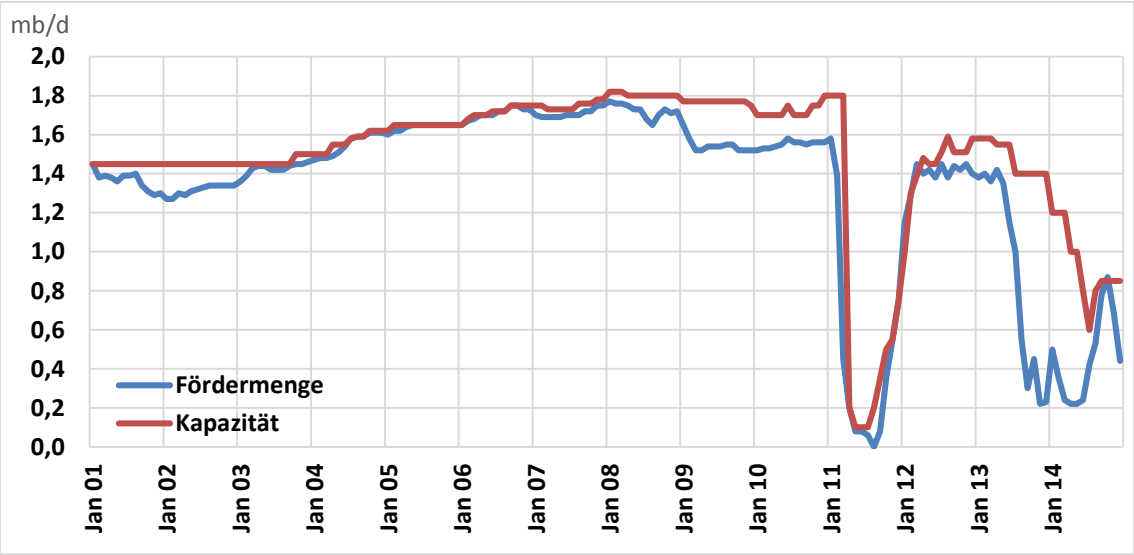


Abbildung 6.46: Ölfördermenge- und Kapazität in Libyen seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

[787] Vgl. Libysches Ölgesetz (1955), Art. 14 (1) (a) und (b), EY (2014), S. 315ff und Gesetz Nr. 7 (2010), Art. 63 und 70.
[788] Vgl. EY (2014), S. 320.

Nachdem die libysche Förderkapazität für ca. fünf Jahre kontinuierlich 1,7 bis 1,8 mb/d betragen hatte, sank sie zwischen Mai und September 2011 - dem Höhepunkt der Auseinandersetzungen zwischen dem Gaddafi-Regime und den Rebellen - auf 0,1 mb/d (vgl. Abbildung 6.46). Die Förderung wurde während dieser Zeit zeitweilig ganz gestoppt. Mit dem Sieg der, von der NATO unterstützten, Rebellen und der damit verbundenen Entmachtung des Gadaffi-Regimes im Oktober 2011 stieg die libysche Fördermenge sprunghaft an, erreichte Anfang 2012 wieder über 1 mb/d und stieg in den Folgemonaten bis auf ca. 1,45 mb/d an. Auf etwa diesem Niveau blieb sie bis zum Mai 2013.[789]
Die Proteste libyscher Arbeiter um höhere Löhne und bessere Arbeitsbedingungen, die Mitte 2013 einsetzten und sich im Laufe des Sommers über das ganze Land ausbreiteten, betrafen auch die Ölverladehäfen des Landes. Auf mit diesen Häfen verbundenen Ölfeldern musste die Arbeit ebenfalls eingestellt werden, da sich das geförderte Öl nicht mehr transportieren ließ. Zudem erzwangen die Demonstranten auch direkt die Schließung von Ölanlagen wie beispielsweise des el-Sharara-Feldes im Südwesten des Landes, dessen Fördermenge bis dahin ca. 350.000 b/d betragen hatte. Diese Entwicklungen hatten zur Folge, dass ausländische Ölgesellschaften das Land vorerst verließen, um bis zu einer Stabilisierung der Lage mit einer Rückkehr zu warten.[790] So evakuierten im Sommer 2014 die beiden ausländischen Ölgesellschaften mit der höchsten Fördermenge in Libyen, Eni und Repsol, ihre Mitarbeiter vor dem Hintergrund der zunehmenden Gewalt im Land.[791]

6.1.8.4 Ermittlung der libyschen Angebotskurven für 2014

Die Förderkapazität Libyens schwankte im Jahr 2014 zwischen 0,85 und 1,2 mb/d und sank über das Jahr kontinuierlich. Die durchschnittliche Förderkapazität, die bei der Erstellung der 2014er-Angebotskurven berücksichtigt wird, betrug ca. 0,9 mb/d. Die tatsächliche Fördermenge fiel mit durchschnittlich ca. 0,45 mb/d deutlich geringer aus und unterlag über das Jahr extremen Schwankungen (zwischen ca. 0,2 und 0,8 mb/d), die auf Anschläge auf Ölanlagen und die generell schlechte Sicherheitslage im Land, die regelmäßig Förderstopps zur Folge haben, zurückzuführen sind.
Im Wesentlichen findet die Ölförderung in Libyen an Land statt. So wird Offshore lediglich aus dem von der Eni betriebenen Bouri-Feld (Fördermenge im Jahr 2013 ca. 37.000 b/d) und dem von Total betriebenen Al Jurf-Feld (Fördermenge im Jahr 2013: ca. 35.000 b/d) Öl gefördert. Beide Felder befinden sich in seichten Gewässern (Wassertiefe beim Bouri-Feld ca. 180 Meter, Wassertiefe beim Al-Jurf-Feld ca. 100 Meter).[792]
Die technischen Vollkosten von Ölprojekten in Libyen beliefen sich gemäß Reuters (2009) in den Jahren 2008/9 auf ca. 10 bis 15 US-$ je Barrel.[793] Unter Berücksichtigung des UCCI und UOCI als Maß für die Kostensteigerungen im globalen Upstream-Sektor zwischen 2008/9 und 2014 und unter der vereinfachenden Annahme, dass Explorations-

[789] Vgl. Vandewalle (2012), S. 205-209.
[790] Vgl. EIA (2014, Li) und Daragahi (2013).
[791] Vgl. Faucon (2014).
[792] Vgl. Total (2008a); Laessing (2013) und Rigzone (2014) und Oil & Gas Journal (2014).
[793] Vgl. Reuters (2009).

und Erschließungskosten auf der einen Seite und Förderkosten auf der anderen Seite jeweils 50 % der Vollkosten ausmachen, würde sich für den Zeitraum von 2008/9 bis 2014 eine Kostensteigerung von ca. 12,2 % ergeben. Somit hätten sich die technischen Kosten im Jahr 2014 auf 11,22 bis 16,83 US-$ je Barrel belaufen.

Da keinerlei Informationen zu den Explorations- und Erschließungskosten von in Libyen tätigen Ölgesellschaften vorliegen, werden diese anhand von Schätzungen zu den Bohrlochkosten ermittelt.

Die Anzahl an libyschen Förderbohrlöcher betrug in den vergangenen Jahren – sofern man jüngste Ausfälle unberücksichtigt lässt, die zu einem deutlichen Rückgang der aktiven Bohrlöcher in den Jahren 2013 und 2014 führten – gemäß Daten OPEC und Oil & Gas Journal (2014) ca. 2000. Setzt man die Anzahl der Bohrlöcher ins Verhältnis zur durchschnittlichen Fördermenge von ca. 1,4 mb/d in Phasen ohne krisenbedingte Ausfälle, ergibt sich eine jährliche Fördermenge von ca. 250.000 Barrel je Bohrloch. Unter der Annahme, dass aus den Onshore-Bohrlöchern des Landes 20 Jahre Öl gefördert wird, ergibt sich eine Fördermenge von 5 Mio. Barrel über die Förderphase eines Förderbohrlochs.

Für das Bouri-Offshore-Feld liegen für den Zeitraum von 1991 bis 2008 Daten zur Anzahl der Förderbohrlöcher (ca. 46 bis 55) und der Fördermenge (ca. 50.000 bis 84.000 b/d) vor.[794] Basierend auf den Daten ergab sich eine durchschnittliche Fördermenge von ca. 462.500 Barrel je Bohrloch und Jahr. Unter der Annahme einer 15-jährigen Förderphase je Förderbohrloch ergibt sich eine Fördermenge von ca. 6,94 Mio. Barrel für die Nutzungsdauer eines Förderbohrlochs.

Gemäß Daten des Oil & Gas Journal (2014) beträgt die Tiefe der libyschen Lagerstätten zwischen ca. 500 und 4.800 Metern. Bei den Offshore-Feldern des Landes beträgt die Tiefe zwischen 2.200 und 2.500 Metern. Die Bohrlochkosten belaufen sich somit, gemäß den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen, bei den Onshore-Feldern des Landes auf 0,9 bis 13,9 Mio. US-$ und bei den Offshore-Feldern auf 12,9 bis 15,1 Mio. US-$.

Setzt man die Bohrlochkosten ins Verhältnis zur Fördermenge, ergeben sich Onshore Kosten von 0,18 bis 2,78 US-$ je Barrel und bei den Offshore-Feldern von 1,86 bis 2,18 US-$ je Barrel. Berücksichtigt man, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ein Drittel und bei Offshore-Feldern ein Viertel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 0,54 bis 8,34 US-$ je Barrel bei Onshore-Feldern und 7,44 bis 8,72 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern. Unter Berücksichtigung einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und des Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 0,73 bis 12,43 US-$ je Barrel bei Onshore- und 9,99 bis 13,00 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern.

Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme zum Verhältnis der Explorations- zu den Erschließungskosten ergeben sich Explorationskosten von 0,15 bis 2,25 US-$ je Barrel bei Onshore- und 2,01 bis 2,35 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern. Aufgezinst be-

[794] Oil & Gas Journal (diverse Jahre).

laufen sich die Explorationskosten unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase auf 0,32 bis 5,89 US-$ bei Onshore- und 4,35 bis 6,15 US-$ je Barrel bei Offshore-Lagerstätten.
Somit ergeben sich im Gegenwartswert Explorations- und Erschließungskosten von 1,05 bis 18,32 US-$ je Barrel bei Onshore- und 14,34 bis 19,15 US-$ je Barrel bei Offshore-Lagerstätten.
Die Förderkosten müssen für Libyen anhand der Kostenschätzung von Reuters (2009) ermittelt werden, da keine weiteren Informationen vorliegen, anhand derer man Schätzungen vornehmen kann. Unter der getroffenen Annahme, dass die Förderkosten 50 % an den technischen Vollkosten ausmachen, hätten sich die Förderkosten in den Jahren 2008/9 auf 5,00 bis 7,50 US-$ je Barrel belaufen. Unter Berücksichtigung des Anstieges des UOCI um 15,3 % im Zeitraum von 2008/9 bis 2014, würden sich in das Jahr 2014 extrapolierte Förderkosten von 5,77 bis 8,65 US-$ je Barrel ergeben. Nimmt man eine Abweichung von bis zu 50 % an, so ergeben sich Förderkosten von 2,89 bis 12,98 US-$ je Barrel. Diese, basierend auf der Reuters-Schätzung ermittelten, Förderkosten werden für die Angebotskurven angenommen.
Von den fiskalischen Elementen wird lediglich die Royalty in Höhe von 16,67 % auf den Wert des geförderten Rohöls als kostenrelevant berücksichtigt, da es sich bei dieser um die einzige, auf Ölprojekte erhobene, Wertabgabe (Mengenabgaben werden in Libyen nicht erhoben) handelt.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.47 dargestellten, auf den in der Förderphase anfallenden Kosten basierenden, kurzfristigen Angebotskurven für das Jahr 2014.

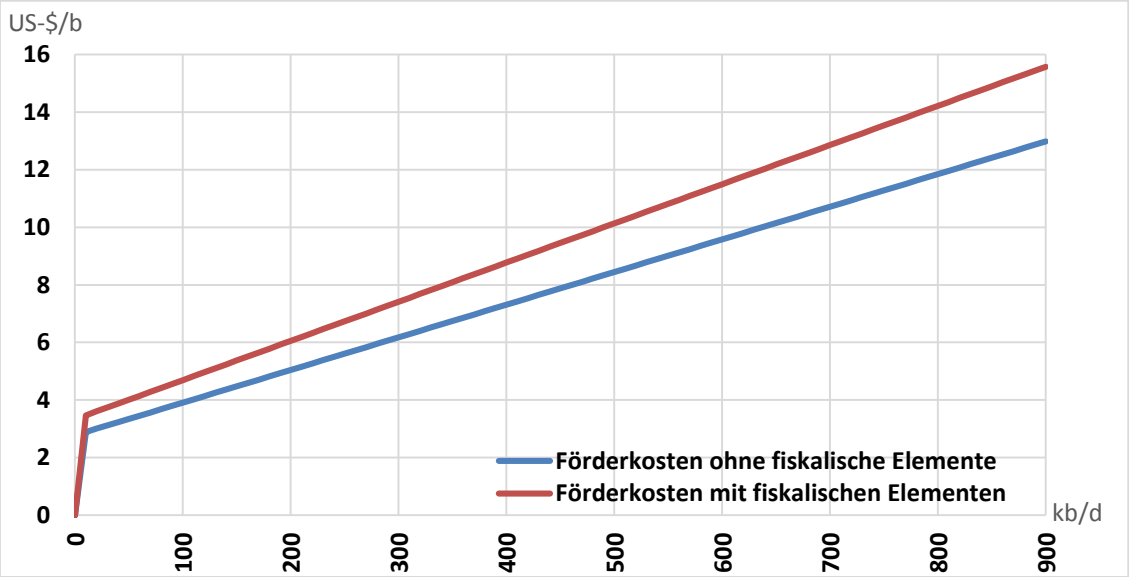


Abbildung 6.47: Kurzfristige Angebotskurven in Libyen

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.47 zu sehen, beliefen sich die kurzfristigen Grenzkosten im Jahr 2014 auf maximal 16 US-$ je Barrel, so dass es erst zu Förderkürzungen aus den in der Förderphase befindlichen Projekten kommen sollte, wenn der Ölpreis unter 16 US-$ je Barrel sinkt.
Alle in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden technischen Kosten sowie die Royalty finden in den, in Abbildung 6.48 dargestellten Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte Berücksichtigung.

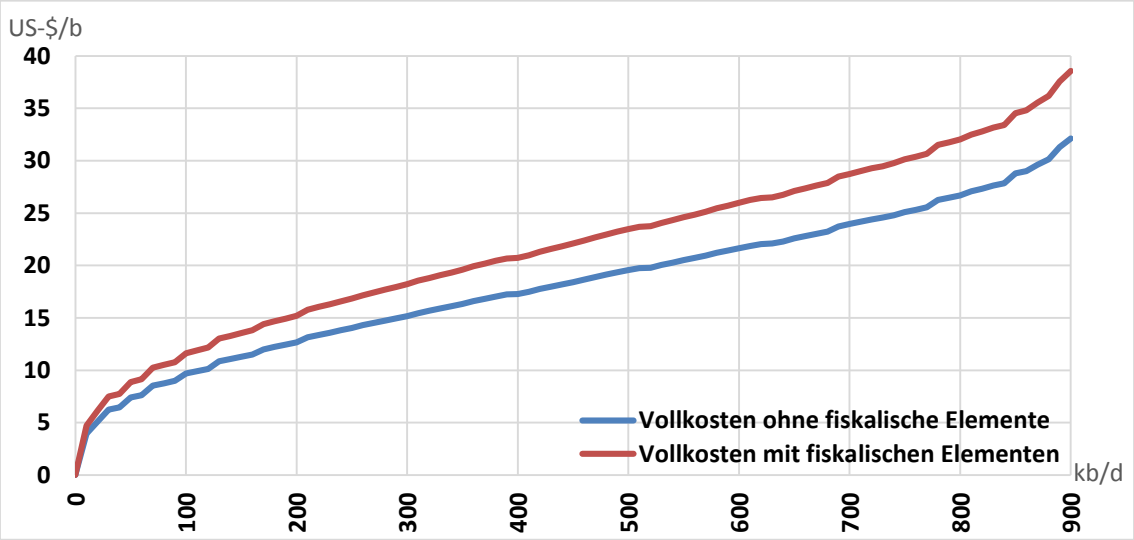


Abbildung 6.48: Libysche Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.48 zu sehen, belaufen sich die Grenzkosten der Förderung eines zusätzlichen Barrels an Rohöl unter Berücksichtigung aller technischen Kosten auf bis zu ca. 32 US-$. Werden auch die Royalties berücksichtigt, steigen die Kosten auf bis zu ca. 38,5 US-$ je Barrel an.
Für die Onshore-Förderung, die 0,8 mb/d von 0,9 mb/d an der Gesamtförderkapazität ausmacht, betrugen die technischen Kosten maximal ca. 31 US-$ je Barrel und ca. 37,5 US-$ einschließlich Royalties. Die Erschließung der libyschen Offshore-Felder hingegen lohnt sich, gemäß den vorgenommen Schätzungen, ab Ölpreisen von ca. 17 bis 32 US-$ je Barrel bei ausschließlicher Berücksichtigung der technischen Kosten. Ein langfristiger durchschnittlicher Ölpreis von ca. 21 bis 38,5 US-$ je Barrel ist hingegen erforderlich, wenn auch die Royalties berücksichtigt werden.

6.1.8.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Vor dem Hintergrund der Entwicklungen in Libyen seit 2011 unterliegen Prognosen über die weitere Entwicklung der libyschen Ölindustrie bis in das Jahr 2024 einem erheblichen Maß an Unsicherheit. So lässt sich von außen kaum einschätzen, inwieweit der Bürger-

krieg und die damit verbundenen Angriffe auf die Förderanlagen des Landes und zwischenzeitlichen Schließungen von Förderanlagen sich zukünftig auf die Förderkapazität auswirken werden.

Eine erste Orientierung zum grundsätzlichen zukünftigen Förderpotential des Landes soll zunächst die Hubbert-These liefern. Schätzungen zu den tatsächlich noch in Libyen vorhandenen Ölvorkommen variieren sehr stark. So betrugen die offiziell ausgewiesenen Reserven Libyens Ende 2014 gemäß OPEC (2015) 48,4 Mrd. Barrel, während Campbell (2013) die noch verbleibenden Reserven auf 28 Mrd. Barrel im Jahr 2010 schätzte, von denen 25 Mrd. bereits bekannt sind und ca. 3 Mrd. erst noch entdeckt werden müssen.[795] Die BGR (2014) hält neben den offiziellen Reserven von 48,4 Mrd. Barrel noch Ressourcen von ca. 35 Mrd. Barrel für möglich.[796] Die kumulierte Fördermenge bis einschließlich 2014 belief sich gemäß OPEC (2015) auf ca. 28,8 Mrd. Barrel. Gemäß BGR (2014) belief sie sich bis einschließlich 2013 auf ca. 27,8 Mrd. Barrel.[797] Unter Berücksichtigung der Fördermenge im Jahr 2014 in Höhe von ca. 150 Mio. Barrel ergibt sich für Ende 2014 eine kumulierte Fördermenge von ca. 28 bis 29 Mrd. Barrel und noch vorhandene offizielle Reserven von ca. 48,2 Mrd. Barrel. Legt man Campbells Schätzungen zu den Reserven zugrunde, würden sich diese auf noch ca. 27 Mrd. Barrel belaufen.

Gemäß Hubbert-These würde unter Berücksichtigung der bisherigen kumulierten Fördermenge und den noch vorhandenen Vorkommen erhebliches Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge, insbesondere gegenüber dem Niveau von 2014 bestehen. Dies lässt sich auch damit begründen, dass die libysche Ölindustrie aufgrund der Verstaatlichung in den 1970er Jahren und den gegen das Land verhängten Sanktionen lange Jahre keinen bzw. kaum Zugang zu modernen Technologien und Know-how hatte und somit weit hinter ihrem eigentlichen Potential zurückblieb. So hatte das Einfuhrverbot von technischem Material in den Zeiten der von der UNO und den USA gegen das Land verhängten Sanktionen zwischen 1980 und 2004 eine Veralterung der libyschen Förderanlagen zur Folge, die in, verglichen mit anderen ölreichen Ländern, deutlich geringeren Ausbeutungsraten resultierte.[798]

Die zwischen 2005 und 2007 erfolgten Vergaben neuer Lizenzen für ausländische Ölgesellschaften konnten wiederum bisher kaum Erfolge zeitigen, da der laufende Bürgerkrieg Explorations- und Erschließungsarbeiten derzeit nahezu unmöglich macht. Eine zukünftige Ausweitung der Förderkapazität scheint somit nur unter den Bedingungen einer Beteiligung, über moderne Technologien verfügender, ausländischer Ölgesellschaften und der Beendigung des Bürgerkriegs und damit verbundener Wiederherstellung der nationalen Sicherheit möglich.

Die Förderkapazität dürfte – basierend auf den Förderdaten der vergangenen Jahre – bei einer Rückkehr der internationalen Ölgesellschaften und Wiederaufnahme der Förderung ca. 1,4 bis 1,6 mb/d betragen (vgl. Abbildung 6.46). Vor Beginn der Krise im Jahr 2013

[795] Vgl. Campbell (2013), S. 47 und OPEC (2015), S. 22.
[796] Vgl. BGR (2014), S. 71.
[797] Vgl. OPEC (2015), S. 27 und BGR (2014), S. 71.
[798] Vgl. EIA (2014, Li).

beabsichtigte die LNOC noch eine Fördermenge von 1,7 mb/d für Ende 2013 und 2,0 mb/d in den kommenden Jahren.[799] Sollte die Ölförderung wieder in etwa ihr Vorkrisenniveau erreichen, würde die zusätzliche Förderkapazität gegenüber 2014 ausschließlich aus Onshore-Projekten stammen, da diese von den Angriffen und Protesten betroffen waren, wohingegen die Offshore-Projekte vom Bürgerkrieg kaum tangiert wurden.
Da derzeit keine Erschließungsprojekte bekannt sind, wird für die Angebotskurve für das Jahr 2019 unter der optimistischen Annahme, dass der Bürgerkrieg bis dahin beendet ist und die Ölförderung aus den bereits erschlossenen Feldern wieder sukzessive aufgenommen wird, von einer Förderkapazität von 1,4 mb/d – von denen 1,3 mb/d aus Onshore-Projekten stammen – ausgegangen. Die Angebotskurven für 2024 lassen sich aufgrund des hohen Maßes an Unsicherheit und der fehlenden Informationen zu Explorations- und Erschließungsprojekten ebenfalls kaum prognostizieren.
Ausgehend von der Prognose für 2019 ließe sich über die in Abschnitt 3.1.3 erörterten natürlichen Fördermengenrückgänge in der Förderphase befindlicher Ölprojekte die Fördermenge für 2024 ermitteln. So würde die Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Onshore-Projekten um durchschnittlich 5 % p. a. und somit bis 2024 um insgesamt ca. 0,3 mb/d auf 1,0 mb/d sinken. Die Fördermenge aus den Offshore-Projekten würde unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 7,5 % p. a. auf ca. 50.000 b/d sinken.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.49 dargestellten Vollkosten für die Jahre 2019 und 2024.

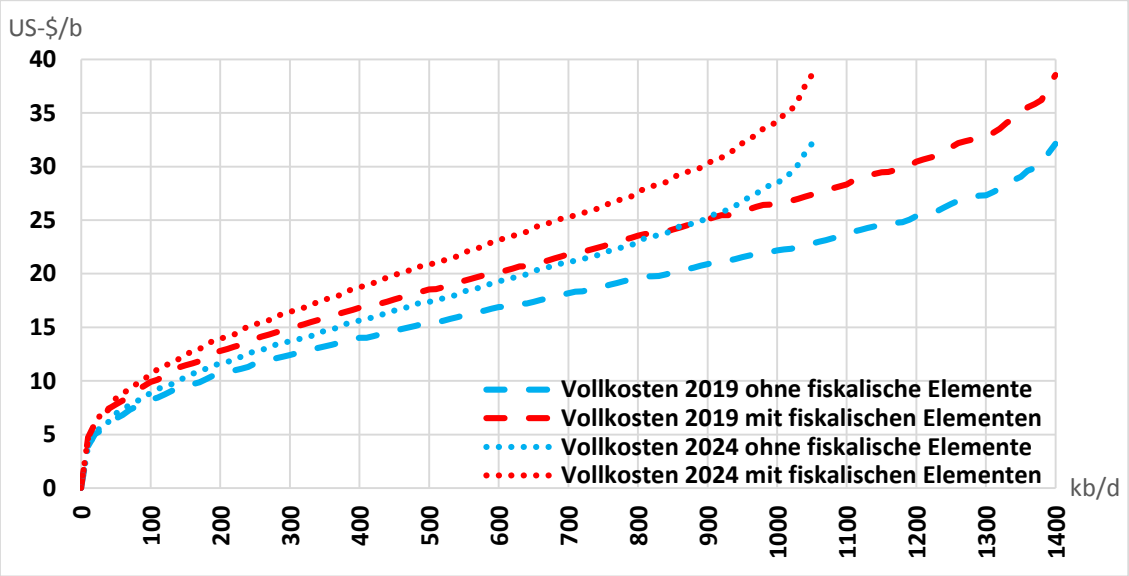


Abbildung 6.49: Libysche Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

[799] Vgl. Ebenda.

Werden die bereits versunkenen Explorations- und Erschließungskosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte nicht weiter berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.50 dargestellten langfristigen Angebotskurven.

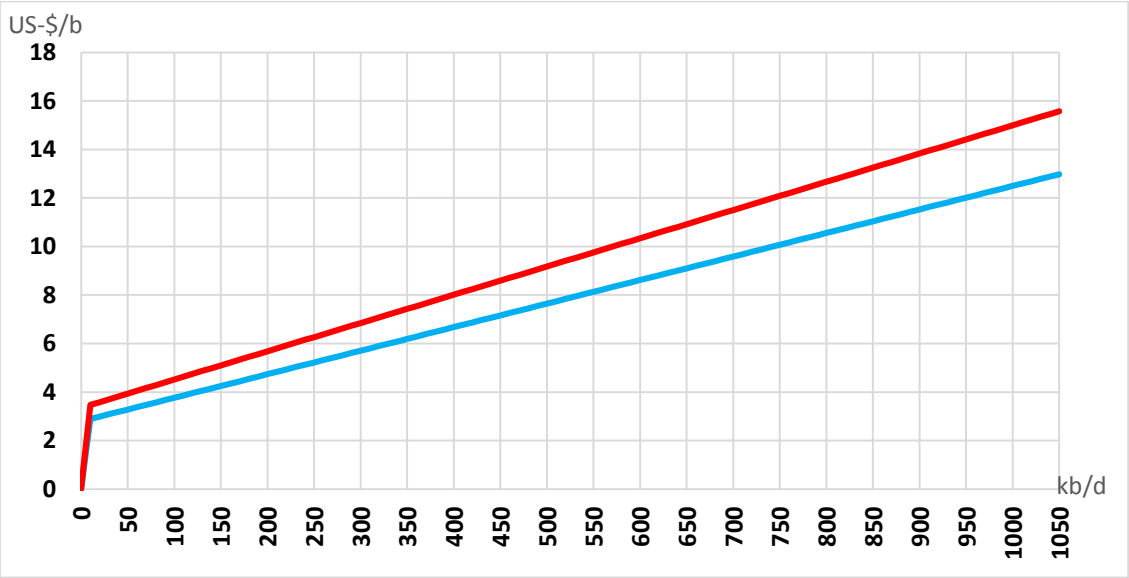


Abbildung 6.50: Langfristige Angebotskurven in Libyen

Eigene Darstellung

Die langfristigen Angebotskurven bilden das, hinsichtlich der zukünftigen Fördermenge, pessimistische Szenario ab, dass bis 2024 keine neuen Lagerstätten erschlossen werden. Bei neuen, in den Angebotskurven nicht berücksichtigten Projekten, sollten die Explorations- und Erschließungskosten unter der Annahme, dass die ergiebigsten und am kostengünstigsten erschließbaren Lagerstätten des Landes bereits erschlossen worden sind (Herfindahl-Regel), am oberen Rand und oberhalb der Kosten bereits in der Förderphase befindlicher Projekte liegen. Basierend auf den Kostenschätzungen zu den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten wären somit für Onshore-Projekte aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von mindestens ca. 18 US-$ je Barrel und bei Offshore-Projekten von mindestens ca. 19 US-$ je Barrel – und technische Vollkosten von ca. 21 bis 31 US-$ je Barrel bei Onshore- und ca. 22 bis 32 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten – zu erwarten. Da von den zwischen 2005 und 2007 abgeschlossenen EPSA IV-Verträgen ca. ein Viertel auf Offshore-Blöcke entfiel, ist zudem von einem zukünftigen Anstieg des Anteils der Offshore-Förderung auszugehen, zumal Offshore-Projekte weniger stark vom Bürgerkrieg und Anschlägen betroffen sind.

6.1.9 Nigeria

Die nachgewiesenen Ölreserven des westafrikanischen, am Golf von Guinea gelegenen Staates Nigeria beliefen sich Ende 2014 auf ca. 37,1 Mrd. Barrel und die Fördermenge betrug im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 1,8 mb/d.[800]
Nachdem Nigeria seit 1914 eine britische Kolonie gewesen war, wuchs in der Bevölkerung nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs der Wunsch nach der Unabhängigkeit des Landes. Diese erlangte Nigeria am 1. Oktober 1960. In der Folgezeit zeichnete sich Nigeria durch ein hohes Maß an politischer Unsicherheit und Unbeständigkeit aus. So erhielt das Land mehrmals eine neue Verfassung (1963, 1979, 1993 und zuletzt 1999) und die Regierungen wechselten in aller Regelmäßigkeit – zumeist durch Militärputsche – so dass das Land bis 1999 nahezu durchgängig durch das Militär regiert wurde.[801]
Am 29.05.1999 wurde die bis heute gültige Verfassung zur "Vierten Republik" in Kraft gesetzt. Im selben Jahr wurde die Militärregierung nach den Parlamentswahlen durch eine Zivilregierung ersetzt. Die Exekutive wird gemäß der Verfassung von 1999 durch den Präsidenten geleitet. Die Nationalversammlung als Legislative setzt sich aus zwei Kammern zusammen.[802]Aus der letzten Wahl im März 2015 ging Muhammadu Buhari als Sieger hervor, der das Land bereits von 1983 bis 1985 regiert hatte und den seit 2011 amtierenden Präsidenten Goodluck Jonathan ablöste.[803]

6.1.9.1 Geschichte der nigerianischen Ölindustrie

Die ersten großangelegten, aber erfolglosen, Explorationsprojekte in Nigeria wurden bereits zwischen 1907 und 1914 durch die deutsche "Nigerian Bitumen Corporation" durchgeführt, die mit Beginn des Ersten Weltkriegs des Landes verwiesen und nach dessen Ende nicht mehr in das Land gelassen wurde.[804]
Im Jahr 1938, als Nigeria noch eine britische Kolonie war, erhielten die beiden britischen Ölgesellschaften BP und Shell eine gemeinsame Explorationslizenz, die das gesamte Staatsgebiet des Landes umfasste. Nachdem mit den Bohrungen erst 1951 begonnen worden war, entdeckten die Ölgesellschaften 1953 eine erste Lagerstätte, die jedoch keine wirtschaftlich erschließbaren Ölvorkommen vorwies. Das erste wirtschaftlich förderbare Vorkommen entdeckte das Joint-Venture 1956, gefolgt von weiteren großen Funden in den Folgejahren bis 1960. Mit der Ölförderung begann Shell-BP im Dezember 1957.[805]
Ab 1951 wurde das Explorationsgebiet von Shell-BP schrittweise verkleinert und machte 1957 nur noch eine Fläche von etwas über 100.000 km² aus, die sich hauptsächlich auf das Nigerdelta konzentrierte. Zudem erhielt 1955 mit der amerikanischen Mobil erstmals seit 1907 eine nicht-britische Ölgesellschaft eine Explorationslizenz. 1959 erließ die ni-

[800] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[801] Vgl. International Business Publications (2012b), S. 20-24.
[802] Vgl. Auswärtiges Amt (2015g).
[803] Vgl. Stahnke (2015).
[804] Vgl. Frynas (2000), S. 9.
[805] Vgl. Frynas (2000), S. 9 und International Business Publications (2012b), S. 72.

gerianische Regierung eine Regelung, gemäß der keine Ölgesellschaft zukünftig Konzessionen für mehr als vier Offshore-Blöcke mit einer Fläche von je ca. 2.500 km² erhalten sollte, was zur Folge hatte, dass keine einzelne Ölgesellschaft den upstream-Sektor des Landes dominieren konnte. Nachdem das Land 1960 die Unabhängigkeit von Großbritannien erlangt hatte, wurden bis 1965 weitere Explorationslizenzen an ausländische Ölgesellschaften (unter anderem Chevron, Esso, Elf) vergeben. Bereits wenig später, in den Jahren 1963/64, wurden von Chevron (damals noch Gulf), Mobil und Texaco/California Asiatic die ersten wirtschaftlich förderbaren Offshore-Vorkommen des Landes entdeckt, mit deren Ausbeutung zwischen 1965 und 1970 begonnen wurde. 1965 waren bereits neun ausländische Ölgesellschaften in Nigeria tätig - darunter die für lange Zeit die nigerianische Ölindustrie dominierenden Ölgesellschaften (Shell, Mobil, Chevron, Elf, Agip, Texaco) - die allesamt bereits 1971 Öl in Nigeria förderten. So stieg auch die Fördermenge des Landes zwischen 1957 und 1974 (von den Ausnahmejahren 1967 und 1968 abgesehen) jährlich an und erreichte 1974 durchschnittlich 2,26 mb/d.[806]

In der Frühphase der nigerianischen Ölindustrie besaßen die Ölgesellschaften ein hohes Maß an Entscheidungsfreiheit über ihre Lizenzgebiete und die Aufgabe des Staates bestand nahezu ausschließlich in der Vergabe von Explorations- und Förderrechten und der Erhebung von Steuern und Royalties. Eine staatliche Beteiligung an Ölprojekten fand zu dieser Zeit hingegen nicht statt.[807]

Ab dem Ende der 1960er Jahre weitete die Regierung des Landes ihren Einfluss auf die Ölindustrie aus und unternahm verstärkt Anstrengungen, ausländische Arbeitskräfte im Ölsektor durch Einheimische zu ersetzen, was jedoch durch den Mangel an hinreichend qualifizierten einheimischen Arbeitskräften erschwert wurde. Darüber hinaus wurden vom nigerianischen Staat ab den 1970er Jahren sukzessive Joint-Ventures mit den internationalen Ölgesellschaften gebildet und der Staat erwarb Anteile an den Ölprojekten, die er über die 1970er Jahre schrittweise ausbaute, bis die staatliche Beteiligung an den Projekten aller großen in Nigeria operierenden internationalen Ölgesellschaften im Juli 1979 bei 60 % lag.[808]

Im April 1971, dem Jahr des OPEC-Beitritts des Landes, wurde durch den NNOC Act. Nr. 18 von 1971 die staatliche Ölgesellschaft "Nigerian National Oil Corporation" (NNOC) gegründet, die stellvertretend für den Staat Anteile an den Ölprojekten ausländischer Ölgesellschaften in Nigeria erwerben sollte und mit ihren Tochterfirmen auch selbst Explorationsprojekte durchführte.[809]

1977 wurde die NNOC durch den NNPC Act Nr.33 von 1977 mit dem Ölministerium zur "Nigerian National Petroleum Corporation" verbunden. Bis zur Neugründung des Ölministeriums 1986 agierte die staatliche Ölgesellschaft somit als Ölgesellschaft mit zusätzlichen Regulierungsbefugnissen eines Ministeriums.[810]

---

[806] Vgl. Frynas (2000), S. 11-17.
[807] Vgl. Ebenda, S. 30.
[808] Vgl. Frynas (2000), S. 30-32 und International Business Publications (2012b), S. 73f.
[809] Vgl. Frynas (2000), S. 33 und NNPC (o. J.).
[810] Vgl. Frynas (2000), S. 33.

In den 1980er Jahren litt auch die nigerianische Ölindustrie unter den niedrigen Preisen aufgrund der schwachen Nachfrage und weltweit gestiegenen Angebots. 1986 unternahm die Regierung den Versuch, durch verbesserte fiskalische Bedingungen Anreize für ausländische Ölgesellschaften zu setzen, wieder in Nigeria zu investieren. So wurde die Gewinnspanne (minimum margin), auf die keine Steuern und Royalties zu zahlen waren, angehoben und die Steuerberechnung wurde dahingehend geändert, dass nicht mehr der Listenpreis sondern der Marktpreis ausschlaggebend war.[811]

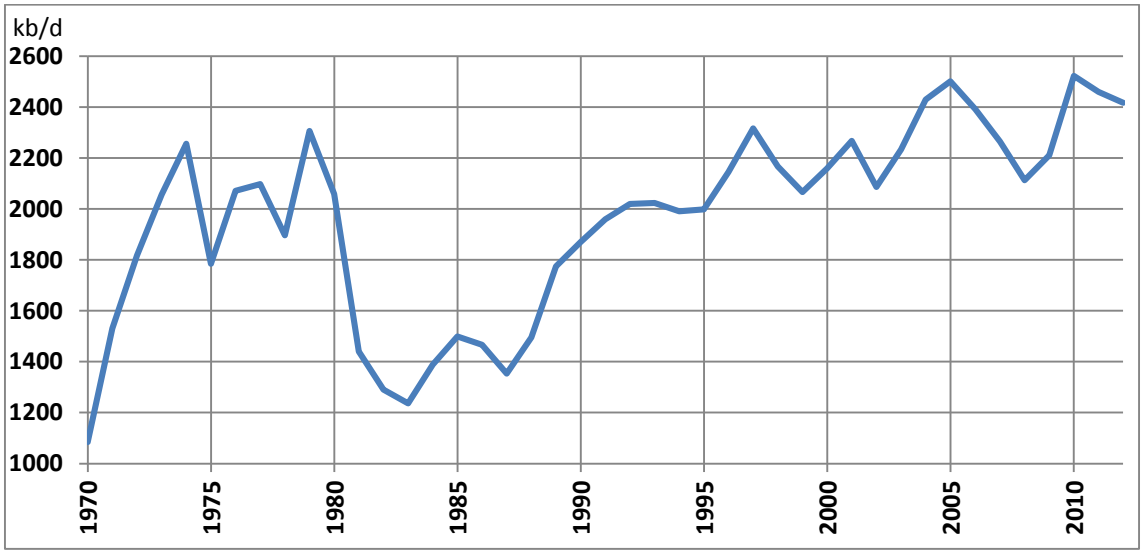


Abbildung 6.51: Nigerianische Förderung flüssiger Energieträger 1970 - 2012

Datenquelle: BP (2013).

Darüber hinaus wurden ab den 1980er Jahren vermehrt Lizenzen an bisher nicht in Nigeria tätige Ölgesellschaften und in den 1990ern auch an einheimische Ölgesellschaften vergeben, so dass 1998 bereits über 50 verschiedene Ölgesellschaften in Nigeria tätig waren und ein großer Teil der Ölprojekte von einheimischen Ölgesellschaften - teils Tochtergesellschaften der NNPC, teils private Ölgesellschaften von Einheimischen die ihre Lizenzen hauptsächlich zwischen 1990 und 1993 erhielten - betrieben wurde.[812]
Nachdem noch in den 1970er und 1980er Jahren Joint-Ventures zwischen der NNPC und den internationalen Ölgesellschaften die übliche Vertragsform gewesen waren, wurden ab den 1990er Jahren vermehrt Production-Sharing-Verträge (PSV) abgeschlossen. Der Hauptgrund für diesen Wandel lag in den hohen notwendigen Investitionen in neue Ölprojekte. So war der Staat im Zeitraum zwischen 1995 und 2004 in keinem Jahr in der Lage gewesen, seinen monetären Verpflichtungen im Rahmen der Joint-Ventures nachzukommen.[813]
Neben den neun bereits Anfang der 1990er existierenden PSVs wurden zwischen 1993 und 2006 insgesamt 16 neue PSVs mit internationalen Ölgesellschaften wie Texaco, Shell

[811] Vgl. Ebenda, S. 34.
[812] Vgl. Ebenda, S. 35.
[813] Vgl. Ariweriokuma (2009), S. 70.

und Chevron – primär für die Exploration und Erschließung von Tiefwasser-Offshore-Lagerstätten – abgeschlossen. Zwischen 1996 und 2004 wurden 16 große Offshore-Lagerstätten mit Gesamtreserven von ca. 6,3 Mrd. Barrel in Wassertiefen zwischen ca. 600 und 1.700 Metern entdeckt.[814]
Neben den PSVs mit internationalen Ölgesellschaften wurde 1996 das Erdöl-Dekret Nr. 23 verabschiedet, das es dem nigerianischen Staat ermöglichte, von den internationalen Ölgesellschaften nicht wahrgenommene Konzessionen von sog. „marginalen Ölfeldern",[815] einzuziehen und an einheimische (private) Ölgesellschaften zu vergeben. Die betroffenen Lagerstätten waren überwiegend bereits zwischen 1959 und 1993 entdeckt worden, jedoch war es zu keiner Erschließung gekommen. Aufgrund von Verzögerungen bei der Umsetzung und Auseinandersetzungen mit den bisher die Konzessionen haltenden Ölgesellschaften, fand erst im Jahr 2003 die erste Vergaberunde statt, bei der für 24 marginale Felder Konzessionen an 31 einheimische Ölgesellschaften vergeben wurden.[816]

6.1.9.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der nigerianischen Ölindustrie

Durch Artikel 44 (3) der Verfassung von 1999 liegen Eigentumsrechte an den und Kontrolle über die Ölvorkommen innerhalb der Landes- und Wirtschaftsgrenzen Nigerias (on- und Offshore) beim nigerianischen Staat, vertreten durch die Bundesregierung (und nicht den jeweiligen Bundesländern).[817]
Gemäß Verfassungs-Artikel 17 (2) (d) hat eine Ausbeutung der natürlichen Rohstoffe des Landes zu unterbleiben, sofern diese nicht „zum Wohle der Gesellschaft" beiträgt.[818] Offengelassen wird jedoch, welche Faktoren aus Sicht des Staates maßgeblich für das Wohl der Gesellschaft sind, so dass hier große Interpretationsspielräume bestehen.

Rechtlicher Rahmen

Den konkreten rechtlichen Rahmen für Ölprojekte in Nigeria liefert im Wesentlichen das Erdölgesetz (Nigeria Petroleum Act) vom 27. November 1969.
Artikel 2 des Erdölgesetzes räumt dem zuständigen Minister, das ist gegenwärtig der Ölminister, das Recht ein, Lizenzen für die Exploration, Untersuchung, Erschließung und Ausbeutung von Ölvorkommen an in Nigeria registrierte Unternehmen zu vergeben.[819] Diese Voraussetzung erfüllen internationale Ölgesellschaften durch die Gründung von Tochtergesellschaften mit Sitz in Nigeria.[820]
Neben der Vergabe von Lizenzen ist das Öl- und Gas-Ministerium auch für die Aufsicht über im Rahmen solcher Lizenzen betriebene Projekte verantwortlich und verpflichtet, der Bundesregierung jährlich über den Status des Ölsektors zu berichten. Darüber hinaus

---

[814] Vgl. Ebenda,), S. 67-78.
[815] Kleine Lagerstätten, wenig rentable Lagerstätten.
[816] Vgl. Ariweriokuma (2009), S. 86-97 und Frynas (2000), S. 37.
[817] Vgl. Nigerianische Verfassung (1999), Art. 44 (3).
[818] Vgl. Ebenda, Art. 17 (2) (d).
[819] Vgl. Gesetz Nr. 51 (1969), Art 2 (1) und (2).
[820] Beispielsweise Shell mit der "Shell Petroleum Development Company of Nigeria Limited", SPDC.

ist der Minister berechtigt, Projekte (vorübergehend) stillzulegen, wenn aus seiner Sicht Verfehlungen von Seiten der Lizenznehmer vorgefallen sind oder Sicherheitsbedenken bestehen. Zudem ist der Minister berechtigt, das operative Geschäft der Ölgesellschaften betreffende Vorschriften[821] zu erlassen.[822]
Anhang 1 des Erdölgesetzes "Oil exploration licenses, oil prospecting licenses and oil mining leases" beinhaltet konkrete Regelungen zu den zu vergebenden Lizenzen im Upstream-Bereich:
Bei der Explorationsphase, die in den Artikeln 1 bis 7 des Anhangs 1 behandelt wird, wird zwischen zwei Teilphasen unterschieden, für die jeweils Lizenzen „Exploration Licence“ und „Prospecting Licence“ erteilt werden. „Exploration Licences“ (Artikel 1-4) umfassen lediglich (seismische) Voruntersuchungen wohingegen im Rahmen von „Prospecting Licences“ (Artikel 5-7) auch Ölsuchbohrungen vorgenommen werden dürfen.
Die Laufzeit von „Exploration Licences“ ist auf den ersten 31. Dezember nach Erhalt der Lizenz, mit der Möglichkeit einer einmaligen Verlängerung um 1 Jahr, begrenzt.[823] Auch geht eine solche Lizenz nicht mit einem automatischen Recht auf den Erhalt einer „Prospecting Licence“ oder einer Erschließungs- und Förderlizenz für das betroffene Gebiet einher.[824] Die Laufzeit einer „Prospecting Licence“ wird zwar vom Minister festgelegt, darf aber maximal fünf Jahre betragen.[825]
Die in den Artikeln 8 bis 13 behandelten Förderlizenzen können an solche Halter einer „Prospecting Licence“ vergeben werden, die alle mit der „Prospecting Licence“ verbundenen Bedingungen erfüllt und wirtschaftlich förderbare Ölvorkommen entdeckt haben. Lizenznehmer müssen hierzu den Nachweis erbringen, dass sie auf dem betroffenen Gebiet mindestens 10.000 b/d fördern können.[826]
Eine erteilte Förderlizenz räumt dem Lizenznehmer das exklusive Recht ein, Explorations-, Untersuchungs- und Förderaktivitäten in dem vorher spezifizierten Gebiet vorzunehmen.[827]
Die Laufzeit einer Förderlizenz beträgt üblicherweise maximal 20 Jahre, kann jedoch nach Ablauf der 20 Jahre verlängert werden. Nach den ersten zehn Jahren hat der Lizenznehmer die Hälfte des Lizenzgebietes an den Staat zurückzugeben.[828]

Fiskalischer Rahmen

Regelungen zu den von in Nigeria tätigen Ölgesellschaften zu leistenden Abgaben und Royalties enthalten die Artikel 59-62 in Abschnitt VI der "Petroleum (Drilling and Production) Regulations".

---

[821] z. B. Sicherheitsvorschriften, Naturschutzvorschriften, Art. 9 (1) (b) (i und iii).
[822] Vgl. Nigeria Petroleum Act, No. 51 (1969), Art 8 und 9.
[823] Vgl. Nigeria Petroleum Act, No. 51 (1969), Erster Anhang "Oil exploration licenses, oil prospecting licenses and oil mining leases", Art. 3.
[824] Vgl. Nigeria Petroleum Act, No. 51 (1969), Erster Anhang, Art. 2 und 4.
[825] Vgl. Ebenda, Art. 6.
[826] Vgl. Ebenda, Art. 8 und 9.
[827] Vgl. Ebenda, Art. 11.
[828] Vgl. Ebenda, Art. 10 und 12.

Artikel 59 listet zu leistende Einmalzahlungen (Gebühren) auf. Diese betragen bei der Bewerbung um eine Untersuchungslizenz 10.000 US-$, bei der Bewerbung um eine Förderlizenz 500.000 US-$ und bei der Beantragung der Erneuerung einer Förderlizenz 1 Mio. US-$. Darüber hinaus sind weitere Einmalzahlungen, bspw. für die Genehmigung des Betriebs eines Bohrturms, zu entrichten.[829]
Artikel 60 bestimmt die jährlich zu entrichtenden Pachtgebühren. Diese betragen bei Explorationslizenzen ca. 3 US-$ (500 Naira)[830] je Quadratmeile. Bei Untersuchungslizenzen belaufen sich die Pachtgebühren auf 10 US-$ je Quadratmeile, während sie bei Förderlizenzen in den ersten zehn Jahren 20 US-$ je km² betragen und anschließend 15 US-$ je km².[831]
Die Höhe der Royalties auf den Wert des geförderten Rohöls, die in Artikel 61 und 62 sowie Artikel 5 des "Deep Offshore and Inland Basin Production Sharing Contracts Decree No. 9 of 1999" spezifiziert wird, hängt vom Standort (Onshore vs. Offshore), der Tiefe der Vorkommen, der Fördermenge und dem Vertragstyp, unter dem das Projekt betrieben wird, ab. Eine Übersicht über die tiefenabhängigen Royaltysätze bietet Tabelle 6.13.

Tabelle 6.13: Royaltysätze in Nigeria

Wassertiefe	Royaltysatz
Onshore	20 %
< 100 m	18,5 %
101 – 200 m	16,5 %
201 – 500 m	12,5 %
501 – 800 m	8 %
801 – 1.000 m	4 %
> 1.000 m	0 %

Datenquelle: Petroleum (Drilling and Production) Regulations, Art. 61 (1) a.

Wie in Tabelle 6.13 zu sehen, hängt die Royalty, die auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben wird, davon ab, ob sich die Lagerstätte an Land oder Offshore befindet. Falls sie sich Offshore befindet wird zusätzlich die Wassertiefe berücksichtigt. Mit steigender Wassertiefe sinkt der Royaltysatz und beträgt bei über 1.000 Metern null Prozent. Durch diese Staffelung der Royalties soll den Kosten und der Komplexität von Ölprojekten Rechnung getragen werden.
Zudem unterliegen die Gewinne aus Upstream-Aktivitäten der im "Petroleum Profits Tax Act" enthaltenen Erdöl-Gewinnsteuer (Petroleum Profits Tax). Der Steuersatz auf die in Nigeria erzielten Gewinne beträgt 85 %. In den ersten Jahren ihrer Tätigkeit in Nigeria, in denen die in der Explorations- und Erschließungsphase angefallenen Kosten noch nicht vollständig amortisiert sind, wird ein reduzierter Steuersatz von 65,75 % erhoben.[832] Für

[829] Vgl. Gesetz Nr. 69 (1969). Art. 59.
[830] Wechselkurs im Jahr 2014 gemäß IWF (2015): 1 US-$ = 157 Naira.
[831] Vgl. Gesetz Nr. 69 (1969), Art. 60.
[832] Vgl. Ölertragsteuergesetz (1990), Art. 21.

unter PSVs betriebene Projekte (hauptsächlich Tiefwasserprojekte) gelten hinsichtlich der Gewinnsteuer Sonderregelungen. So wird die zu zahlende Steuer durch eine Gutschrift (Investment tax credit allowance) reduziert. Hierbei werden von der zu zahlenden Steuer von 85 % auf die erwirtschafteten Gewinne 50 % der erwirtschafteten Gewinne abgezogen.[833]

6.1.9.3 Gegenwart der Ölindustrie in Nigeria

Abbildung 6.52 zeigt die Entwicklung der nigerianischen Fördermenge und Förderkapazität in der jüngeren Vergangenheit seit 2001.

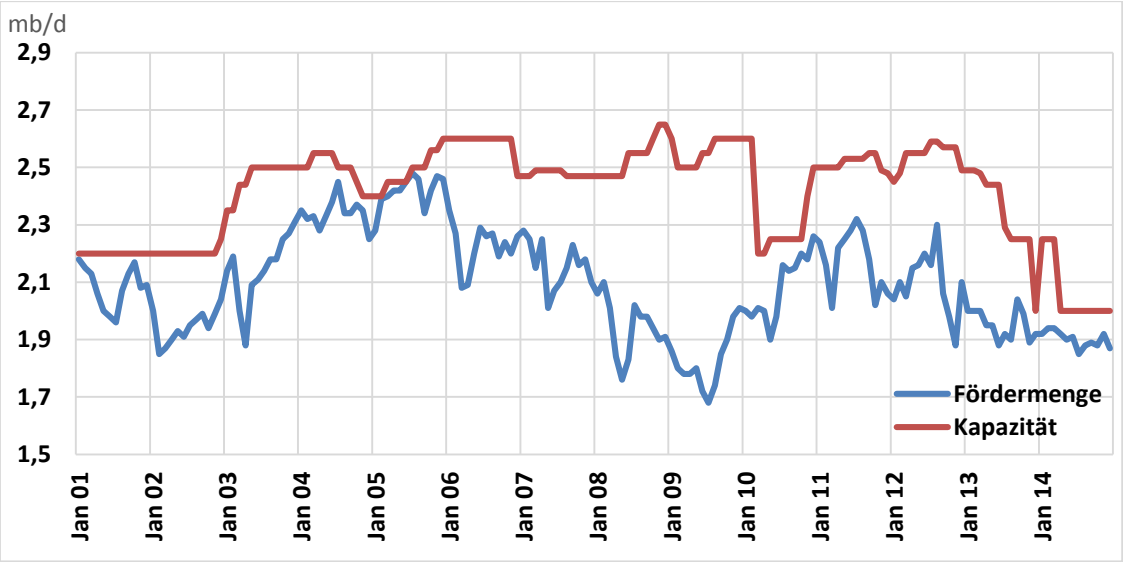


Abbildung 6.52: Ölfördermenge- und Kapazität in Nigeria seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

Wie in Abbildung 6.52 zu sehen, belief sich die nigerianische Fördermenge seit dem Jahr 2001 auf ca. 1,7 bis 2,5 mb/d und erreichte ihren bisherigen Höhepunkt im Jahr 2005.
Im Jahr 2014 betrug die Fördermenge durchschnittlich ca. 1,9 mb/d. Die Förderkapazität des Landes sank seit der zweiten Hälfte des Jahres 2012 kontinuierlich und betrug in der zweiten Jahreshälfte 2014 noch 2 mb/d und damit über 500.000 b/d weniger als im Jahr 2012. Entsprechend ist zuletzt auch die freie Förderkapazität (Reservekapazität) auf lediglich ca. 100.000 b/d zurückgegangen.

---

[833] Vgl. Ebenda, Art. 22.
Beispiel: Der zu versteuernde Gewinn aus einem unter einem PSV betriebenen Projekt beträgt in einem Jahr 100 Mio. US-$. Auf die 100 Mio. US-$ wird der Steuersatz von 85 % erhoben, so das eine Gewinnsteuer von 85 Mio. US-$ anfallen würde. Von dieser werden nun pauschal 50 % der 100 Mio. US-$ Gewinn abgezogen, so dass die tatsächlich zu zahlende Steuer 35 Mio. US-$ beträgt.

Der starke Rückgang von Fördermenge- und Kapazität insbesondere im Jahr 2013 begründet sich gemäß EIA durch Schäden an Pipelines in Folge von Öldiebstählen, die zu einer vorübergehenden Schließung zweier betroffener Pipelines führten.[834]
Auch wenn Offshore-Projekte in tiefen Gewässern von Anschlägen kaum betroffen sind, sind auch die Investitionen in solche Projekte in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen, was die EIA durch die Unsicherheit in Bezug auf die „Petroleum Industry Bill" begründet.[835]
So ringen die politischen Parteien des Landes bereits seit dem Jahr 2000 um die Verabschiedung eines neuen, umfassenden Gesetzes für den Öl- und Gassektor - die Petroleum Industry Bill PIB.[836] Dieses Gesetz, dessen Ziel in der Zusammenführung der im vorherigen Abschnitt erörterten verschiedenen für den Ölsektor relevanten Gesetze besteht, wurde bereits mehrfach durch das Parlament abgelehnt und in der Folge geändert. Zuletzt wurde der Gesetzentwurf aus dem Jahr 2012, dessen Verabschiedung sich ebenfalls verzögert, diskutiert. Das neue Gesetz sähe unter anderem eine Aufspaltung der staatlichen Ölgesellschaft und eine Reform der fiskalischen Bedingungen mit dem Ziel der Steigerung der staatlichen Einnahmen vor. Aufgrund der derzeit unklaren Lage in Bezug auf dieses Gesetz reduzierten ausländische Ölgesellschaften ihre Investitionen in Nigeria in den vergangenen Jahren deutlich. So hat beispielsweise Shell Nigeria zwei Projekte mit beabsichtigten Investitionen in Höhe von ca. 30 Mrd. US-$ vorerst verschoben, bis die Unsicherheit in Bezug auf die rechtlichen und fiskalischen Bedingungen geklärt ist.[837]
Ein zweiter wichtiger Faktor, der sowohl die Förderkapazität als auch die tatsächliche Fördermenge in den vergangenen Jahren stark beeinflusst hat, sind die Sicherheitsrisiken im Niger-Delta, die insbesondere Onshore-Projekte und Offshore-Projekte in flachen Gewässern betreffen. So kam es gemäß EIA seit Mitte der 2000er vermehrt zu Anschlägen auf Pipelines, Entführungen und bewaffneten Überfällen auf Ölanlagen - durchgeführt vor allem durch die „Bewegung zur Emanzipation des Niger Delta". Auch wird in Nigeria vielfach sogenanntes „Bunkering" betrieben. Dieser Begriff bezeichnet den Diebstahl und Handel von Öl, das teilweise in illegal betriebenen Raffinerien verarbeitet und später auf illegalem Wege verkauft wird.[838]
Diese Ereignisse sorgten in der Vergangenheit und auch noch Gegenwart regelmäßig für Schließungen von Ölanlagen und Streiks der Belegschaften. Einige ausländische Ölgesellschaften verließen vor diesem Hintergrund sogar das Land.[839]

6.1.9.4 Ermittlung der nigerianischen Kostenkurven für 2014

Wie in Abbildung 6.52 zu sehen, betrug Nigerias Förderkapazität ab April 2014 2,0 mb/d, die auch für die Kostenkurven für 2014 angenommen werden.

---

[834] Vgl. EIA (2013, Ni).
[835] Vgl. Ebenda.
[836] Vgl. Ogunbanjo (o. J.).
[837] Vgl. Rice (2013).
[838] Vgl. EIA (2013, Ni).
[839] Vgl. Ebenda.

Eigene, basierend auf den Feld-bezogenen Daten des statistischen Jahresberichts der NNPC für 2014, vorgenommene Berechnungen ergeben für das Jahr 2014 eine Gesamt-Fördermenge von ca. 640.000 b/d aus den Tiefwasser-Projekten des Landes.[840] Tabelle 6.14 liefert einen Überblick über die Tiefwasserprojekte des Landes. Die in Klammern dargestellte Förderkapazität bezieht sich auf die maximale Förderkapazität der installierten Förderanlagen. Da drei der fünf Tiefwasser-Projekte sich bereits seit ca. zehn Jahren in der Förderphase befinden ist anzunehmen, dass die tatsächliche Förderkapazität deutlich geringer ausfällt. Unter Berücksichtigung der üblichen natürlichen Fördermengenrückgangsraten sollte sich die tatsächliche Förderkapazität der Tiefwasser-Projekte auf ca. 800.000 b/d belaufen.

Tabelle 6.14: Übersicht über die Tiefwasserprojekte in Nigeria

Projekt	**Förderstart**	**Reserven (in Mio. Barrel)**	**Erschließungskosten**	**Fördermenge 2014, (maximale Förderkapazität) (in kb/d)**
Abo	2003	700	k. A.	20 (45)
Agbami	2008	900	5,4 – 7,0 Mrd. US-$ 6,00 – 7,78 US-$/b	240 (250)
Bonga	2005	600	3,6 Mrd. US-$ 6,00 US-$/b	160 (225)
Erha	2006	500	3,5 Mrd. US-$ 7,00 US-$/b	100 (210)
Usan	2012	500	3,6 Mrd. US-$ 7,20 US-$/b	120 (180)
Gesamt		3.200		640 (910)

Datenquellen für Förderstart, Reserven, Erschließungskosten und maximale Förderkapazität: Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.), Datenquelle für Fördermenge: NNPC (2015), S. 18.

Schätzungen von Reuters aus dem Jahr 2009 bezifferten die Vollkosten (Kapital + Betriebskosten) nigerianischer Tiefwasserprojekte auf ca. 30 US-$ je Barrel. Die Vollkosten von Onshore-Projekten wurden auf ca. 15 US-$ je Barrel geschätzt.[841] Bei Verwendung des UCCI und UOCI als Maß für die Kostensteigerungen im globalen upstream-Sektor zwischen 2008/9 und 2014 und unter der vereinfachenden Annahme, dass Kapital- und Betriebskosten jeweils 50 % der Kosten ausmachen, ergibt sich für den Zeitraum von 2008/9 bis 2014 eine Kostensteigerung von ca. 12,2 %. Unter Berücksichtigung dieses Kostenanstiegs würden sich die technischen Vollkosten bei Tiefwasser-Offshore-Projekten auf ca. 33,66 US-$ je Barrel und bei Onshore-Projekten auf ca. 16,83 US-$ je Barrel belaufen.

[840] Vgl. NNPC (2015), S. 18.
[841] Vgl. Reuters (2009).

Wie in Tabelle 6.14 zu sehen, betrugen die Erschließungskosten der Tiefwasser-Felder des Landes zwischen 6,00 und 7,78 US-$ je Barrel. Extrapoliert man diese mittels des UCCI in das Jahr 2014, ergeben sich Erschließungskosten von 6,30 bis 11,56 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 8,46 bis 17,24 US-$ je Barrel. Unter der Annahme eines Verhältnisses der Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 1,70 bis 3,12 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase belaufen sich die aufgezinsten Explorationskosten auf 3,68 bis 8,17 US-$ je Barrel. Somit betragen die Explorations- und Erschließungskosten der bereits in der Förderphase befindlichen Tiefwasser-Projekte des Landes, in das Jahr 2014 extrapoliert, 12,14 bis 25,41 US-$ je Barrel.
Gemäß nigerianischer Regierung stammten von der Förderkapazität im Jahr 2012, die insgesamt ca. 2,6 mb/d betrug, ca. 0,7 mb/d aus Tiefwasserprojekten, ca. 1,3 mb/d aus Flachwasserprojekten und ca. 0,6 mb/d aus Onshore-Projekten.[842] Berücksichtigt man den Rückgang der Förderkapazität des Landes auf ca. 2,0 mb/d und den Anstieg der Tiefwasserförderkapazität auf ca. 0,8 mb/d bis zum Jahr 2014, ergibt sich eine Förderkapazität von ca. 0,8 mb/d bei Flachwasserprojekten und ca. 0,4 mb/d für Onshore-Projekte im Jahr 2014.
Da die Fördermenge aus marginalen Ölfeldern gemäß nigerianischer Regierung in den vergangenen Jahren stetig angestiegen ist und im Jahr 2013 ca. 80.000 b/d betrug,[843] wird für diese Felder eine Fördermenge von ca. 100.000 b/d im Jahr 2014 angenommen.
Für zwei Flachwasserprojekte des Landes sind sowohl Informationen zu den Erschließungskosten als auch den Ölvorkommen verfügbar, so dass sich diese für die Schätzung der Kosten der Flachwasserprojekte des Landes eignen.
Schätzungen zum Yoho-Projekt, aus dem seit 2004 Öl gefördert wird, weisen Erschließungskosten von 1,2 bis 1,3 Mrd. US-$ auf. Die Reserven der Lagerstätte werden auf ca. 400 bis 440 Mio. Barrel geschätzt.[844] Somit ergeben sich für dieses Feld Erschließungskosten von 2,73 bis 3,25 US-$ je Barrel.
Beim Amenam-Kpono-Projekt, aus dem seit 2003 Öl gefördert wird, beliefen sich die Erschließungskosten auf ca. 1,2 Mrd. US-$. Die Reserven des Feldes werden auf 500 bis 558 Mio. Barrel geschätzt.[845] Somit beliefen sich die Erschließungskosten auf ca. 2,15 bis 2,40 US-$ je Barrel.
Unter Berücksichtigung der Entwicklung des UCCI als Maß für den Anstieg der Erschließungskosten ergeben sich in das Jahr 2014 extrapolierte Erschließungskosten von 5,25 bis 6,26 US-$ je Barrel für das Yoho-Projekt und 4,70 bis 5,25 US-$ je Barrel für das Amenam-Kpono-Projekt. Somit hätten die nominalen Erschließungskosten zwischen 4,70 und 6,26 US-$ je Barrel betragen.

---

[842] Vgl. Osahon (2014), S. 9.
[843] Vgl. Ebenda, S. 7.
[844] Vgl. Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.).
[845] Vgl. Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.).

Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und des Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 6,31 bis 9,33 US-$ je Barrel.
Unter der Annahme, dass das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten 0,27:1 beträgt, belaufen sich die Explorationskosten der beiden Felder auf 1,27 bis 1,69 US-$ je Barrel. Aufgezinst, unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase, ergeben sich Explorationskosten von 2,75 bis 4,42 US-$ je Barrel.
Somit würden sich die Explorations- und Erschließungskosten der Flachwasserprojekte des Landes auf 9,06 bis 13,75 US-$ je Barrel belaufen.
Für die Onshore-Projekte des Landes wird, entsprechend der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme zu Verhältnis der Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern zu den Bohrlochkosten bei Offshore-Feldern in flachen Gewässern angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten im Vergleich zu Flachwasserprojekten um ca. 60 % geringer ausfallen, so dass sich diese auf 3,62 bis 5,50 US-$ je Barrel belaufen.
Weder von der staatlichen Ölgesellschaft des Landes noch von den in Nigeria tätigen ausländischen Ölgesellschaften werden Daten zu den in Nigeria angefallenen Förderkosten veröffentlicht, so dass diese geschätzt werden müssen. Die in das Jahr 2014 extrapolierte Schätzung von Reuters ergab bei den Tiefwasser-Projekten des Landes technische Vollkosten von 33,66 US-$ je Barrel. Die ermittelten, ausgezinsten Explorations- und Erschließungskosten wiederum beliefen sich auf 12,14 bis 25,41 US-$ je Barrel. Subtrahiert man diese nun von den technischen Vollkosten, ergeben sich für die Tiefwasserprojekte des Landes Förderkosten von 8,25 bis 21,52 US-$ je Barrel. Dies entspricht in nahezu den in Abschnitt 5.2.1 angenommenen Förderkosten bei Anwendung sekundärer Fördermethoden.
Gemäß Al-Attar und Alomair (2005, S. 250) beliefen sich die Förderkosten in Nigeria auf ca. 2,25 US-$ je Barrel. Berücksichtigt man den Anstieg des UOCI um 57 % bis zum Jahr 2014, würden sich durchschnittliche Förderkosten von 3,53 US-$ je Barrel ergeben. Da die Förderung aus Tiefwasserprojekten erst ab dem Jahr 2005 in größerem Maßstab einsetzte und somit noch keine Berücksichtigung bei Al-Attar und Alomair gefunden haben sollte, beziehen sich diese Förderkosten auf Projekte in seichten Gewässern und Onshore. Bildet man um diese Kosten, aufgrund der Unterschiedlichkeit der Lagerstätten, ein Intervall von ±50 %, ergeben sich Förderkosten von 1,77 bis 5,30 US-$ je Barrel. Diese Förderkosten sollten sich somit auf die Förderung mittels primärer Fördermethoden beziehen.
Gemäß nigerianischer Regierung wurden im Jahr 2014 bereits in ca. 70 % der Felder (Onshore und in flachen Gewässern) im Niger-Delta sekundäre und tertiäre Fördermethoden angewandt.[846] Die, basierend auf der Schätzung von Reuters, in das Jahr 2014 extrapolierten Vollkosten der Onshore-Projekte beliefen sich auf 16,83 US-$ je Barrel. Die Explorations- und Erschließungskosten wiederum machten gemäß den vorgenommenen Schätzungen ca. 3,62 bis 5,50 US-$ je Barrel aus. Somit würden sich Förderkosten

[846] Vgl. Osahon (2014), S. 14.

von 11,33 bis 13,21 US-$ je Barrel ergeben. Berücksichtigt man nun, dass 30 % der Fördermenge mittels primärer Fördermethoden zu Kosten von durchschnittlich 3,53 US-$ je Barrel gefördert wurden, ergeben sich für die verbleibenden 70 %, die mittels sekundärer und tertiärer Methoden gewonnen werden, durchschnittliche Förderkosten von ca. 16 US-$ je Barrel. Bildet man auch hier ein Intervall von ±50 % zur Berücksichtigung unterschiedler Lagerstätten, ergeben sich Förderkosten von 8 bis 16 US-$ je Barrel.
Von den fiskalischen Elementen wird lediglich die Royalty berücksichtigt, da nur diese sich direkt auf die Grenzkosten von in Nigeria betriebenen Ölprojekten auswirkt. Für diese wird basierend auf Tabelle 6.13 angenommen, dass der Royaltysatz bei Onshore-Projekten 20 %, bei Flachwasser-Projekten durchschnittlich 15,5 % und bei Tiefwasserprojekten durchschnittlich 4 % beträgt.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.53 und 6.54 dargestellten Angebotskurven für im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte.

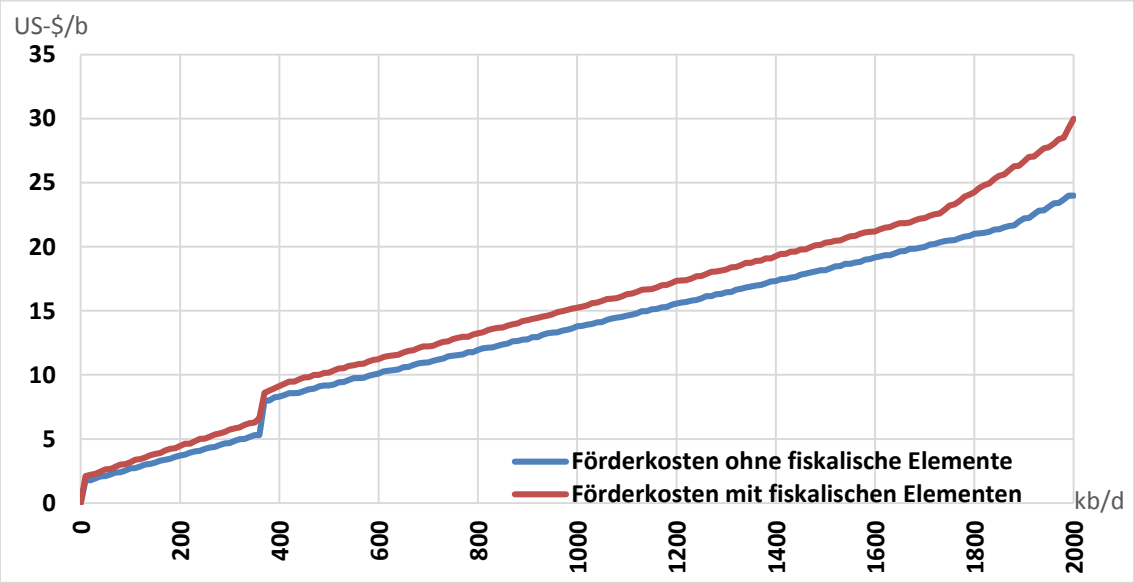


Abbildung 6.53: Kurzfristige Angebotskurven in Nigeria

Eigene Darstellung

Gemäß kurzfristiger Angebotskurven belaufen sich die in der Förderphase anfallenden Kosten, sofern auch die Royalties berücksichtigt werden, auf bis zu 30 US-$ je Barrel. Bei einem Rückgang des Ölpreises unter 30 US-$ würden die laufende Kosten der Förderung somit zum Teil nicht mehr durch den Wert des geförderten Öls gedeckt werden, so dass es zu ersten Kürzungen der Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Ölprojekten des Landes käme bzw. die Förderung aus einigen Projekten eingestellt würde.

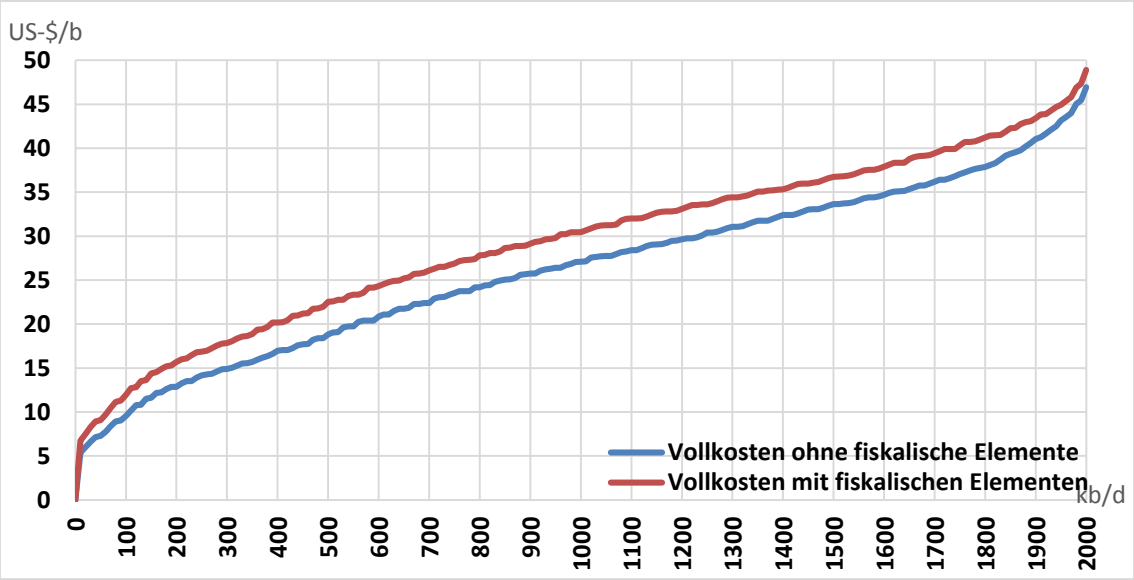


Abbildung 6.54: Nigerianische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.54 zu sehen, belaufen sich die technischen Vollkosten der nigerianischen Ölprojekte auf ca. 5,40 bis ca. 47,00 US-$ je Barrel. Werden auch die Royalties berücksichtigt, belaufen sich die Vollkosten auf ca. 6,70 bis 48,90 US-$ je Barrel an. Der mit steigender Wassertiefe sinkende Royaltysatz hat zur Folge, dass sich die Kosten von Onshore-, Flachwasser- und Tiefwasserprojekten annähern. So betragen die maximalen technischen Kosten von Flachwasserprojekten 37,75 US-$ je Barrel und von Tiefwasserprojekten ca. 46,90 US-$ je Barrel. Unter Berücksichtigung der Royalties betragen die Grenzkosten bei Flachwasserprojekten hingegen bis zu 44,70 US-$ je Barrel und bei Tiefwasserprojekten maximal 48,90 US-$ je Barrel.

Während ca. 95 % (1,9 mb/d) der nigerianischen Fördermenge sich bei einem Ölpreis von 40 US-$ unter Berücksichtigung ausschließlich technischer Kosten wirtschaftlich fördern lassen, sinkt dieser Anteil bei Berücksichtigung der Royalties auf ca. 87,5 % (ca. 1,75 mb/d).

6.1.9.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Das Zukunftspotential der nigerianischen Fördermenge soll zunächst anhand der Hubbert-These eingeschätzt werden.

Die nachgewiesenen Reserven des Landes beliefen sich gemäß OPEC (2015, S. 22) Ende 2014 auf 37,1 Mrd. Barrel. Die kumulierte Fördermenge des Landes, bis einschließlich 2014, betrug gemäß OPEC (2015, S. 27) ca. 30,9 und bis einschließlich 2013 gemäß BGR (2014, S. 71) ca. 31,9 Mrd. Barrel. Unter Berücksichtigung der Fördermenge von zuletzt ca. 700 Mio. Barrel p. a. hätten sich die Reserven Ende 2014 noch auf 36,4 Mrd. Barrel belaufen und die kumulierte Fördermenge 31 bis 32,6 Mrd. Barrel betragen. Ausgehend von einer Fördermenge von ca. 700 Mio. Barrel auch in den kommenden Jahren und einem Ausbleiben von Neufunden würde die kumulierte Fördermenge um das Jahr 2017

den Reserven entsprechen und somit gemäß Hubbert-These der Höhepunkt der Förderung erreicht werden. Allerdings hält die BGR (2014, S. 71) neben den offiziellen Reserven noch Ressourcen in Höhe von ebenfalls ca. 37 Mrd. Barrel für möglich, die, sofern ein Teil davon wirtschaftlich förderbar wird, ein erst späteres Erreichen des Peak zur Folge hätten.

Campbell (2013) schätzt, dass die noch verbleibenden Reserven des Landes mit etwa 27 Mrd. Barrel (von denen 24 Mrd. bereits bekannt sind und 3 Mrd. Barrel erst noch entdeckt werden müssen) deutlich geringer ausfallen als die offiziell ausgewiesenen.[847] Basierend auf seiner Schätzung hätte sich der Fördermengenpeak gemäß Hubbert-These somit bereits ereignet.

Die Vorkommen in Tiefwassergebieten schätzt Campbell auf ca. 6 Mrd. Barrel. Den Fördermengenpeak aus Tiefwasserprojekten erwartet er im Jahr 2017 mit ca. 1,4 mb/d.[848]

Basierend auf den Schätzungen der IEA zum natürlichen Fördermengenrückgang (vgl. Abschnitt 3.1.3) wird die Annahme getroffen, dass die Fördermenge aus bereits in der Förderphase befindlichen Onshore-Projekten um 5 % p. a., aus Flachwasserprojekten um 7,5 % p. a. und aus Tiefwasserprojekten um 12,5 % p. a. sinkt. Demnach würde die Förderkapazität aus Onshore-Projekten bis 2019 auf ca. 300.000 b/d, aus Flachwasserprojekten auf ca. 550.000 b/d und aus Tiefwasserprojekten auf ca. 400.000 b/d sinken und somit insgesamt auf 1,25 mb/d zurückgehen.

Mit dem Erha North Phase 2-Projekt und dem Egina-Projekt sollen gemäß EIA (2015, Ni) bis 2019 zwei Tiefwasserprojekte mit einer Förderkapazität von insgesamt 260.000 b/d und mit dem Dibi Long-Term Project ein Onshore-Projekt mit einer Kapazität von 70.000 b/d die Förderphase erreichen.[849] Für diese Projekte wird die Annahme getroffen, dass sie im Jahr 2019 ihre maximale Kapazität erreichen.

Für das Dibi Long-Term Project und das Erha North Phase 2 Project liegen weder Daten zu den Vorkommen noch zu den Erschließungskosten vor. Unter der Annahme, dass die am leichtesten zu erschließenden Felder des Landes bereits erschlossen wurden, wird für diese Felder der bisherige Maximalwert der Explorations- und Erschließungskosten angenommen (25,41 US-$ je Barrel bei Tiefwasserprojekten und 5,50 US-$ je Barrel bei Onshore-Projekten).

Für das, von der französischen Ölgesellschaft Total betriebene Egina-Projekt liegen Schätzungen zu den Erschließungskosten und Ölvorkommen vor. Die Reserven des Feldes sollen sich demnach auf ca. 550 Mio. Barrel belaufen.[850] Die Erschließungskosten werden gegenwärtig auf ca. 15 Mrd. US-$ geschätzt.[851] Die Erschließungskosten je Barrel würden sich somit auf 27,27 US-$ belaufen. Aufgezinst betragen diese, unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsdauer, 36,62 bis 40,66 US-$ je Barrel.

---

[847] Vgl. Campbell (2013), S. 51f.
[848] Vgl. Ebenda, S. 52.
[849] Vgl. EIA (2015, Ni), S. 6.
[850] Vgl. Offshore-Technology (o. J.).
[851] Vgl. Patel (2013).

Die Explorationskosten würden sich unter den üblichen Annahmen (Verhältnis Explorations- zu Erschließungskosten 0,27:1, Explorationsdauer fünf Jahre, Diskontfaktor 10 %) auf 7,36 US-$ je Barrel und aufgezinst auf 15,92 bis 19,26 US-$ je Barrel belaufen.
Somit ergeben sich Explorations- und Erschließungskosten von 52,54 bis 59,92 US-$ je Barrel. Aufgrund der Wassertiefe von ca. 1.750 Metern (damit handelt es sich bei diesem Projekt gemäß vorgenommener Abgrenzung um ein Ultra-Tiefwasser-Projekt) fallen bei diesem Projekt, für das Total aktuell einen Förderstart für das Jahr 2018 vorsieht,[852] keine Royalties an.
Für die Förderkosten neuer Projekte wird angenommen, dass bei Onshore-Projekten in den ersten Jahren primäre und sekundäre Fördermethoden Anwendung finden und sich die Förderkosten im Jahr 2019 somit auf 1,77 bis 20 US-$ je Barrel belaufen und bei den neuen Offshore-Projekten von Beginn an sekundäre Fördermethoden zur Anwendung kommen, so dass die Förderkosten 8,25 bis 21,52 US-$ je Barrel betragen.
In ihrer jüngsten Landesstudie zu Nigeria listete die EIA sieben weitere Tiefwasserprojekte für Nigeria auf, bei denen die Investitionsentscheidung noch ansteht und die frühestens 2020 die Ölförderung aufnehmen sollen. Die maximale Gesamtkapazität dieser Projekte, die sowohl Erweiterungen bereits bestehender Projekte als auch vollkommen neue Projekte umfassen, soll 875.000 b/d betragen.[853]
Da zu diesen Projekten bisher keine offiziellen Zahlen und Schätzungen zu den Erschließungskosten vorliegen, wird die Annahme getroffen, dass deren Explorations- und Erschließungskosten sich auf 25,41 US-$ je Barrel (maximale Explorations- und Erschließungskosten bereits in der Förderphase befindlicher Projekte) bis 59,92 US-$ je Barrel (geschätzte maximale Explorations- und Erschließungskosten des Egina-Projekts) belaufen. Für die Förderphase wird die Annahme getroffen, dass sekundäre Fördermethoden angewandt werden, und sich die Förderkosten somit auf 8,25 bis 21,52 US-$ je Barrel belaufen.
Für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte werden die üblichen Annahmen zum natürlichen Fördermengenrückgang (5 %, 7,5 % und 12,5 %) getroffen. Für die 2019 erstmals in der Förderphase befindlichen Projekte wird angenommen, dass die Fördermenge auf ihrem Niveau von 2019 verbleibt. Allerdings wird für das Onshore-Projekt angenommen, dass 2024 bereits ausschließlich sekundäre Fördermethoden Anwendung finden, so dass die Förderkosten 8,25 bis 21,52 US-$ je Barrel betragen.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.55 dargestellten Vollkostenkurven für Nigeria.

[852] Vgl. Total (o. J.).
[853] Vgl. EIA (2015, Ni), S. 6.

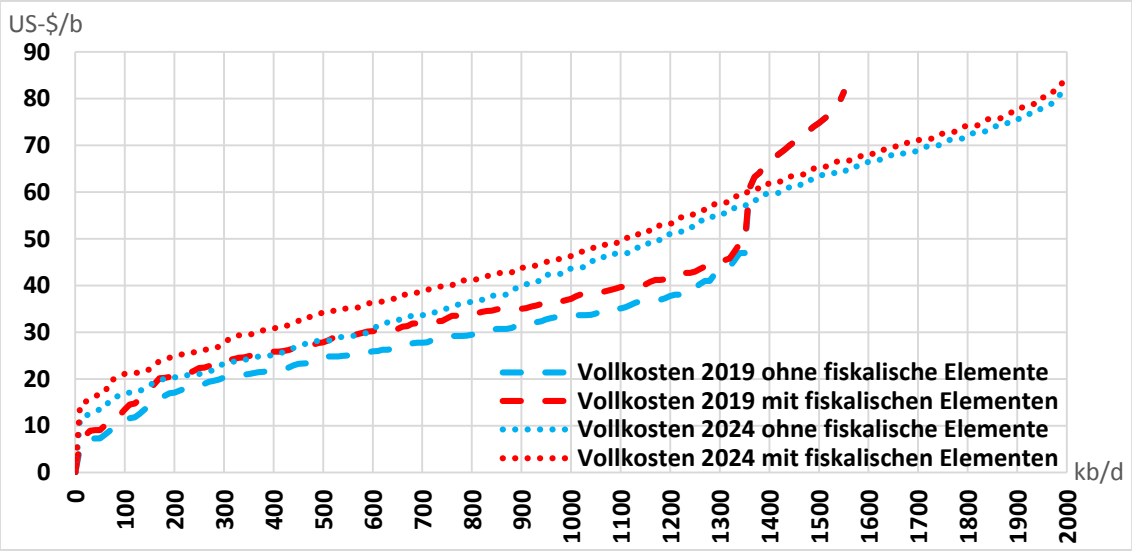


Abbildung 6.55: Nigerianische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Demnach sinkt die Förderkapazität aufgrund des Rückgangs der Fördermenge aus den älteren Feldern des Landes, der durch Neuerschließungen nur teilweise kompensiert werden kann, bis zum Jahr 2019 auf ca. 1,55 mb/d. Sofern alle Ölfelder, für die gegenwärtig noch eine Erschließungsentscheidung aussteht, tatsächlich erschlossen werden, könnte die nigerianische Förderkapazität bis zum Jahr 2024 wieder auf ca. 2,0 mb/d ansteigen. Werden nur die noch anfallenden Grenzkosten berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.56 dargestellten langfristigen Angebotskurven für Nigeria.

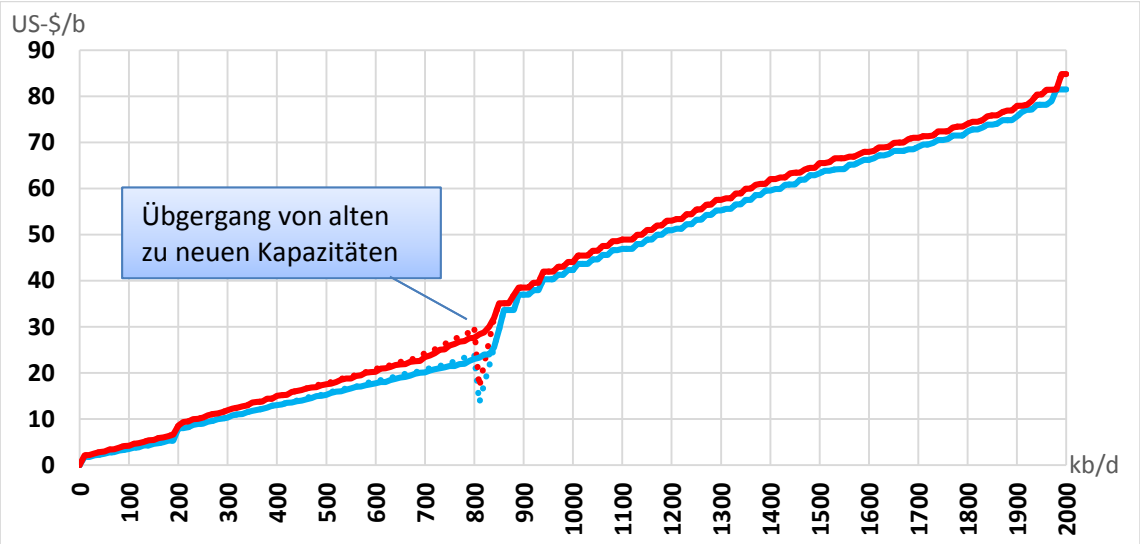


Abbildung 6.56: Langfristige Angebotskurven in Nigeria

Eigene Darstellung

Gemäß den langfristigen Angebotskurven würden von der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge noch ca. 0,8 mb/d aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten stammen. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf bis zu 24 US-$ je Barrel (nur technische Kosten) bzw. 30 US-$ je Barrel (auch fiskalische Elemente mit berücksichtigt).
Bisher noch nicht in der Förderphase befindliche Projekte sollten gemäß der ermittelten langfristigen Angebotskurven im Jahr 2024 mit ca. 1,2 mb/d zur Fördermenge beitragen. Die Grenzkosten dieser Projekte betragen zwischen ca. 30 und 80 US-$ je Barrel. Diese hohen technischen Grenzkosten erklären auch, weshalb die beteiligten ausländischen Ölgesellschaften bisher keine abschließenden Investitionsentscheidungen getroffen haben. So verschob Shell im April 2015 vor dem Hintergrund der gesunkenen Ölpreise erneut die Entscheidung über die Erschließung des Bonga-Südwest-Feldes, die Investitionen von etwa 12 Mrd. US-$ erfordern würde.[854]
Potential für die zukünftige Förderung des Landes macht die nigerianische Regierung insbesondere in der Erschließung tiefer gelegener Lagerstätten (On- und Offshore), der Förderung von Bitumen und der Erschließung kleiner („marginaler“) Ölfelder aus.[855] Vor dem Hintergrund der mit solchen Projekten verbundenen hohen Kosten und dem aktuellen Ölpreisniveau scheint es jedoch unrealistisch, dass entsprechende Projekte in der näheren Zukunft durchgeführt werden.

[854] Vgl. Adams und Crooks (2015).
[855] Vgl. Osahon (2014), S. 17.

6.1.10 Saudi-Arabien

Saudi-Arabien, das ca. 80 % der arabischen Halbinsel abdeckt,[856] verfügte gemäß OPEC Ende 2014 über Ölreserven in Höhe von 266,6 Mrd. Barrel. Die durchschnittliche Fördermenge betrug 2014 ca. 9,7 mb/d. Damit gehört Saudi-Arabien neben Russland und den USA zu den drei größten Förderländern. Innerhalb der OPEC wies das Land mit Abstand die größte Fördermenge auf.[857]

Im Jahr 1744 tat sich die Familie der Al Saud und der islamische Reformer Muhammad Ibn Abd al-Wahhab zusammen, um im Rahmen eines religiös motivierten Krieges (Jihad) ihren Einflussbereich auf der arabischen Halbinsel auszubauen. Das sog. Saud-Wahhabi-Emirat baute seinen Einflussbereich auf der arabischen Halbinsel in der Folgezeit kontinuierlich aus. Die Expansion beschleunigte sich ab 1902, als unter der Führung von Abdul Aziz ibn Saud die Stadt Riad erobert wurde. Die Eroberung Riads wird teilweise auch als Auftakt der Staatswerdung Saudi-Arabiens bezeichnet (Simmons 2005, S. 7). Im Dezember 1915 unterzeichnete Ibn Saud ein Abkommen mit Großbritannien zur gemeinsamen Bekämpfung der Osmanen, die bis dahin weite Teile der arabischen Halbinsel beherrscht hatten, und erhielt dafür von den Briten Garantien auf große Gebiete der arabischen Halbinsel. Nach dem Zusammenbruch des Osmanischen Reichs und dem Ende des Ersten Weltkriegs baute Ibn Saud seinen Einflussbereich auf der arabischen Halbinsel weiter aus und erlangte Mitte der 1920er Jahre die Kontrolle über das Hedschas-Gebiet im Westen, wo sich die religiösen Wallfahrtsstädten Mekka und Medina befinden. Im Januar 1926 wurde ibn Saud zum König des Hedschas-Gebiets und Sultan des Nadschd-Gebietes ausgerufen und herrschte so bereits über weite Teile des heutigen Saudi-Arabiens.[858]

Nach der Annexion ehemals jemenitischer Gebiete im Südwesten der Arabischen Halbinsel im Jahr 1930 rief Abdul Aziz ibn Saud am 22. September 1932 das Königreich Saudi-Arabien aus, dessen erster Herrscher er wurde.[859]

Das politische System in Saudi-Arabien ist seit der Ausrufung des Staates im Jahr 1932 das einer Erbmonarchie, mit dem König als weltlichem und religiösem Führer. König können nur Nachfahren des Staatsgründers werden. Der Islam ist in Form des strengen Wahhabismus (basierend auf Muhammad Ibn `Abd al-Wahhab) Staatsreligion. So setzt sich auch die Verfassung des Landes aus dem Koran und der Sunna zusammen und die Zivil- und Strafgesetzgebung basiert auf der Scharia.[860]

Seit dem Tod von König Abdallah bin Abdulaziz Al Saud am 23.01.2015 wird das Land von seinem Halbbruder Salmin regiert.

---

[856] Auswärtiges Amt (2015h).
[857] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[858] Vgl. Barth und Schliephake (1998), S. 23f; Al-Rasheed (2010), S. 13-17 und 37-44 und Simmons (2005), S. 7f.
[859] Vgl. Al-Rasheed (2010), S. 66ff und Simmons (2005), S. 9.
[860] Vgl. Barth und Schliephake (1998), S. 25f.

6.1.10.1 Geschichte der saudischen Ölindustrie

Zwar wurde bereits 1923 erstmals eine Explorationslizenz durch den späteren saudischen König Abdul Aziz ibn Saud an eine britische Ölgesellschaft vergeben, jedoch wurde durch das unter der Lizenz durchgeführte Explorationsprojekt noch kein Öl in Saudi-Arabien entdeckt.[861] Im Jahr 1932 vergab ibn Saud erneut Rechte für Probeuntersuchungen und schloss am 29. Mai 1933 einen Vertrag über eine 60-jährige Explorations- und Förderkonzession für ein Gebiet von 500.000 km^2 mit der amerikanischen Ölgesellschaft Socal ab.[862]

Die ersten Explorationsbohrungen wurden durch die California Arab Standard Oil Company (Casoc, Tochterfirma der Socal) im Jahr 1935 vorgenommen. Nachdem die ersten Bohrungen noch ohne Entdeckungen verlaufen waren, stieß man im März 1938 im Bohrloch Dammam 7 auf ein wirtschaftlich förderbares Ölvorkommen. Innerhalb weniger Tage nach der Entdeckung betrug die Fördermenge aus dem Bohrloch bereits 4.000 Barrel täglich und bereits ein Jahr später – im Mai 1939 – wurde erstmals saudisches Öl exportiert. Aufgrund eines exklusiven Vorkaufsrechts wurde die Konzession der Socal (bzw. ihrer Tochter Casoc) im Mai 1939 auf ein Gesamtgebiet von 1,5 Mio. km^2 (ca. 70 % der Landesfläche) ausgedehnt. Bis zum Jahr 1940 stieg die saudische Fördermenge bereits auf 20.000 b/d an. Der Ausbruch des Zweiten Weltkriegs führte jedoch vorübergehend zu einem nahezu kompletten Stillstand der saudischen Ölindustrie. So gingen die Explorationstätigkeiten in den folgenden Jahren deutlich zurück.[863]

Da die Socal die Kosten ihrer Ölprojekte in Saudi-Arabien nicht mehr alleine tragen konnte, ging das Unternehmen eine Zusammenarbeit mit der ebenfalls amerikanischen Ölgesellschaft Texaco ein. Die gemeinschaftlich betriebene Casoc wurde im Januar 1944 in Aramco (Arabian American Oil Company) umbenannt. Standard of New Jersey (Exxon) und Socony waren bis dahin als Unterzeichner des „Rote-Linie-Abkommens“ nicht berechtigt gewesen, in Saudi-Arabien – das sich in der von dem Abkommen betroffenen Zone befand – Öl zu fördern. Ab dem September 1946 fanden jedoch Verhandlungen zwischen den Aramco-Eignern und den beiden Ölgesellschaften statt, an deren Ende 1947 ein Vertrag geschlossen wurde, gemäß dem auch Exxon und Socony an der Aramco beteiligt wurden.[864] Im November 1948 trafen sich die ursprünglichen Unterzeichner des "Rote-Linie-Abkommens" und handelten neue Bedingungen aus. Die wichtigste Änderung bestand in der Abschaffung der „roten Linie“, so dass Exxon und Mobil der Aramco beitreten und in Saudi-Arabien Öl fördern konnten.[865]

Nachdem diese Fragen geklärt waren, begannen die Aramco-Eigner mit dem Aufbau der für die Ölindustrie notwendigen Infrastruktur in Saudi-Arabien. So wurde selbst während des arabisch-israelischen Krieges 1948 die Entwicklung des Ölsektors in Saudi-Arabien

---

[861] Vgl. Schwebel (2010), S. 245.
[862] Vgl. Yergin (1991), S. 377 und Simmons (2005), S. 27.
[863] Vgl. Yergin (1991), S. 389f; IFP (2007), S. 19f; Simmons (2005), S. 29 und Al-Rasheed (2010), S. 89f.
[864] Vgl. Sampson (1976), S. 108ff; Simmons (2005), S. 30f und Al-Rasheed (2010), S. 90.
[865] Vgl. Sampson (1976), S. 110f.

vorangetrieben und im September 1950 die Tapline (Trans-Arabian-Pipeline), eine Pipeline vom Persischen Golf durch den Libanon bis zum Mittelmeer, fertiggestellt, die den Seeweg vom Persischen Golf durch den Suez-Kanal ersetzte. Im November 1950 erreichte erstmals Öl durch die Pipeline das libanesische Sidon am Mittelmeer, von wo aus es mit Tankern nach Europa transportiert werden konnte.[866]
Die Explorationsaktivitäten wurden nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs ebenfalls erheblich ausgeweitet. Innerhalb weniger Jahre wurden u.a. mit dem Ghawar-Feld (1948), dem bis heute weltweit größten Ölfeld, und dem Safaniya-Feld (1951), dem weltweit größten Offshore-Ölfeld, sowie weiteren großen und mittelgroßen Feldern, riesige Ölvorkommen entdeckt. [867]
Eine Übersicht über die Ölfunde des Landes bis in die 1990er Jahre liefert Tabelle 6.15.

Tabelle 6.15: Saudische Ölfelder nach Zeit der Entdeckung und Größe

Feldgröße nach Fördermenge (in mb/d)	Anzahl an Feldern	Vor 1950	1950er	1960er	1970er	1980er	1990er
> 1	4	2	1	-	1	-	-
0,5 – 1	12	2	3	3	3	1	-
0,3 – 0,5	12	3	1	6	1	1	-
0,2 – 0,3	29	8	4	6	9	1	1
0,1 – 0,2	61	5	8	13	13	11	11
Gesamt	118	20	17	28	25	14	12

Quelle: Simmons (2005), S. 375.

Wie in Tabelle 6.15 zu sehen, wurden bis 1960 bereits acht der sechzehn, hinsichtlich ihrer Fördermenge, größten saudischen Felder entdeckt.
Entsprechend stieg auch die saudische Fördermenge innerhalb weniger Jahre sprunghaft (auf ca. 0,76 mb/d im Jahr 1951; 1,2 mb/d 1960 und 2,8 mb/d 1969) an. Ab Mitte der 1950er Jahre wurde mit der Verwendung sekundärer Fördermethoden (Einpressen von Erdgas und Wasser) begonnen. Durch diese Maßnahme sollte ein Rückgang der Fördermengen aus solchen Feldern verhindert werden, bei denen der Lagerstättendruck stark abgenommen hatte.[868]
Erster saudischer Ölminister nach der Gründung des Ministeriums für Öl und mineralische Rohstoffe im Jahr 1960 wurde Abdullah al-Tariki. Dieser war neben dem venezolanischen Ölminister Juan Pablo Perez Afonso federführend an der Gründung der OPEC im September 1960 beteiligt.[869]
Neben der Konzession an die Aramco-Gruppe, die ca. 70 % der Landesfläche umfasste, vergab Saudi-Arabien gemeinsam mit Kuwait weitere Lizenzen für die, zwischen den beiden Ländern bestehende, Neutrale Zone.

[866] Vgl. Yergin (1991), S. 537f. und Bukold (2009), S. 21.
[867] Vgl. Barth und Schliephake (1998), S. 57 sowie Simmons (2005), S. 32-37.
[868] Vgl. Simmons (2005), S. 38ff und S. 368.
[869] Vgl. Al-Rasheed (2010), S. 106f.

Zum einen wurde 1949 eine Konzession für das Festland der neutralen Zone an die Getty Oil Corporation vergeben. Diese wurde 1984 von Texaco übernommen, die wiederum 2001 mit Chevron fusionierte, so dass die Konzession heute von der Saudi Arabian Chevron betrieben wird.[870] Für die Offshore-Gebiete wurde im Dezember 1957 eine Konzession an ein Konsortium japanischer Ölgesellschaften unter dem Namen „Arabian Oil Company“ vergeben.[871]

Nachdem sich die Ölindustrie Saudi-Arabiens in den 1960er Jahren, abgesehen vom 6-Tage-Krieg 1967 und dem damit einhergehenden, in Abschnitt 4.3 erläuterten, erstmaligen Einsatz der „Ölwaffe“, hauptsächlich durch den stetigen Ausbau der Förderkapazitäten und entsprechend auch Fördermengen durch die Aramco ausgezeichnet hatte, wurden die Entwicklungen ab den 1970er Jahren stärker durch politische Entscheidungen geprägt.

So agierte Saudi-Arabien auch federführend beim, in Abschnitt 4.4 erörterten, Einsatz der „Ölwaffe“ während des Jom-Kippur-Krieges im Herbst 1973. Die Aramco wurde derweil von der saudischen Regierung in drei Schritten verstaatlicht. So übernahm der Staat 1973 25 % der Anteile an der Aramco und baute seinen Anteil 1974 auf 60 % und schließlich 1980 auf 100 % aus, so dass sich das Unternehmen ab 1980 vollständig in staatlicher Hand befand.[872]

Die Entwicklung der saudischen Fördermenge seit den 1970er Jahren ist in Abbildung 6.57 dargestellt.

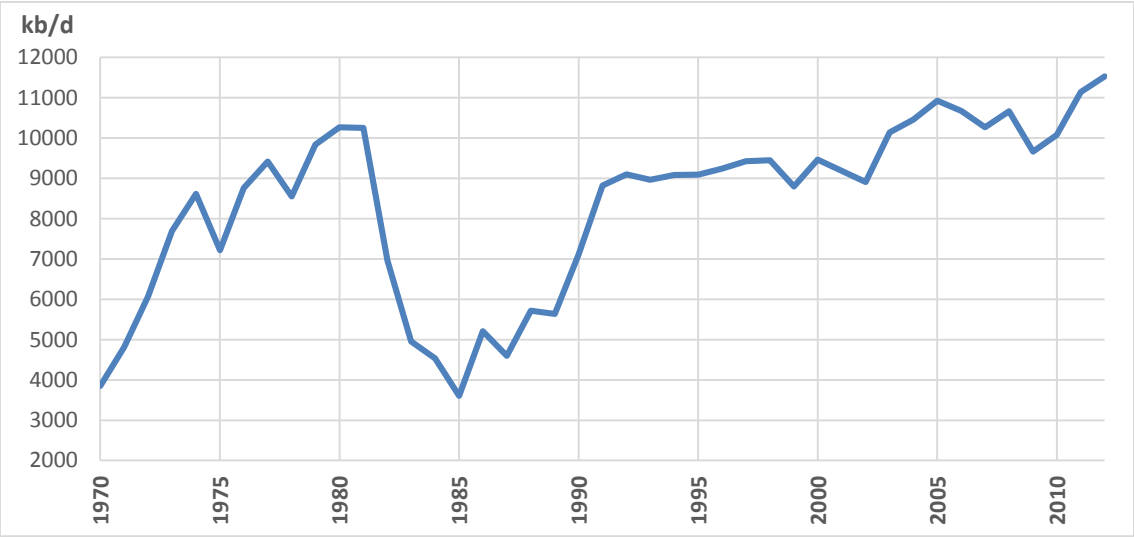


Abbildung 6.57: Förderung flüssiger Energieträger in Saudi-Arabien

Datenquelle: BP (2013).

Wie in Abbildung 6.57 zu sehen, nahm die Bedeutung der saudischen Ölindustrie für den globalen Ölmarkt in den 1970er Jahren erheblich zu. So stieg die Fördermenge flüssiger

[870] Vgl. Saudi Arabian Aramco (o. J.) sowie Barth und Schliephake (1998), S. 58.
[871] Vgl. Barth und Schliephake (1998), S. 58.
[872] Vgl. Saudi Aramco (o. J.).

Energieträger innerhalb eines Jahrzehnts um über 150 % auf durchschnittlich ca. 9,8 bis 10,2 mb/d in den Jahren 1979 bis 1981. Über 90 % davon stammten aus den fünf größten Feldern (Ghawar, Safaniya, Abqaiq, Berri und Zuluf) des Landes.[873]
Die schnelle Ausweitung der Fördermengen hatte jedoch Beschädigungen einiger Lagerstätten, in Form von Wassereinbrüchen und abfallendem Lagerstättendruck, zur Folge. Da sich dies langfristig negativ auf die maximal förderbare Menge aus den betroffenen Lagerstätten auswirken würde, reagierte die Aramco indem sie die Fördermenge einiger Felder zwischenzeitlich in den Jahren 1975 und 1978 bewusst senkte. Durch die bewusste Reduzierung der Fördermenge verfügte Saudi-Arabien ab Mitte der 1970er Jahre über Reservekapazitäten, die es dem Land ermöglichten seine Fördermenge – sofern es die Marktbedingungen erfordern – auszuweiten. Die erheblichen Ausweitungen der Fördermenge in den 1970er Jahren werden teilweise auch damit erklärt, dass für die an der Aramco beteiligten US-amerikanischen Ölgesellschaften ein Anreiz bestand, vor der bereits feststehenden vollständigen Verstaatlichung des Unternehmens im Jahr 1980 noch möglichst viel Öl zu fördern, selbst wenn die betroffenen Lagerstätten durch zu hohe Fördermengen beschädigt würden.[874]
Der zweite Ölschock veranlasste die Aramco zu einer erneuten Ausweitung ihrer Fördermenge. So betrug die durchschnittliche Fördermenge 1980 ca. 9,5 und 1981 nahezu 10 mb/d und erreichte kurzzeitig sogar 10,5 mb/d. Bei diesem Niveau war die damalige Kapazitätsgrenze der saudischen Ölfelder erreicht. Wie bereits in den 1970er Jahren gingen auch von dieser Fördermengenausweitung schädigende Wirkungen auf die Lagerstätten aus, durch die die langfristig förderbare Menge aus den Lagerstätten sank.[875]
Aufgrund der sinkenden Nachfrage aus den Industrieländern und der steigenden Fördermenge aus Nicht-OPEC-Staaten, die Anfang der 1980er Jahre zum Einbruch der Ölpreise führten, reduzierte Saudi-Arabien seine Fördermenge zu dieser Zeit erheblich (vgl. Abbildung 6.57). Da die erstmalige Festlegung von Förderquoten für die OPEC-Mitglieder zur Stabilisierung der Ölpreise im März 1982, wie in Abschnitt 4.5 erläutert, weitgehend wirkungslos blieb, reduzierte Saudi-Arabien seine Fördermenge sukzessive, bis auf zeitweise ca. 2 mb/d im Sommer 1985, und wurde so zum „Swing-Producer“ innerhalb der OPEC, der seine Fördermenge an die jeweilige Marktsituation anpasste. Im Sommer 1985 fiel die saudische Fördermenge sogar hinter die Britische in der Nordsee zurück. Als Grund für die Reduzierung der Fördermenge durch Saudi-Arabien wird zwar überwiegend die Verteidigung des Ölpreises gesehen, doch liegt ein weiterer Grund für diese Maßnahmen auch in, nach der Überproduktion in den 1970er und Anfang der 1980er Jahren, notwendig gewordenen technischen Maßnahmen zur Wiederherstellung der stark strapazierten Lagerstätten, deren langfristige Förderfähigkeit erhalten bleiben sollte.[876]
Anfang Juni 1985 kritisierte Saudi-Arabien die Nichteinhaltung der Quoten und Preisnachlässe der anderen OPEC-Länder und kündigte an, sich zukünftig nicht mehr an die

[873] Vgl. Simmons (2005), S. 368.
[874] Vgl. Ebenda, S. 59-61.
[875] Vgl. Ebenda, S. 62-65.
[876] Vgl. Simmons (2005), S. 65f; EIA (2013a) und Metz (1993), S. 144.

OPEC-Abkommen gebunden zu sehen, sollten sich die anderen OPEC-Länder nicht an ihre Quoten halten.[877]

Im September 1985 machte Saudi-Arabien seine Ankündigungen war und änderte seine Ölpolitik. Statt dem Preis sollte zukünftig der Marktanteil (Fördermenge) verteidigt werden. Somit gab das Land seine Rolle als Swing Producer vorübergehend auf. Konkret beabsichtigte Saudi-Arabien eine Steigerung der Fördermenge auf die auf der OPEC-Konferenz im Oktober 1984 festgelegte Quote von 4,35 mb/d. Um das Ziel höherer Ölexporte zu erreichen, schloss Saudi-Arabien bereits ab dem Sommer 1985 sogenannte „Netback"-Verträge mit Ölgesellschaften ab, bei denen den Abnehmern kein fester Preis berechnet wurde. Stattdessen ließ man sich für das raffinierte Endprodukt auf Basis der jeweiligen Marktpreise bezahlen, wobei den Raffinerien eine vorher festgelegte Marge von 2 US-$ je Barrel garantiert wurde und Saudi-Arabien den Rest erhielt. Auf diese Weise hoffte Saudi-Arabien, die Einbußen durch den niedrigeren Preis durch eine höhere Absatzmenge kompensieren zu können.[878]

Ab 1986 begann Saudi-Arabien mit der angekündigten Ausweitung der Fördermenge. Durch diese Maßnahme sollten die anderen OPEC-Mitglieder in der Hinsicht diszipliniert werden, dass sie sich zukünftig an die vereinbarten Förderquoten hielten. Konkret steigerte Saudi-Arabien die Fördermenge bis zum August auf 6 mb/d. Auch durch diese Maßnahme sank der Ölpreis zwischenzeitlich im Jahr 1986 auf unter 10 US-$ je Barrel. Die saudische Regierung war mit ihrer Maßnahme insofern erfolgreich, dass sich die anderen OPEC-Mitglieder im Dezember 1986 mit Saudi-Arabien auf einen Listenpreis von 18 US-$ je Barrel und eine OPEC-Förderquote von 17,3 mb/d einigten, an der sich Saudi-Arabien einen garantierten Anteil von ca. 25 % (4,325 mb/d) zusichern ließ.[879]

Nachdem das Land bereits Ende der 1980er Jahre aufgrund der gestiegenen globalen Nachfrage seine Fördermenge auf ca. 5,5 mb/d ausgeweitet hatte, erhöhte das Land seine Fördermenge während des Golfkriegs 1990/91 zwischenzeitlich um weitere bis zu 3 mb/d auf zeitweise 8,5 mb/d im Dezember 1990. So sollten die Fördermengenausfälle in Kuwait und dem Irak kompensiert werden. Auch dieses Mal führte die schnelle Ausweitung jedoch zu den bereits mit früheren Förderausweitungen einhergehenden Problemen.[880]

In den folgenden Jahren hielt Saudi-Arabien seine Fördermenge zwar gemäß Daten der US-Energieagentur[881] konstant bei ca. 8 bis 8,5 mb/d, erweiterte aber im Rahmen eines Anfang der 1990er aufgelegten Investitionsprogrammes seine Förderkapazität auf 10,5 mb/d um mit der steigenden globalen Nachfrage Schritt halten zu können und auch zukünftig in Abhängigkeit der Marktbedingungen über Handlungsspielräume zur Anpassung des Angebots zu verfügen. Die Kosten des Programms wurden auf 17 bis 20 Mrd. US-$ geschätzt.[882]

---

[877] Vgl. Yergin (1991), S. 917-919.
[878] Vgl. Yergin (1991), S. 920f sowie Goldthau und Witte (2009), S. 173f.
[879] Vgl. Simmons (2005), S. 66f und Metz (1993), S. 144f.
[880] Vgl. Simmons (2005), S. 67f und Metz (1993), S. 145f.
[881] Datenquelle: EIA (2013a).
[882] Vgl. Metz (1993), S. 147 und S. 154.

Nachdem die Konzession der japanischen Arabian Oil Company am 27. Februar 2000 ausgelaufen war, wurde der saudische Teil an der Offshore-Förderung in der geteilten Zone mit Kuwait ab dem 28. Februar durch die neu gegründete „Aramco Gulf Operations Company“ übernommen und ging somit in staatliche Hand über. Im Januar 2003 wurde auch der kuwaitische Teil verstaatlicht, so dass seitdem zwei staatliche Ölgesellschaften bei den Offshore-Aktivitäten in der geteilten Zone unter dem Namen „Khafji Joint Operations“ zusammenarbeiten.[883]

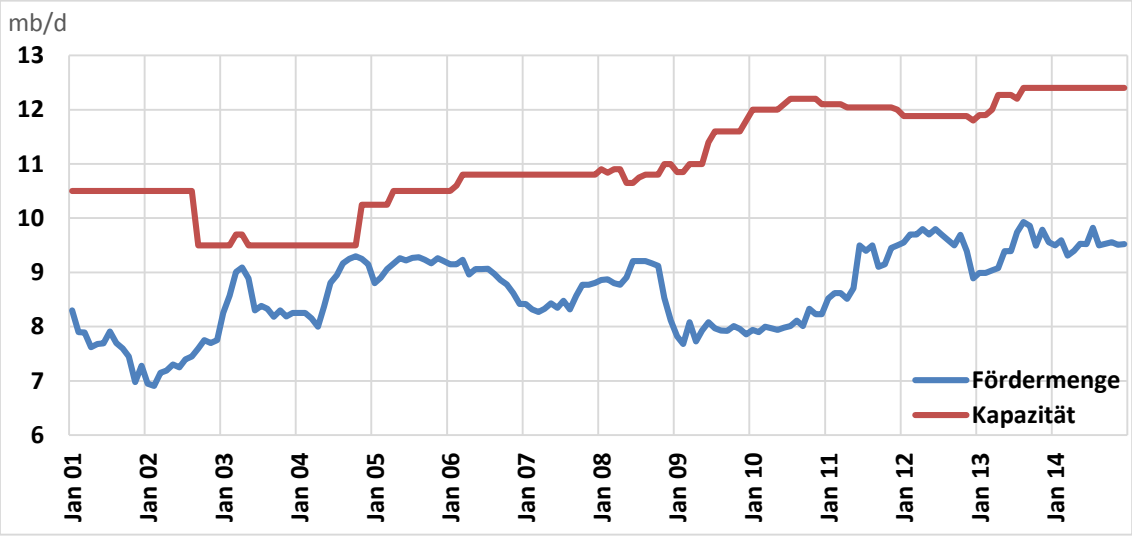


Abbildung 6.58: Ölfördermenge- und Kapazität in Saudi-Arabien seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

In Folge der in den 1990er Jahren durchgeführten Projekte zur Ausweitung der Förderkapazität betrug diese Anfang des neuen Jahrtausends ca. 10,5 mb/d. Der in Abbildung 6.58 zu sehende Rückgang der Förderkapazität auf 9,5 mb/d zwischen September 2002 und Oktober 2004 resultiert aus einer Änderung der Definition der Förderkapazität durch die IEA. So war nun das innerhalb von 30 Tagen erreichbare Niveau ausschlaggebend und nicht wie zuvor ein Zeitraum von 90 Tagen. Insofern war die saudische Förderkapazität nicht tatsächlich gesunken.[884]

Die Ausweitungen der Fördermenge aufgrund des, in Abschnitt 4.6 erörterten, Anstiegs der globalen Ölnachfrage, insbesondere aus China und anderen Schwellenländern, ließ die OPEC-Reservekapazität – auch die Saudi-Arabiens – erheblich sinken.

Vor diesem Hintergrund beschlossen die saudischen Entscheidungsträger, die Förderkapazität des Landes noch weiter auszubauen. So legte Saudi-Arabien ein Investitionsprogramm mit veranschlagten Investitionen von 18 Mrd. US-$ auf, durch das die saudische Förderkapazität bis zum Jahr 2009 auf 12,5 mb/d ausgebaut werden sollte. Zudem sollten

[883] Vgl. Al Khafji Joint Operations (o. J.).
[884] Vgl. IEA (2002), S. 15.

jährlich 2 Mrd. US-$ in bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindliche Felder investiert werden, um deren Fördermengenrückgang zu reduzieren.[885]

Im Januar 2006 wurde die Förderkapazität durch die Fertigstellung der Erweiterung eines Abschnitts im südlichen Teil des Ghawar-Felds um 300.000 b/d gesteigert.[886]

Die weiteren Großprojekte im Rahmen des Investitionsprogrammes umfassten:

- Das Kursaniyah-Programm, das die drei Onshore-Felder Abu Hadriya, Fadhili und Khursaniyah umfasste und ab August 2008 zu einer Steigerung der Förderkapazität um 500.000 b/d führte.[887]
- Das Onshore-Feld Shaybah, das 1998 die Förderung aufnahm und dessen Förderkapazität im Jahr 2009 um 250.000 b/d auf 750.000 b/d gesteigert wurde.[888]
- Das im Juni 2009 fertigstellte Khurais-Projekt, das die beiden Onshore-Felder Abu Jifan und Mazalij umfasste und die Förderkapazität um 1,2 mb/d steigerte. Damit handelte es sich hinsichtlich der Ausweitung der Förderkapazität um das größte Einzelprojekt in der Geschichte der Saudi Aramco.[889]
- Das kleinste der Projekte, das Onshore-Projekt Nuayyim, das ebenfalls 2009 fertiggestellt wurde, trug mit weiteren 100.000 b/d zur Ausweitung der Förderkapazität bei.[890]

Allein diese vier, zwischen 2008 und 2009 fertiggestellten, Projekte führten so zu einem Anstieg der Förderkapazität um über 2 mb/d.

Darüber hinaus wurden Instandhaltungsarbeiten („Maintain Potential Projects“) an bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindlichen Feldern – sowohl Onshore als auch Offshore – vorgenommen. So konnte durch neue Bohrlöcher in bereits in der Förderphase befindlichen Onshore-Feldern die Förderkapazität um ca. 1 mb/d im Jahr 2006, 0,5 mb/d im Jahr 2009, 0,2 mb/d im Jahr 2010 und 0,4 mb/d im Jahr 2011 gesteigert werden. Die Investitionen in den Jahren dazwischen und bei dem bereits seit 1957 betriebenen, weltweit größten Offshore-Feld Safaniya, trugen lediglich zur Aufrechterhaltung der Förderkapazität bei.[891]

Das größte jüngere Projekt zur Ausweitung der Förderkapazität stellte die Erschließung des Offshore-Felds Manifa dar. Nach der Fertigstellung der ersten Erschließungsphase betrug die Förderkapazität aus dem Feld, in das 17 Mrd. US-$ investiert worden waren, seit dem Sommer 2013 0,5 mb/d. Nach der vollständigen Fertigstellung im Dezember 2014 stieg die Förderkapazität auf 0,9 mb/d an.[892]

Über diese Maßnahmen hinausgehend wurden im Rahmen von Explorationsunternehmungen, die nach dem Ende des Investitionsprogramms zur Ausweitung der Förderkapa-

---

[885] Vgl. Al-Naimi (2006).
[886] Vgl. Saudi Aramco (2007), S. 22.
[887] Vgl. Saudi Aramco (2009), S. 17.
[888] Vgl. Saudi Aramco (2010), S. 19f.
[889] Vgl. Ebenda, S. 19f.
[890] Vgl. Ebenda, S. 21.
[891] Vgl. Saudi Aramco, “Annual Review” der Jahre 2006 bis 2012.
[892] Vgl. Saudi Aramco (2015), S. 26 und Mahdi (2013).

zität ab 2009 intensiviert wurden, im Zeitraum zwischen 2006 und 2012 zehn neue Ölfelder entdeckt, zu deren Vorkommen jedoch von Saudi Aramco bisher keine konkreten Aussagen gemacht wurden.[893]

6.1.10.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der saudischen Ölindustrie

Grundsätzliche Regeln zum Umgang mit den natürlichen Ressourcen Saudi-Arabiens werden durch das „Grundgesetz" vom 1. März 1992 gesetzt. Gemäß Artikel 14 liegen die Eigentumsrechte an allen natürlichen Ressourcen auf saudischem Staatsgebiet beim Staat.[894] Konzessionen bzw. Lizenzen zur Ausbeutung der natürlichen Rohstoffe sollen gemäß Artikel 15 nicht vergeben werden, sofern dies nicht durch ein Gesetz zugelassen wird.[895]

Im Gesetz über ausländische Investitionen (Foreign Investment Act) aus dem Jahr 2000 werden – mit Ausnahme einiger Dienstleistungen zur Unterstützung des Bergbausektors – Investitionen durch ausländische Unternehmen, die mit der Exploration, Erschließung und Förderung von Ölvorkommen verbunden sind, ausgeschlossen.[896] Mit Ausnahme der Onshore in der Neutralen Zone tätigen Saudi Arabian Chevron ist somit in Saudi-Arabien ausschließlich die staatliche Saudi Aramco für die Exploration, Erschließung und Förderung der Ölvorkommen des Landes zuständig.

Während die operativen Tätigkeiten von Saudi Aramco und ihren Tochterfirmen betrieben werden, werden die strategischen Entscheidungen über die Ausrichtung der saudischen Ölindustrie vom Ministerium für Öl und mineralische Rohstoffe sowie dem im Januar 2000 eingerichteten Supreme Council for Petroleum and Mineral Affairs getroffen. Diese weisen der Saudi Aramco auch die Finanzmittel zur Durchführung von Projekten zu und sind für die Kontrolle des Ölsektors verantwortlich.[897]

Fiskalische Rahmenbedingungen sind für die saudische Ölindustrie insofern nicht von Bedeutung, dass ausländische Ölgesellschaften – mit Ausnahme der Saudi Arabian Chevron – lediglich als Dienstleister im Ölsektor tätig sind und alle operativen Tätigkeiten im Upstream-Bereich von der Saudi Aramco durchgeführt werden, bei der es sich um ein reines Staatsunternehmen handelt.

So existiert in Saudi-Arabien weder eine Produktionsteuer noch feste Royalties auf die Rohölförderung. Stattdessen würden Royalty-Bedingungen individuell vereinbart. Die Körperschaftsteuer beträgt für Öl und Gas fördernde Unternehmen 85 % auf die Gewinne (generelle Körperschaftsteuer 20 %). Verluste lassen sich in die Zukunft vortragen.[898]

---

[893] (Mabruk, Dirwazah 2007, Niyashin 2008, Sirayyan 2009, Namlan-1, Assayd-1, Arsan-1, Qamran-1 2010, Wedyan-1 2011, Aslaf 2012), siehe hierzu die Jahresberichte von 2006 bis 2012 der Saudi Aramco.
[894] Vgl. Grundgesetz Saudi-Arabiens (1992).
[895] Vgl. Ebenda.
[896] Vgl. Gesetz über ausländische Investitionen in Saudi-Arabien (2000).
[897] Vgl. International Business Publications (2012c), S. 141, 163 und 168.
[898] Vgl. EY (2014), S. 497ff.

6.1.10.3 Gegenwart der Ölindustrie in Saudi-Arabien

Trotz der von Saudi Aramco in den vergangenen Jahren vorgenommenen Investitionen im Upstream-Bereich haben sich die Prioritäten der saudischen Ölpolitik in der jüngeren Vergangenheit geändert. Während das Investitionsprogramm ab Anfang des neuen Jahrtausends bis zum Jahr 2009 der Ausweitung der Förderkapazität auf 12 bis 12,5 mb/d galt, hatten der durch die Finanzkrise verursachte Rückgang der globalen Nachfrage und das steigende Angebot aus anderen Regionen zur Folge, dass Saudi Aramco keine weiteren Ausweitungen der Förderkapazität in der näheren Zukunft anstrebt. So wurde der 2008 entwickelte Plan einer Ausweitung der Förderkapazität auf 15 mb/d bis zum Jahr 2020 bereits drei Jahre später wieder verworfen und stattdessen lediglich eine Beibehaltung der Förderkapazität von 12,5 mb/d angestrebt. 2013 äußerte sich der saudische Ölminister Ali Naimi sogar dahingehend, dass für die kommenden 30 Jahre keine Ausweitung der Förderkapazität beabsichtigt sei.[899]

Somit wird mit gegenwärtigen Projekten lediglich das Ziel verfolgt, die bisherige Kapazität beizubehalten. Schätzungen zum natürlichen Rückgang der Förderkapazität der bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befindlichen Felder des Landes reichen von 2 bis 3 % p. a. nach Angaben des saudischen Ölministerium bis zu 6 bis 8 %, die eine Studie aus dem Jahr 2006 schätzt.[900] Basierend auf der gegenwärtigen Förderkapazität von 12,5 mb/d müsste somit jährlich ein Kapazitätsrückgang von 0,25 bis 1 mb/d kompensiert werden. Die dafür notwendigen Investitionen wurden von Saudi Aramco für den 5-Jahres-Zeitraum von 2013 bis 2017 mit insgesamt 35 Mrd. US-$ veranschlagt. Etwa 0,55 mb/d sollen bis 2017 erfolgende Erweiterungen der Felder Shaybah (0,25 mb/d) und Khurais (0,3 mb/d), die in 2009 die Förderphase erreichten, beitragen.[901]

Darüber hinaus kündigte Saudi Aramco 2009 an, die Ausbeutungsrate in den kommenden 20 Jahren von bisher ca. 50 % auf 70 % der in den Lagerstätte befindlichen, förderbaren Ölvorkommen ausweiten und dazu auch tertiäre Fördermethoden einzusetzen. So werden zwar gemäß Aussagen Saudi Aramcos bisher keine solchen Verfahren auf rein saudischen Ölfeldern eingesetzt, doch wird derzeit ein Test Projekt „Uthmaniyah CO_2-EOR Demonstration Project“ im Norden des Ghawar-Felds durchgeführt, bei dem mit Hilfe von in die Lagerstätte injiziertem CO_2 die Ausbeutungsrate gesteigert werden soll.[902]

Explorationsprojekte werden von der Saudi Aramco gegenwärtig insbesondere am roten Meer vorgenommen, das zu den wenigen bisher kaum explorierten Gebieten des Landes gehört.[903]

Von der Gesamtförderkapazität des Landes in Höhe von 12,4 mb/d im Jahr 2014 stammten ca. 11,75 mb/d aus neun Feldern mit Kapazitäten von 0,4 bis 5,8 (Ghawar) mb/d. Davon stammten 9,15 mb/d aus Onshore-Feldern und 2,6 mb/d aus Offshore-Feldern. Aus der geteilten Zone entfiel auf Saudi-Arabien eine Kapazität von 0,3 mb/d. Davon stammte

---

[899] Vgl. Peel und Blas (2011); Makan und Fifield (2013) sowie Shamseddine und Bakr (2013).
[900] Vgl. EIA (2014, Sau).
[901] Vgl. Mahdi (2013) sowie DiPaola und Okada (2013).
[902] Vgl. EIA (2014, Sau) und Izundu (2009).
[903] Vgl. Saudi Aramco (2013), S. 16.

jeweils die Hälfte aus Onshore- und Offshore-Feldern.[904] Insgesamt entfielen somit ca. drei Viertel der saudischen Förderkapazität auf Onshore- und ein Viertel auf Offshore-Felder. Für die 2014er-Angebotskurven wird die Annahme getroffen, dass von der Förderkapazität des Landes 9,5 mb/d aus Onshore-Projekten und 2,75 mb/d aus Offshore-Projekten stammten. Hinzu kommen 0,15 mb/d aus dem Khafji-Offshore-Projekt in der Neutralen Zone.

6.1.10.4 Ermittlung der Kostenkurven für 2014

Weltweit gehört Saudi-Arabien zu den Ländern mit den niedrigsten Förderkosten, da sich die Lagerstätten überwiegend in geringen Tiefen befinden und die Felder große Vorkommen aufweisen, die sich mit wenig Aufwand ausbeuten lassen. Da Saudi Aramco keine Daten zu Kosten veröffentlicht, müssen für die Erstellung der Angebotskurven Sekundärquellen verwendet und auf diesen basierend Schätzungen vorgenommen werden.

Reuters (2009) schätzte die Förderkosten (operating costs) in Saudi-Arabien auf ca. 1 bis 2 US-$ je Barrel und die Gesamtkosten (einschließlich Explorations- und Erschließungskosten) auf 4 bis 6 US-$ je Barrel, so dass sich Explorations- und Erschließungskosten von 3 bis 4 US-$ je Barrel ergeben.[905] Verwendet man nun den UOCI und UCCI zur Extrapolation der Kosten in das Jahr 2014, ergeben sich Förderkosten von 1,19 bis 2,38 US-$ je Barrel und Explorations- und Erschließungskosten von 3,40 bis 4,53 US-$ je Barrel.

Die internationale Energieagentur schätzte die Förderkosten der Onshore-Felder des Landes im Jahr 2013 auf ca. 2 bis 3 US-$ je Barrel und die Erschließungskosten (capital costs) je Barrel an täglicher Förderkapazität auf ca. 15.000 US-$.[906] Unter der üblichen Annahme einer 20-jährige Förderphase bei Onshore-Projekten ergeben sich Erschließungskosten von ca. 2,05 US-$ je Barrel. Unter der Annahme eines Verhältnisses von Erschließungs- zu Explorationskosten in Höhe von 1:0,27 würden sich die Explorationskosten auf ca. 0,55 US-$ je Barrel belaufen. Insgesamt ergäben sich so für die Onshore-Felder des Landes Explorations- und Erschließungskosten von ca. 2,60 US-$ je Barrel. Campbell (2013) schätzte die Kosten von Ölprojekten in Saudi-Arabien auf 5 bis 15 US-$ je Barrel.[907]

Die Erschließungskosten sollen nun anhand der Bohrlochkosten und Fördermengen der Förderbohrlöcher geschätzt werden. Im Jahr 2013 trugen ca. 3.300 aktive Förderbohrlöcher[908] zur Fördermenge von ca. 3,53 Mrd. Barrel (ca. 9,66 mb/d) bei.[909] Somit ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge von ca. 1,06 Mio. Barrel je aktivem Bohrloch. Unterstellt man eine Förderdauer von 20 Jahren bei Onshore-Bohrlöchern und 15 Jahren bei Offshore-Bohrlöchern, ergibt sich eine Fördermenge von durchschnittlich ca.

---

[904] Daten zur Förderkapazität aus EIA (2014, Sau), S. 5.
[905] Vgl. Reuters (2009).
[906] Vgl. IEA (2013), S. 366.
[907] Vgl. Campbell (2013), S. 311.
[908] Durchschnitt gebildet aus Daten von OPEC (2014), S. 27 und Oil & Gas Journal (2014).
[909] Vgl. IEA (2015a).

21,2 Mio. Barrel bei Onshore-Bohrlöchern und 15,9 Mio. Barrel bei Offshore-Bohrlöchern. Diese werden nun ins Verhältnis zu den Erschließungskosten je Bohrloch gesetzt. Diese sind für die bedeutendsten Felder des Landes in Tabelle 6.16 dargestellt.

Tabelle 6.16: Erschließungskosten je Förderbohrloch in Saudi-Arabien

Ölfeld	On-/Offshore	Tiefe (in m)	Bohrlochkosten in Mio. US-$	Kosten je Barrel
Ghawar	Onshore	2.100 m	4,9	0,23
Shaybah	Onshore	1.400 m	3,0	0,14
Qatif	Onshore	2.100 m	4,9	0,23
Abqaiq	Onshore	2.000 m	4,6	0,22
Safaniya	Offshore	1.500 m	8,1	0,51
Manifa	Offshore	2.400 m	14,4	0,91
Zuluf	Offshore	1.700 m	9,4	0,59

Eigene Darstellung, Datenquellen: EIA (2014, Sau) und Oil & Gas Journal (2014).

Da sich die Offshore-Felder des Landes in flachen Gewässern befinden, fallen die Erschließungskosten auch dort verhältnismäßig gering aus.
Wie in Tabelle 6.16 zu sehen, belaufen sich die Bohrlochkosten der großen Onshore-Ölfelder in Saudi-Arabien üblicherweise, aufgrund der geringen Bohrtiefe und der hohen Fördermengen je Bohrloch, auf lediglich ca. 0,14 bis 0,23 US-$ je Barrel. Bei den in flachen Gewässern befindlichen Offshore-Feldern betragen sie ca. 0,51 bis 0,91 US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Projekten ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen und bei Offshore-Projekten ca. ein Viertel, ergeben sich Erschließungskosten von 0,42 bis 0,69 US-$ je Barrel bei Onshore-Feldern und 2,04 bis 3,64 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern.
Unter den in Kapitel 5 getroffenen Annahmen zur Erschließungsdauer und zum realen Diskontfaktor betragen sdie aufgezinsten Erschließungskosten 0,56 bis 1,03 US-$ je Barrel bei Onshore- und 2,74 bis 5,43 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern.
Unter der Annahme eines Verhältnisses der Erschließungs- zu den Explorationskosten von 1:0,27 ergeben sich Explorationskosten von 0,11 bis 0,19 US-$ bei Onshore- und 0,55 bis 0,98 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten. Unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase belaufen sich die aufgezinsten Explorationskosten auf 0,24 bis 0,50 US-$ je Barrel bei Onshore- und 1,19 bis 2,56 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 0,80 bis 1,53 US-$ je Barrel bei Onshore- und 3,93 bis 7,99 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten. Berücksichtigt man hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten auch die Schätzung der IEA (2013), ergibt sich bei den Onshore-Projekten eine Spanne von 0,80 bis 2,60 US-$ je Barrel.
Wie bereits erörtert, würden sich die in das Jahr 2014 extrapolierten Förderkosten gemäß der Schätzungen von Reuters (2009) und der IEA (2013, bezieht sich auf Onshore-Felder) auf ca. 1,20 bis 3,00 US-$ je Barrel belaufen. Um die unterschiedlichen Bedingungen

verschiedener Lagerstätten zu berücksichtigen, wird eine Abweichung von diesen Kosten von bis zu 50 % angenommen, so dass sich eine Spanne von 0,60 bis 4,50 US-$ je Barrel ergibt. Lediglich bei dem, in der geteilten Zone gemeinsam mit Kuwait betriebenen, Khaji-Feld mit einer angenommenen Kapazität von 150.000 b/d fallen höhere Förderkosten von 15 bis 20 US-$ je Barrel an.
Da die Ölprojekte des Landes von der staatlichen Saudi Aramco betrieben werden und keine Mengen- und Wertabgaben erhoben werden, finden fiskalische Kosten keine Berücksichtigung bei der Erstellung der Angebotskurven.
Unter Berücksichtigung der ermittelten Kosten ergeben sich die in den Abbildungen 6.59 und 6.60 dargestellten Angebotskurven für das Jahr 2014.

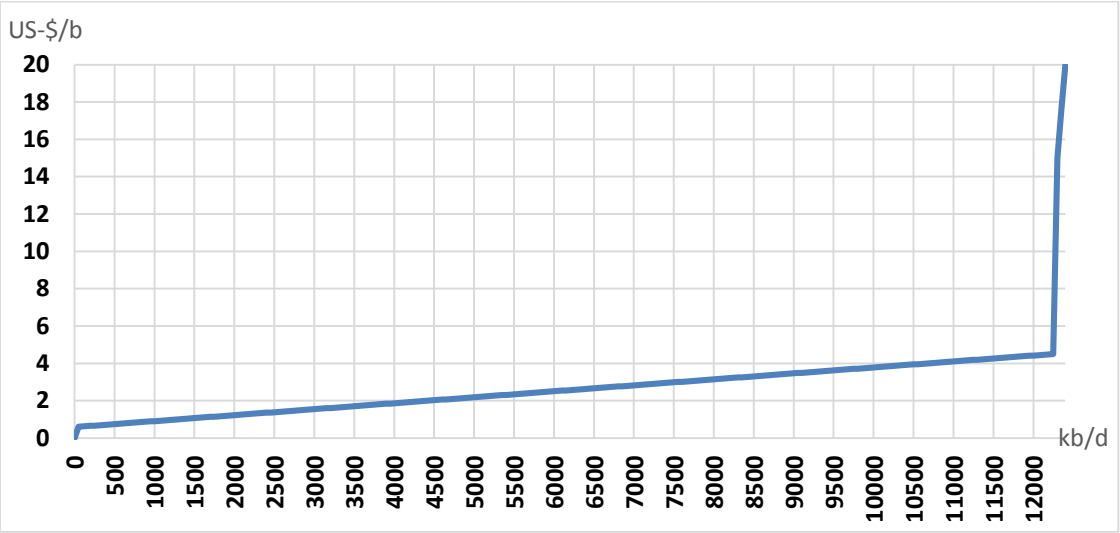


Abbildung 6.59: Kurzfristige Angebotskurve in Saudi-Arabien

Eigene Darstellung

Gemäß der kurzfristigen Angebotskurve würden die kurzfristigen Grenzkosten der Ölförderung in Saudi-Arabien erst bei Ölpreisen unter 4,50 US-$ nicht mehr durch den Wert des geförderten Rohöls gedeckt werden, so dass erst bei einem Ölpreis unter 4,50 US-$ mit ersten Kürzungen der Fördermenge aus den Offshore-Projekten des Landes zu rechnen wäre. Die einzige Ausnahme stellt hierbei das in der geteilten Zone gemeinsam mit Kuwait betriebene, Khaji-Feld dar.
Unter Berücksichtigung aller in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden technischen Kosten ergibt sich die in Abbildung 6.60 dargestellte Vollkostenkurve für im Jahr 2014 in der Förderphase befindliche Projekte.

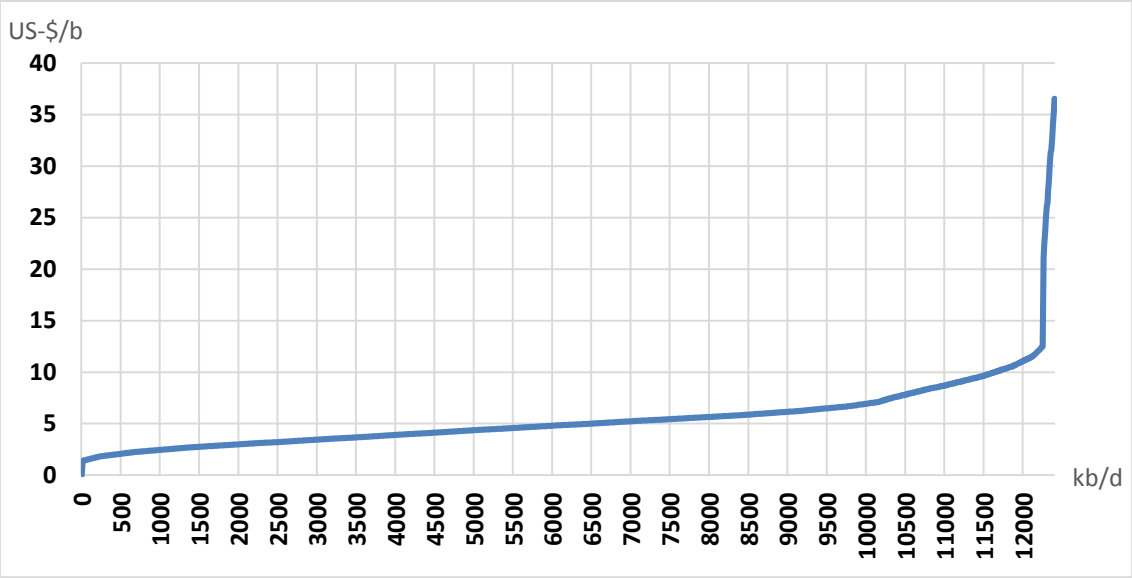


Abbildung 6.60: Saudische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.60 zu sehen, sind die Onshore-Projekte des Landes ab einem Ölpreis von ca. 7,10 US-$ je Barrel wirtschaftlich. Bei den Offshore-Projekten betragen die technischen Vollkosten zwischen ca. 4,5 und 12,5 US-$ je Barrel. Lediglich beim gemeinsam mit Kuwait betriebenen Khafji-Offshore-Projekt fallen die Vollkosten mit ca. 36,50 US-$ je Barrel deutlich höher aus.

6.1.10.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Zweifel über die Fähigkeit Saudi-Arabiens, die Förderkapazität weiter zu steigern kamen in den vergangenen Jahren insbesondere durch die bereits erörterte Ankündigung, den Plan eines Ausbaus der Kapazität auf 15 mb/d zu verwerfen, sowie der Unsicherheit über die tatsächlich noch vorhandenen Vorkommen auf.

Die offiziellen nachgewiesenen Reserven des Landes betrugen gemäß OPEC Ende 2014 (2015, S. 22) 266,6 Mrd. Barrel und gemäß Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2014, S. 72) 260 Mrd. Barrel. Die kumulierte Fördermenge bis einschließlich 2014 betrug gemäß OPEC (2015, S. 27) 136,4 Mrd. Barrel und gemäß BGR (2014, S. 72) 141,4 Mrd. Barrel. Berücksichtigt man die Fördermenge von ca. 3,5 Mrd. Barrel im Jahr 2014, würden sich die Reserven noch auf 256,5 bis 262,3 Mrd. Barrel belaufen und die kumulierte Fördermenge 136,4 bis 144,9 Mrd. Barrel betragen. Basierend auf den offiziellen Angaben zu den Reserven des Landes wäre bisher ca. ein Drittel der wirtschaftlich und technisch förderbaren Vorkommen gefördert worden und bestünde somit gemäß der Hubbert-These noch Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge.

In verschiedenen Studien werden die Ölvorkommen des Landes jedoch, im Vergleich zu den offiziellen Zahlen, deutlich geringer geschätzt. So schätzt Campbell die ursprünglichen Vorkommen des Landes auf 300 Mrd. Barrel, von denen 291 Mrd. bereits entdeckt wurden, so dass die noch zu entdeckenden Vorkommen sich, seiner Einschätzung nach,

auf 9 Mrd. Barrel belaufen sollten. Bis einschließlich 2010 wurden seine Berechnungen nach ca. 117 Mrd. Barrel gefördert, so dass sich die noch verbleibenden Reserven auf 183 Mrd. Barrel belaufen würden.[910] Berücksichtigt man die Fördermenge der Jahre 2011 bis 2014 in Höhe von ca. 14 Mrd. Barrel, würde sich die kumulierte Fördermenge auf 131 Mrd. Barrel belaufen und die noch verbleibenden Vorkommen auf 169 Mrd. Barrel.
Auch Simmons (2005) hält die offiziell ausgewiesenen Reserven des Landes für überschätzt, wobei er insbesondere die Ausweitungen der offiziellen Reserven in den 1980er Jahren, nach der vollständigen Verstaatlichung der Aramco, für wenig plausibel hält. So berichtete die Aramco ab 1980 nur noch über die landesweiten Reserven statt, wie zuvor, feldbezogene Daten zu veröffentlichen und weitete die offiziell ausgewiesenen Reserven zweimal, 1980 um 50 Mrd. Barrel und 1988 um 100 Mrd. Barrel, aus. Darüber hinaus wurden die offiziell ausgewiesenen Reserven seit der letzten großen Anpassung 1988, trotz der seither erfolgten Förderung und rar gewordener Neufunde, weiterhin mit 260 bis 270 Mrd. Barrel ausgewiesen. Auch hinsichtlich der Möglichkeit größerer zukünftiger Funde ist Simmons pessimistisch, da weite Teile des Landes bereits exploriert worden sind und in den vergangenen Jahren, trotz Anstrengungen der Saudi Aramco kaum größere Vorkommen entdeckt wurden.[911]
Auch zu bei den bereits erwähnten Funden in der jüngeren Vergangenheit machte Saudi Aramco keine konkreten Angaben über die Größenordnung der dort entdeckten Vorkommen.
Gegenwärtig sind keine Pläne der Saudi Aramco über die Erschließung neuer Felder bekannt. Gemäß EIA soll lediglich die Förderkapazität der beiden Felder Khurais (um 0,3 mb/d bis 2017) und Shaybah (um 0,25 mb/d bis 2017) erweitert werden um den Fördermengenrückgang aus den älteren Feldern des Landes zu kompensieren.[912]
Zwar wies Saudi-Arabien im Jahr 2014 eine Förderkapazität von 12,4 mb/d auf, jedoch betrug die tatsächliche Fördermenge durchschnittlich lediglich 9,5 mb/d, so dass eine durchschnittliche Reservekapazität von ca. 2,9 mb/d vorhanden war.
Nimmt man nun an, dass die Verteilung der Fördermenge zwischen Onshore- und Offshore-Feldern der Verteilung der Förderkapazität entsprach, wurden 2014 ca. 7,0 mb/d aus Onshore-Feldern, ca. 2,3 mb/d aus Offshore-Feldern und ca. 0,15 mb/d aus dem Khafji-Feld in der geteilten Zone gefördert.
Da die tatsächliche Fördermenge um ca. 25 % unter der Förderkapazität lag und die Förderung daher schonender für die Lagerstätten erfolgt als in anderen Ländern, kann die Annahme getroffen werden, dass die Rate des natürlichen Fördermengenrückgangs im Vergleich zu anderen Ländern ebenfalls geringer ausfallen sollte. Dies lässt sich auch durch die Größe der saudischen Lagerstätten begründen. So zeigt die in Abschnitt 3.1.3 erörterte, von der IEA vorgenommene, Analyse des Fördermengenrückgangs verschiede-

[910] Vgl. Campbell (2013), S. 309-311.
[911] Vgl. Simmons (2005), S. 243f und S. 272-274.
[912] Vgl. EIA (2014, Sau), S. 5.

ner Arten von Ölfeldern, dass der natürliche Fördermengenrückgang mit steigender Feldgröße abnimmt. Zudem besteht in Saudi-Arabien noch erhebliches Potential für die Anwendung sekundärer und tertiärer Fördermethoden.
Statt dem sonst angenommenen natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % bei Onshore-Feldern und 7,5 % bei Flachwasser-Offshore-Feldern, soll im Folgenden davon ausgegangen werden, dass der jährliche Fördermengenrückgang nur etwa halb so hoch ausfällt und somit 2,5 % bei Onshore-Feldern und 3,75 % bei Offshore-Feldern beträgt.
Unter diesen Annahmen würde die Onshore-Förderkapazität des Landes um ca. 0,8 mb/d auf 8,7 mb/d sinken und die Offshore-Kapazität um ca. 0,4 mb/d auf 2,35 mb/d. Für das Khafji-Feld wird die Annahme aus der Fallstudie zu Kuwait übernommen, dass es zu einem Rückgang der Fördermenge auf 0,1 mb/d bis 2019 kommt.
Der Rückgang der Onshore-Förderkapazität wird durch die beabsichtigten Erweiterungen der Felder Khurais und Shaybah um insgesamt ca. 0,55 mb/d reduziert.
Somit ergibt sich für 2019 eine Förderkapazität von insgesamt ca. 11,7 mb/d, von denen 9,25 mb/d aus Onshore-Feldern, 2,35 mb/d aus Offshore-Feldern und 0,1 mb/d aus Offshore-Feldern in der Neutralen Zone stammen.
Für die Zeit zwischen 2019 und 2024 sind dem Autor dieser Arbeit keine neuen Erschließungsprojekte oder Projekte zur Erweiterung bereits in der Förderphase befindlicher Felder bekannt. Analog zum Vorgehen bei der Ermittlung der 2019er Angebotskurve wird auch hier die Annahme getroffen, dass die Förderkapazität der Onshore-Felder um 2,5 % p. a. und der Offshore-Felder um 3,75 % p. a. sinkt. Die Onshore-Förderkapazität würde demnach 2024 noch ca. 8,15 mb/d betragen und die Offshore-Kapazität noch ca. 1,95 mb/d. Für das Khafji-Feld wird, analog zur Fallstudie zu Kuwait angenommen, dass die Fördermenge durch die Anwendung tertiärer Fördermethoden bei 0,1 mb/d verbleibt.
Unter den getroffenen Annahmen und vorgenommenen Berechnungen ergeben sich die in Abbildung 6.61 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

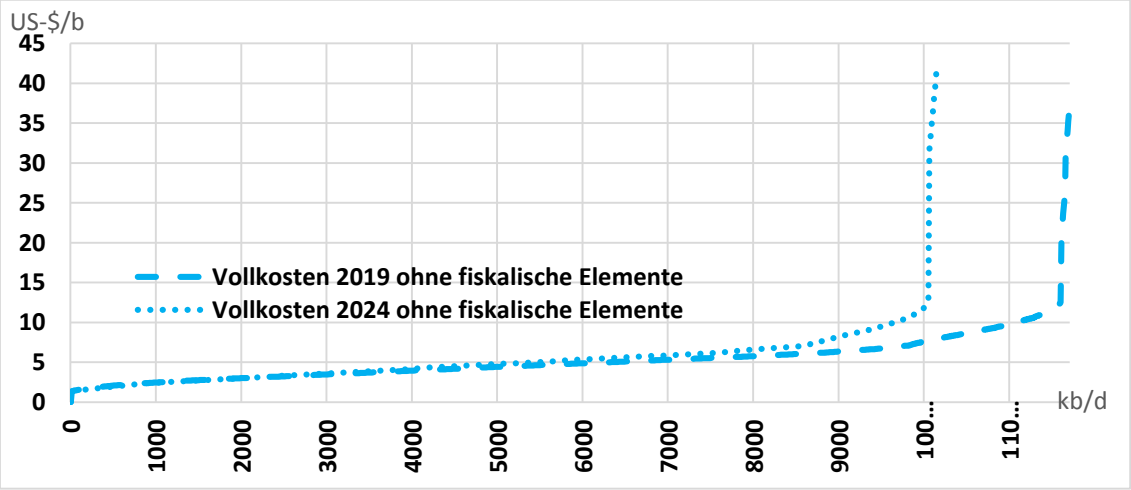


Abbildung 6.61: Saudische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.61 zu sehen, würde die Förderkapazität Saudi-Arabiens bis zum Jahr 2024 auf ca. 10,15 mb/d sinken. Aufgrund der Notwendigkeit zur Anwendung tertiärer Fördermethoden im Khafji-Feld steigen auch die Vollkosten gegenüber 2019 an.

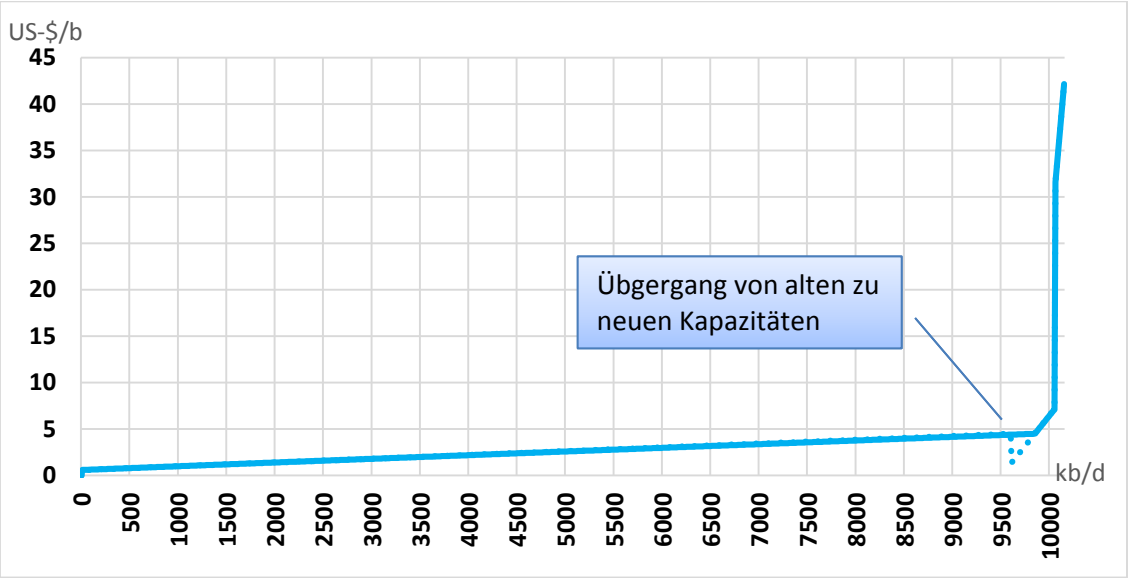


Abbildung 6.62: Langfristige Angebotskurve Saudi-Arabiens

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.62 zu sehen, stammen ca. 9,6 mb/d der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten ohne Erweiterungen und Umrüstungen, bei denen die Grenzkosten bis zu 4,5 US-$ je Barrel betragen. Mit etwa 0,55 mb/d würden die Erweiterungen der beiden Felder Khurais und Shaybah und die Anwendung von EOR-Methoden aus dem Khafji-Feld zur Fördermenge beitragen.

Hinsichtlich der Förderkapazität im Jahr 2024 sollte über die ermittelten Angebotskurven hinausgehendes Potential, aufgrund der möglichen Anwendung von EOR-Methoden, bestehen. So betreibt Saudi Aramco seit dem Sommer 2015 ein erstes Pilotprojekt zur CO_2-Injektion im Uthmaniyah-Feld, einem Teil des Ghawar-Feldes. Dieses Projekt soll über drei bis fünf Jahre betrieben werden und basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen beurteilt werden, wie sich EOR-Methoden in Saudi-Arabien anwenden lassen.[913] Da erst nach der Beendigung dieses Projekts über den großflächigen Einsatz von EOR-Methoden entschieden werden soll, sollte eine Steigerung der Fördermenge durch deren Anwendung frühestens in den 2020er Jahren erfolgen. Basierend auf den Schätzungen der IEA zu den Kosten von EOR-Methoden würden dabei zusätzliche Erschließungskosten von 9 bis 10 US-$ je Barrel entstehen.[914] Für die EOR-Förderkosten wird gemäß Abschnitt 5.2.1 die Annahme getroffen, dass diese zwischen 20 und 28 US-$ je Barrel betragen würden. Somit würden sich technische Vollkosten von ca. 29 bis 38 US-$ je Barrel ergeben.

[913] Vgl. Saudi Aramco (2015a).
[914] Vgl. IEA (2013), S. 444.

6.1.11 Vereinigte Arabische Emirate

Die im Osten der arabischen Halbinsel am Persischen Golf gelegenen Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) verfügten Ende 2014 über nachgewiesenen Ölreserven von 97,8 Mrd. Barrel. Die Fördermenge belief sich im Jahr 2014 auf ca. 2,8 mb/d.[915]

Nachdem britische Handelsschiffe häufig Opfer von Piraterie an den Küsten des Persischen Golfs geworden waren und es zwischen den verschiedenen dort ansässigen Stämmen regelmäßig zu Konflikten kam, wurde in Folge einer britischen Strafoperation 1819 ein Friedensvertrag zwischen neun Küstenstämmen und den Briten geschlossen, gemäß dem die Briten mit der Überwachung des Golfs betraut werden sollten. Weitere, im 19. Jahrhundert geschlossene, Abkommen ließen den politischen und ökonomischen Einfluss Großbritanniens auf die Küstenregion der heutigen VAE weiter steigen.[916]

Nachdem der britische Premierminister im Januar 1968 angekündigt hatte, dass sich die britischen Truppen bis Ende des Jahres 1971 vollständig vom Persischen Golf zurückziehen würden, trafen sich bereits im Februar 1968 die Herrscher der neun einflussreichen Scheichtümer am Golf um die Möglichkeit einer Föderation ihrer Emirate zu eruieren. Lediglich die Emirate Bahrain und Katar beschlossen, der Föderation nicht beizutreten sondern stattdessen eigenständige Staaten zu gründen. Im Juli 1971 kamen die Herrscher der verbliebenen sieben Emirate zusammen und verkündeten am 18. Juli 1971 die Gründung eines neuen Staates, der Vereinigten Arabischen Emirate, wobei das Emirat Ra`s al Khaimah zunächst nicht beitrat. Gleichzeitig wurde auch die erste Verfassung eingeführt. Die Proklamation des neuen Staates fand am 02. Dezember 1971 statt und der Beitritt Ra`s al Khaimahs erfolgte wenig später, am 10. Februar 1972.[917]

Während die VAE sich im iranisch-irakischen Krieg von 1980 bis 1988 weitestgehend neutral verhielten und eine Vermittlerrolle einnahmen, unterstützte das Land im Golfkrieg Anfang der 1990er Jahre die Operation „Desert Storm“ der von den USA angeführten Koalition gegen den Irak, indem das Land auch aktiv an Kampfhandlungen teilnahm.[918]

Insbesondere aufgrund des vergleichsweise hohen Wohlstandsniveaus im Land wurden die VAE von den Unruhen des arabischen Frühlings bisher nicht erfasst. Das höchste Verfassungsorgan stellt der „Oberste Rat“ dar, der sich aus den sieben Herrschern der Emirate zusammensetzt. Präsident – und damit Staatsoberhaupt – ist seit dem November 2004 der Herrscher des Emirats Abu Dhabi, Scheich Khalifa bin Zayed Al Nahyan.[919]

---

[915] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[916] Vgl. Heard-Bey (2010), S. 308-325.
[917] Vgl. Ebenda, S. 374-411.
[918] Vgl. Ebenda, S. 426-434.
[919] Vgl. Auswärtiges Amt (2015i).

6.1.11.1 Geschichte der Ölindustrie in den VAE

Mehr als 90 Prozent der Ölvorkommen der VAE befinden sich im Emirat Abu Dhabi. Die Geschichte der Ölindustrie der VAE wurde daher vor allem von den Entwicklungen in Abu Dhabi geprägt.[920]

Die Anfänge der Ölindustrie der VAE liegen im Jahr 1936, als der Herrscher des Emirats Abu Dhabi Explorationslizenzen für Onshore- und Offshore-Gebiete an die Petroleum Development (Trucial Coast) Ltd. (PDTC, ab 1962 Abu Dhabi Petroleum Company, ADPC), eine Tochtergesellschaft der Iraq Petroleum Company (IPC)[921], vergab. Kurz darauf vergaben auch die Herrscher Dubais und anderer Emirate ähnliche Lizenzen an die PDTC, so dass diese Explorationsrechte für das gesamte heutige Staatsgebiet der VAE hielt.[922]

Da jegliche Explorationstätigkeiten während des Zweiten Weltkriegs eingestellt wurden, wurde erst Ende der 1940er Jahre aktiv mit der Suche nach Öl in den VAE begonnen und im Februar 1950 eine erste, nicht erfolgreiche, Explorationsbohrung vorgenommen. Aufgrund des zunächst erfolglosen Verlaufs der ersten Explorationen reduzierte die IPC ihre Konzessionsgebiete in den VAE, so dass für die betroffenen Gebiete erneut Konzessionen vergeben werden konnten. So erhielt die Abu Dhabi Marine Areas Ltd. (ADMA), eine gemeinschaftlich von der britischen BP und der französischen CFP betriebene Ölgesellschaft, Mitte der 50er Jahre eine Konzession für die Offshore-Gebiete Abu Dhabis. Die in der Frühphase vergebenen Konzessionen wiesen Laufzeiten von 70 bis 75 Jahren auf.[923]

Die ersten wirtschaftlich förderbaren Ölvorkommen wurden im Jahr 1958 durch die ADMA, ca. 100 km vor der Küste Abu Dhabis nahe der Insel „Das Island“ entdeckt. Wenig später entdeckte die PDTC eine Onshore-Lagerstätte in Abu Dhabi. Weitere große Funde in Abu Dhabi folgten in den 1960er Jahren. In Dubai wurde erstmals 1966 ein wirtschaftlich förderbares Vorkommen entdeckt und weitere Funde folgten in den Jahren 1972, 1973 und 1981. In den beiden hinsichtlich des Ölsektors der VAE weniger bedeutsamen Emiraten Ra’s al-Kaimah und Sharjah wurden zwischen 1972 und 1992 insgesamt nur vier rentabel förderbare Vorkommen entdeckt.[924]

Die Ölförderung setzte 1962 in Abu Dhabi ein und stieg innerhalb kurzer Zeit auf über 180.000 b/d im Jahr 1964 an. Weitere drei Jahre später trat Abu Dhabi der OPEC bei. Diese Mitgliedschaft ging nach der Gründung der VAE 1971 auf den neuen Staat über.[925] Neue Konzessionen, die zwischen 1967 und 1971 an ausländische Ölgesellschaften vergeben wurden, wiesen gegenüber den ersten Konzessionen vorteilhaftere Bedingungen

---

[920] Vgl. Butt (2001), S. 231.

[921] Dem Konsortium bestehend aus BP, Compagnie Francaise des Petroles (CFP), Royal Dutch/Shell, Mobil und Exxon sowie Gulbenkian.

[922] Vgl. Al-Otaiba und Utaybah (1977), S. 38 sowie Schlesinger und Scheuring (2008), S. 32.

[923] Vgl. Al-Otaiba und Utaybah (1977), S. 38f; Schlesinger und Scheuring (2008), S. 32 und Butt (2001), S. 232.

[924] Vgl. Butt (2001), S. 232, S. 248.

[925] Vgl. Butt (2001), S. 232 und OPEC (o. J., a).

aus Sicht des Staats auf. So wurde die Laufzeit auf 20 bis 25 Jahre verkürzt, die Konzessionsgebiete deutlich verkleinert, Royalties und zu zahlende Steuern erhöht und dem Staat die Möglichkeit einer Beteiligung von 50 bis 80 Prozent an in Abu Dhabi tätigen Ölgesellschaften, die wirtschaftlich förderbare Vorkommen in dem Emirat entdeckten, eingeräumt. Zudem sollten die Ölgesellschaften bevorzugt einheimische Arbeitskräfte einstellen. Drei wirtschaftlich ausbeutbare Lagerstätten wurden durch Explorationsprojekte entdeckt, die unter den neuen Konzessionsbedingungen durchgeführt wurden. Die Fördermengen aus diesen Lagerstätten fielen jedoch, verglichen mit denen aus den früheren Konzessionen der ADPC und ADMA, deutlich geringer aus.[926]

1971, im Jahr der Staatsgründung der VAE, wurde auch die staatliche Ölgesellschaft Abu Dhabis, die Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), gegründet. Diese sollte operative Tätigkeiten, sowohl im Upstream- als auch im Downstream Bereich, durchführen. So erhielt sie 1973, im Rahmen der ersten Teilverstaatlichung, 25 % der Anteile an der ADPC und der ADMA. 1974 wurde der Beteiligungsgrad auf die noch heute bestehenden 60 % ausgeweitet.[927]

Zudem wurden im November 1974 die fiskalischen Bedingungen verschärft, indem die auf den Wert des geförderten Öls erhobene Royalty auf 20 % und der Körperschaftsteuersatz auf 85 % der erzielten Gewinne angehoben wurden.[928]

Die Entwicklung der Fördermenge (flüssiger Energieträger) der VAE ist in Abbildung 6.63 dargestellt.

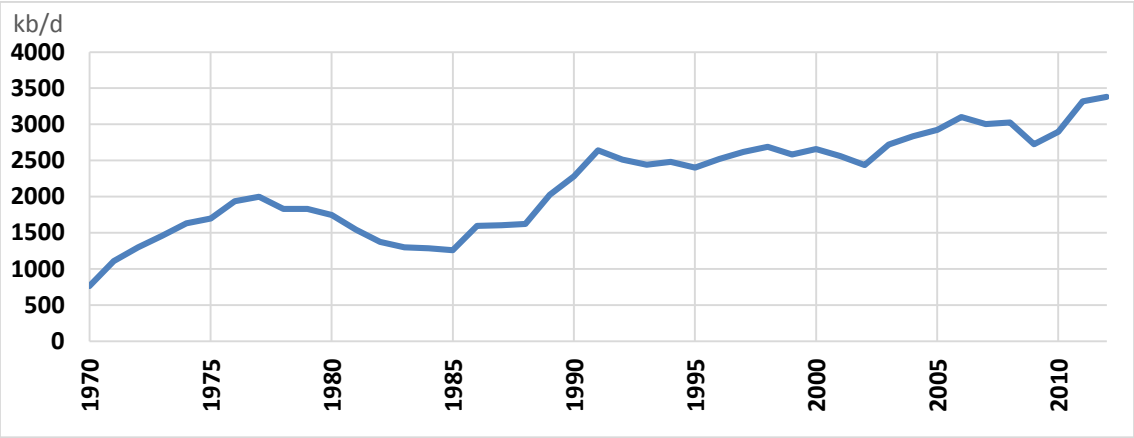


Abbildung 6.63: Förderung flüssiger Energieträger in den VAE

Datenquelle: BP (2013).

Wie in Abbildung 6.63 zu sehen, stieg die Fördermenge in den VAE bis 1977 kontinuierlich an auf nahezu 2 mb/d. Von den 2,0 mb/d stammten ca. 1,6 mb/d aus Abu Dhabi. Davon stammten wiederum ca. 1,0 mb/d aus Onshore-Lagerstätten und ca. 0,6 mb/d aus Offshore-Lagerstätten.[929]

[926] Vgl. Suleiman (2007), S. 43-45.
[927] Vgl. Butt (2001), S. 232f und Marcel (2006), S. 28f, S. 32.
[928] Vgl. Suleiman (2007), S. 114.
[929] Vgl. Suleiman (2007), S. 35.

In Folge der Teilverstaatlichung in Abu Dhabi wurden im Laufe der 1970er Jahre auch die Managementstrukturen der ADPC und ADMA geändert. So erhielt die staatliche ADNOC 60 % der Stimmanteile und das Entscheidungsrecht über mit hohen Investitionen verbundene Projekte.[930]

1980 und 1981 vergab Abu Dhabi sechs neue Konzessionen an ausländische Ölgesellschaften, unter denen bis 1988 neue Explorationen durchgeführt werden sollten. So wurden im Herbst 1980 Konzessionen für vier Onshore-Blöcke vergeben und im Folgejahr zwei Konzessionen für Offshore-Blöcke.[931]

Zudem erhielt die staatliche ADNOC im April 1980 exklusive Explorations- und Erschließungsrechte für fünf, bisher nicht durch Vereinbarungen gedeckte, Gebiete.[932]

Über die 1980er Jahre ergaben sich für die VAE grundsätzlich dieselben Entwicklungen wie für andere OPEC-Länder. So senkten auch die VAE aufgrund der nachlassenden Nachfrage in der ersten Hälfte der 1980er ihre Fördermenge massiv.

1988 wurde der Supreme Petroleum Council (SPC) gegründet, der die höchste Instanz hinsichtlich der Ausrichtung der Ölpolitik Abu Dhabis darstellt und auch für die Kontrolle der ADNOC zuständig ist. Besetzt wird das Gremium mehrheitlich von Mitgliedern der Herrscherfamilie Abu Dhabis.[933]

Ab 1986 weiteten die VAE ihre Fördermenge sukzessive aus. Während des Golfkriegs 1990/91 erreichte diese ihren vorläufigen Höhepunkt, als die reine Ölfördermenge im März/April 1991 auf nahezu 2,5 mb/d anstieg.[934] Damit hatte sie sich gegenüber Mitte der 1980er Jahre nahezu verdoppelt. Im selben Jahr erreichte die Fördermenge des Emirats Dubai mit durchschnittlich 410.000 b/d ihren bisherigen Höhepunkt.[935]

Im weiteren Verlauf der 1990er Jahre, bis in die frühen 2000er, schwankte die Fördermenge der VAE zwischen 2,0 und 2,5 mb/d. Die Fördermenge Abu Dhabis stieg dabei zwischen 1990 und 2003 von 1,7 mb/d auf 2,0 mb/d an. Onshore- und Offshore-Projekte trugen mit jeweils ca. 50 % zur Fördermenge bei, wobei der Anteil aus Onshore-Projekten zwischen 45 % (1990) und 53 % (1995) schwankte.[936]

Der Anstieg der globalen Ölnachfrage, der vor allem von asiatischen Schwellenländern wie China ausging, veranlasste die OPEC, wie in Abschnitt 4.6 erörtert, ihre Förderquoten ab 2004 deutlich anzuheben. Entsprechend weiteten auch die VAE –hauptsächlich Abu Dhabi – ihre Fördermenge ab 2004 aus, so dass diese von 2006 bis 2008 auf nahezu 2,7 mb/d anstieg. Die Ausweitung der Fördermenge hatte zur Folge, dass die Reservekapazität, wie in Abbildung 6.64 zu sehen, zwischenzeitlich auf nahezu Null sank.

---

[930] Vgl. Ebenda, S. 68f.
[931] Vgl. Suleiman (2007), S. 47ff. und Die Welt (1998).
[932] Vgl. Suleiman (2007), S. 74f.
[933] Vgl. Butt (2001), S. 236 und ADNOC (o. J.).
[934] Datenquelle: EIA (2013a).
[935] Vgl. Butt (2001), S. 237.
[936] Vgl. Butt (2001), S. 237, Suleiman (2007), S. 36 und EIA (2013a).

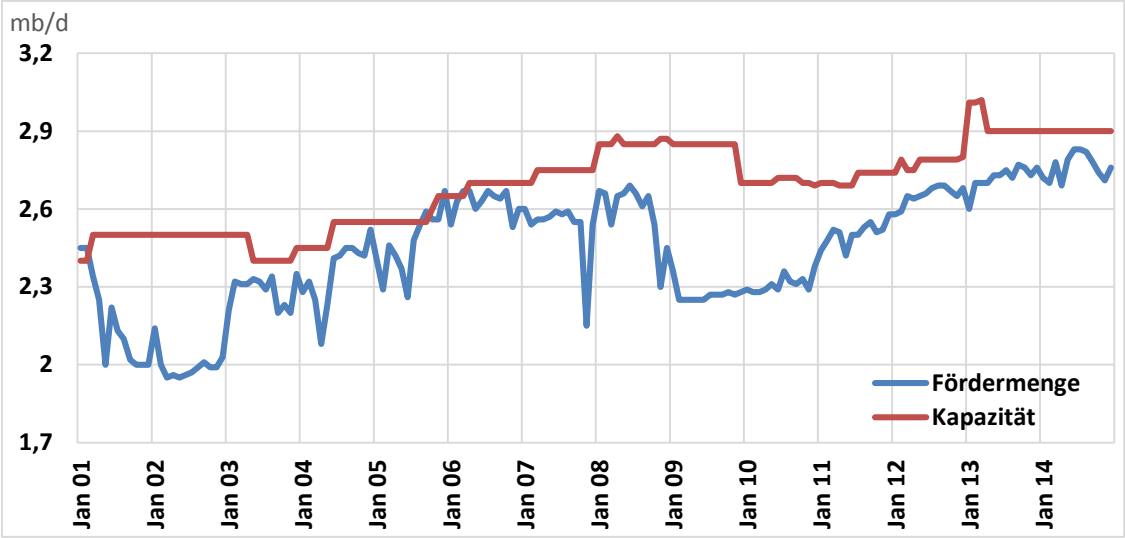


Abbildung 6.64: Ölfördermenge- und Kapazität in den VAE seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

Aufgrund des Rückgangs der Reservekapazität beschlossen die zuständigen Institutionen Abu Dhabis, die Förderkapazität bis zum Jahr 2006 auf 3,0 mb/d und bis zum Jahr 2010 auf 3,7 mb/d auszuweiten.[937] Diese Ziele wurden jedoch deutlich verfehlt. So belief sich die Förderkapazität der gesamten VAE im Jahr 2006 auf lediglich 2,7 mb/d. Dies war 0,3 mb/d geringer als der Zielwert, den sich allein das Emirat Abu Dhabi gesetzt hatte. Das für 2010 gesetzte Ziel wurde sogar um ca. 1 mb/d verfehlt.

Das Ausbleiben signifikanter Steigerungen der Förderkapazität lässt sich dadurch erklären, dass die bedeutendsten Felder des Landes sich bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befinden und in der jüngeren Vergangenheit nur wenige neue Lagerstätten entdeckt wurden. So wurden die größten Lagerstätten des Landes bereits in den 1950er und 1960er Jahren entdeckt, in den 1970ern noch einige wenige Vorkommen und ab den 1980er Jahren blieben Neufunde nahezu vollständig aus bzw. wurden nur sehr kleine Vorkommen entdeckt.[938]

Im April 2007 verstaatlichte Dubai die, 1963 mit einer Konzession ausgestatte, Dubai Petroleum Company, die bis dahin unter Führung der US-Ölgesellschaft ConocoPhillips von einem Konsortium ausländischer Ölgesellschaften (Totalfina-Elf, Repsol, RWE-DEA) betrieben worden war. Die Dubai Petroleum Company hatte die Offshore-Projekte des Emirats betrieben, deren Fördermenge seit dem Peak von über 0,4 mb/d im Jahr 1991 kontinuierlich gesunken war.[939]

[937] Vgl. Suleiman (2007), S. 75f.
[938] Vgl. Campbell (2013), S. 323.
[939] Vgl. Dubai Petroleum (o. J.) und Butt (2001), S. 237.

6.1.11.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der Ölindustrie in den VAE

Gemäß der Verfassung von 1971 liegen die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen (und damit auch Rohöl) beim jeweiligen Emirat.[940] Entsprechend legt auch jedes Emirat individuelle rechtliche und fiskalische Regeln für seinen Ölsektor fest. Da das Emirat Abu Dhabi mit ca. 80 % zur Fördermenge der VAE beiträgt und auch die Vorkommen sich überwiegend dort befinden, soll im Folgenden primär der rechtliche und fiskalische Rahmen dieses Emirats betrachtet werden.

Rechtlicher Rahmen

Statt eines umfassenden Öl- und Gasgesetzes verfügt Abu Dhabi über eine Reihe von den Ölsektor betreffenden Gesetzen.

Für in Abu Dhabi betrieben Ölprojekte sind primär die jeweiligen Konzessionsbedingungen maßgeblich, die zwischen dem Staat und den beteiligten Ölgesellschaften ausgehandelt werden. Diese haben sich über die Zeit dahingehend geändert, dass sie gegenüber den ersten, 1939 an die ADPC und 1953 an die ADMA, vergebenen Konzessionen – wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert – später für den Staat vorteilhaftere Bedingungen enthielten. So betrug die Laufzeit der 1980/81 vergebenen Konzessionen 35 Jahre.[941]

Die für den Ölsektor zuständige staatliche Instanz stellt seit 1988 der Abu Dhabi Supreme Petroleum Council dar, der die strategische Entscheidungen über die zukünftige Ausrichtung des Ölsektors trifft und für die Kontrolle des Ölsektors zuständig ist.[942]

Fiskalischer Rahmen

Hinsichtlich der Besteuerung von Ölgesellschaften existiert ebenfalls kein sektorspezifisches Gesetz. Maßgeblich ist hier das „Abu Dhabi Income Tax Decree“ von 1965, das auch die Körperschaftsteuer beinhaltet. Der Körperschaftsteuersatz für die Exploration und Förderung von Öl betreibende Unternehmen beträgt seit 1971 55 % auf ihre in Abu Dhabi erwirtschafteten Gewinne. In Abhängigkeit von der Fördermenge kann der Steuersatz auf bis zu 85 % ansteigen. Auf die Gewinne der staatlichen Ölgesellschaft ADNOC wird eine Körperschaftsteuer von 55 % erhoben. Die genauen Bedingungen für die von ausländischen Ölgesellschaften zu zahlende Körperschaftsteuer werden für jede Konzession individuell zwischen dem Staat und den beteiligten Ölgesellschaften ausgehandelt. Im Falle der 1981 an die deutsche Deminex vergebenen Konzession beispielweise wurde ein Körperschaftsteuersatz von 55 % vereinbart, der ab einer Fördermenge von durchschnittlich 100.000 b/d auf 65 % und ab einer Fördermenge von 200.000 b/d auf 85 % ansteigen sollte. Auch die anderen Emirate in denen Ölprojekte betrieben werden (Dubai, Sharjah und Ras Al Khaimah) implementierten steuerliche Regelungen, die denen Abu Dhabis entsprechen.[943]

---

[940] Vgl. Verfassung der VAE (1971), Art. 23.
[941] Vgl. Suleiman (2007), S. 41-48.
[942] Vgl. Abu Dhabi Government (o. J.).
[943] Vgl. Suleiman (2007), S. 113-117, S. 180 sowie Phakey und Renouf (2014).

Neben der Körperschaftsteuer wird in Abu Dhabi eine – ebenfalls für jede Konzession individuell ausgehandelte – Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben. Diese beläuft sich, in Abhängigkeit von der Fördermenge, auf 12,5 bis 20 %.[944]

6.1.11.3 Gegenwart der Ölindustrie in den VAE

Eine Übersicht über die bedeutendsten Felder der VAE mit ihrer bisherigen Förderkapazität und der beabsichtigten zukünftigen Fördermenge liefert Tabelle 6.17.

Tabelle 6.17: Fördermengen der Ölfelder in den VAE (in kb/d)

Feld	**Fördermenge (2012)**	**Fördermenge (2014)**	**Zielmenge (Jahr)**
Bu Hasa	550		1.540 (2014)
Sahil, Asab, Shah	430		
Murban Bab	360		
Bida al-Quemzan	225		300 (2016)
Al-Dabbiya, Rumaitha, Shanayel	100		k. A.
Onshore-Kapazität	**1.665**		**1.840**
Upper Zakum	500	550 - 590	750 (2016)
Lower Zakum	300	345	425 (?)
Umm Shaif	230		280 (2018)
Satah	20		120 (2017)
Nasr	0		65 (2018)
Um Lulu	0		105 (2018)
Offshore-Kapazität	**1.050**		**1.745**
Gesamtförderkapazität	**2.715**		**3.585**

Quellen: EIA (2013, VAE) und EIA (2015, VAE), und ZADCO (o. J., a).

Wie in Tabelle 6.17 zu sehen, betrug die Fördermenge der Offshore-Felder im Jahr 2012 ca. 1,05 mb/d und der Onshore-Felder ca. 1,65 mb/d.

Die Offshore-Projekte in Abu Dhabi werden gegenwärtig durch zwei Konsortien betrieben. Das Upper Zakum-Feld wird durch die ZADCO (Zakum Development Company) betrieben, an der die ADNOC mit 60 %, ExxonMobil mit 28 % und die Japan Oil Development Company (JODCO) mit 12 % beteiligt sind. Gegenwärtig beträgt die Fördermenge aus dem Feld 500.000 b/d. Damit ist es - hinsichtlich der Fördermenge - das zweitgrößte Feld des Landes. Außerdem werden von der ZADCO die Offshore-Felder Umm Al-Dalkh und Satah betrieben. Die weiteren Offshore-Felder des Emirats werden durch die 1977 in ADMA-OPCO umbenannte ADMA betrieben, an der die ADNOC einen Anteil von 60 %, BP von 14,66 %, Total von 13,33 % und JODCO von 12 % halten. Die Konzession für die ausländischen Ölgesellschaften läuft noch bis zum Jahr 2018.[945]

[944] Vgl. Suleiman (2007), S. 116.
[945] Vgl. Butt (2001), S. 233; EIA (2013, VAE); ZADCO (o. J.); ADMA-OPCO (o. J.) und JODCO (o. J.).

Im Januar 2014 endete die 75-jährige ADCO-Konzession für die Onshore-Felder Abu Dhabis und es konnte bis dahin keine Einigung zwischen dem Supreme Petroleum Council und den internationalen Ölgesellschaften erzielt werden. In der Folge übernahm die ADNOC die ADCO-Felder vollständig, so dass diese nun alleine von der staatlichen Ölgesellschaft betrieben werden. Auch öffnete sich Abu Dhabi zuletzt stärker gegenüber asiatischen Ölgesellschaften. So bildeten die ADNOC und die chinesische CNPC im Januar 2012 ein Joint-Venture zur Exploration und Erschließung bisher noch nicht erschlossener Onshore- und Offshore-Felder in Abu Dhabi. Der Beteiligungsgrad der ADNOC an dem Joint-Venture liegt bei den üblichen 60 %.[946]

6.1.11.4 Ermittlung der Kostenkurven für 2014

Schätzungen zu den technischen Vollkosten in den VAE variieren zwischen 4,80 US-$ je Barrel gemäß Al-Attar und Alomair (2005)[947] und ca. 7,00 US-$ je Barrel gemäß Reuters (2009)[948]. Al-Attar und Alomair schätzen dabei die Explorations- und Erschließungskosten auf 3,00 US-$ je Barrel und die Förderkosten auf 1,80 US-$ je Barrel.

Extrapoliert man die von Al-Attar und Alomair geschätzten Explorations- und Erschließungskosten mittels des UCCI, der zwischen 2005 und 2014 um 92,6 % anstieg, in das Jahr 2014, ergeben sich Explorations- und Erschließungskosten von durchschnittlich 5,78 US-$ je Barrel. Die Förderkosten lassen sich wiederum mittels des UOCI in das Jahr 2014 extrapolieren. Dieser wies zwischen 2005 und 2014 einen Anstieg von 51,7 % auf, so dass sich Förderkosten von durchschnittlich 2,73 US-$ je Barrel ergeben würden.

Die von Reuters geschätzten technischen Vollkosten setzen sich aus Explorations- und Erschließungskosten (capital costs) und Förderkosten (operating costs) zusammen, wobei keine Angaben zu den jeweiligen Anteilen der Kostenarten gemacht werden. Ausgehend vom Verhältnis der Kosten bei Al-Attar und Alomair wird die Annahme getroffen, dass zwei Drittel der Kosten auf die Explorations- und Erschließungskosten und ein Drittel auf die Förderkosten entfallen. Somit ergeben sich, basierend auf der Reuters-Kostenschätzung, für 2009 Explorations- und Erschließungskosten von 4,67 US-$ je Barrel und Förderkosten von 2,33 US-$ je Barrel. Unter Verwendung des UCCI und UOCI zur Extrapolation der Kosten ergeben sich für das Jahr 2014 Explorations- und Erschließungskosten von 5,29 US-$ je Barrel und Förderkosten von 2,76 US-$ je Barrel.

Ausgehend von den extrapolierten Förderkosten der Studien von Reuters sowie Al-Attar und Alomair und der Annahme einer Spanne von ±50 % um diese Kosten, um unterschiedliche Lagerstätteneigenschaften zu berücksichtigen, ergeben sich Förderkosten von 1,37 bis 4,10 US-$ je Barrel. Diese werden für die Angebotskurven angenommen.

Die durchschnittliche Fördermenge je aktivem Förderbohrloch betrug im Jahr 2013 ca. 633.000 Barrel. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Förderphase von 20 Jahren bei Onshore-Bohrlöchern und 15 Jahren bei Offshore-Bohrlöchern ergeben sich Fördermengen von 12,7 bzw. 9,5 Mio. Barrel über die gesamte Nutzungsdauer.

---

[946] Vgl. Fineren und Aizhu (2014) sowie DiPaola (2014).
[947] Vgl. Al-Attar und Alomair (2005), S. 250.
[948] Vgl. Reuters (2009).

Die Offshore-Felder der VAE im Persischen Golf befinden sich ausschließlich in flachen Gewässern. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Kosten ergeben sich die in Tabelle 6.18 zusammengefassten durchschnittlichen Bohrlochkosten für die bedeutendsten Felder der VAE.

Tabelle 6.18: Erschließungskosten je Bohrloch in den VAE

Ölfeld	**On-/Offshore**	**Tiefe (in m)**	**Kosten in Mio. US-$**	**Kosten je Barrel (US-$)**
Bu Hasa	Onshore	2.500 – 2.800	6,1 – 7,0	0,48 – 0,55
Sahil, Asab, Shah	Onshore	2.400 – 3.000	5,8 - 7,6	0,46 – 0,60
Murban Bab	Onshore	2.600 – 2.800	6,4 – 7,0	0,51 – 0,55
Upper Zakum	Offshore	2.100 – 2.400	12,2 – 14,4	1,28 – 1,52
Lower Zakum	Offshore	2.400 – 2.700	14,4 – 16,6	1,52 – 1,75
Umm Shaif	Offshore	3.000 – 3.700	19,0 – 24,8	2,00 – 2,61
Satah	Offshore	2.600 – 2.900	15,9 – 18,2	1,67 – 1,92

Datenquellen: EIA (2013, VAE) und Oil & Gas Journal (2014).

Wie in Tabelle 6.18 zu sehen, fallen die Bohrlochkosten der Offshore-Lagerstätten um ca. drei bis fünf Mal höher im Vergleich zu den Onshore-Lagerstätten aus.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ein Drittel und bei Offshore-Feldern ein Viertel an den Erschließungskosten ausmachen ergeben sich Erschließungskosten von 1,38 bis 1,80 für die Onshore-Felder und 5,12 bis 10,44 US-$ je Barrel für die Offshore-Felder des Landes.
Unter den getroffenen Annahmen zur Erschließungsdauer und dem realen Diskontfaktor belaufen sich die aufgezinsten Erschließungskosten der Onshore-Felder auf 1,85 bis 2,68 US-$ je Barrel und der Offshore-Lagerstätten auf 6,88 bis 15,67 US-$ je Barrel.
Gemäß dem in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 belaufen sich die Explorationskosten bei Onshore-Lagerstätten auf 0,37 bis 0,49 und bei Offshore-Lagerstätten auf 1,38 bis 2,82 US-$ je Barrel. Aufgezinst betragen diese bei einer durchschnittlich 5-jährigen Explorationsphase 0,80 bis 1,28 US-$ je Barrel bzw. 2,98 bis 7,38 US-$ je Barrel.
Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 2,65 bis 3,96 US-$ je Barrel bei Onshore-Feldern und 9,86 bis 23,05 US-$ je Barrel bei Offshore-Feldern.
Im November 2009 startete die ADCO ein erstes Pilotprojekt zur tertiären Ölförderung mittels CO_2-Injektion im Onshore-Feld Rumaitha. Bisher handelt es sich dabei um das einzige EOR-Projekt Abu Dhabis. Zwar liegen bisher keine konkreten Pläne vor, jedoch beabsichtigt ADCO zukünftig weitere CO_2-Injektionsprojekte durchzuführen.[949] Da die tertiäre-Förderung im Rumaitha-Feld ein Pilotprojekt mit geringen Fördermengen darstellt, wird diese in den Angebotskurven für 2014 noch nicht berücksichtigt.

[949] Vgl. ADCO (o. J.).

Hinsichtlich der fiskalischen Kosten wird die auf den Wert des geförderten Rohöls erhobene Royalty mit ihrem Mindestsatz von 12,5 % berücksichtigt. Der Mindestsatz wird berücksichtigt, da der konkrete Royaltsatz von den jeweiligen Konzessionsbedingungen abhängt, aber mindestens 12,5 % betragen muss.
Für die Förderkapazität der VAE, die im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 2,9 mb/d betrug, wird angenommen, dass ca. 1,7 mb/d aus Onshore-Feldern und ca. 1,2 mb/d aus Offshore-Feldern stammen.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.65 dargestellten kurzfristigen Angebotskurven.

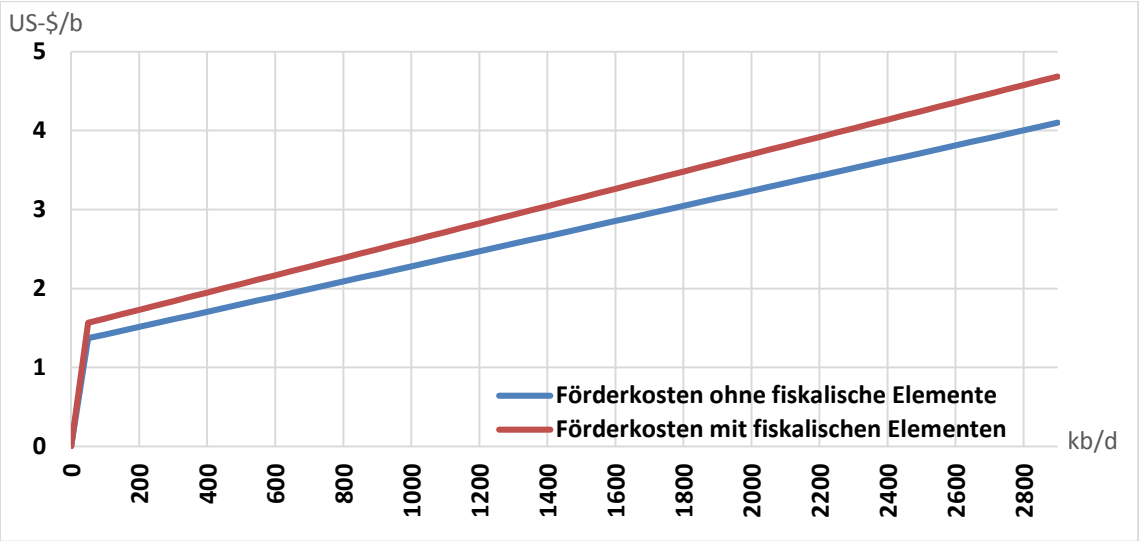


Abbildung 6.65: Kurzfristige Angebotskurven in den VAE

Eigene Darstellung

Demnach würden die kurzfristigen Grenzkosten, einschließlich Royalties, erst bei einem Ölpreis von ca. 4,70 US-$ je Barrel nicht mehr durch den Wert des geförderten Rohöls gedeckt werden.
Die Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte sind in Abbildung 6.66 dargestellt. Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven belaufen sich die technischen Vollkosten der Onshore-Projekte auf ca. 4 bis 8 US-$ je Barrel und der Offshore-Projekte auf 11 bis 28 US-$ je Barrel. Unter Berücksichtigung der Royalties von mindestens 12,5 % ergeben sich Vollkosten von ca. 4,5 bis 9 US-$ je Barrel bei in den VAE betriebenen Onshore- und ca. 13 bis 31,5 US-$ je Barrel bei Offshore-Projekten.

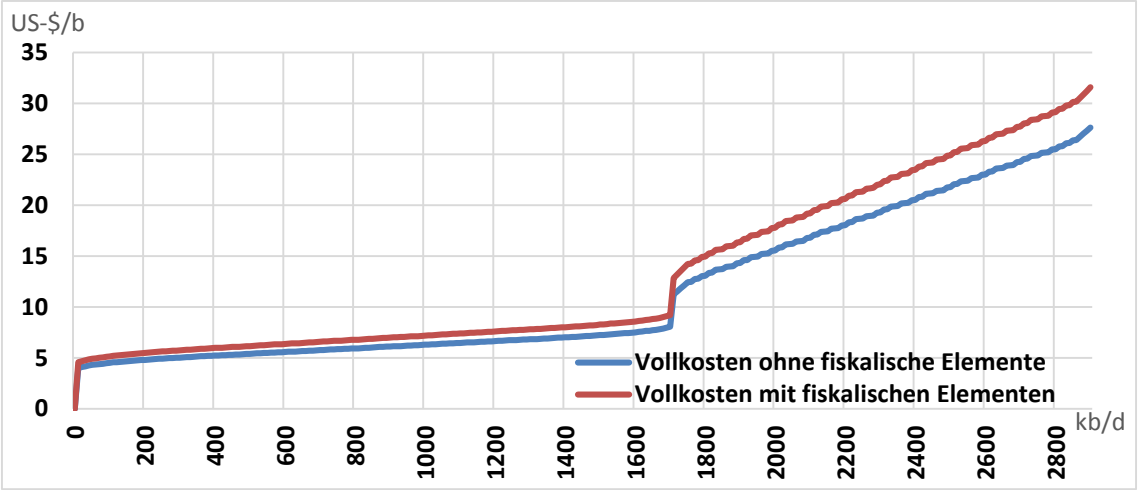


Abbildung 6.66: Vollkostenkurven des Jahres 2014 in den VAE

Eigene Darstellung

6.1.11.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Die nachgewiesenen Reserven des Landes beliefen sich gemäß OPEC (2015) Ende 2014 auf 97,8 Mrd. Barrel. Die kumulierte Förderung bis einschließlich 2014 betrug gemäß OPEC (2015) ca. 32,2 Mrd. Barrel. Neben den offiziellen Reserven weist die BGR (2014) für das Land Ressourcen in Höhe von ca. 8,1 Mrd. Barrel auf. Die kumulierte Fördermenge bis einschließlich 2013 belief sich gemäß BGR auf 33,0 Mrd. Barrel.[950]

Berücksichtigt man die Fördermenge des Landes im Jahr 2014 von ca. 1 Mrd. Barrel (ca. 2,75 mb/d), würden sich basierend auf den Zahlen der BGR noch verbleibende Reserven von ca. 96,8 Mrd. Barrel ergeben und sich die kumulierte Fördermenge auf 34,0 Mrd. Barrel belaufen. Basierend auf der Hubbert-These würde somit noch Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge bestehen.

Zweifel an den offiziell ausgewiesenen Reserven des Landes scheinen jedoch angebracht. So weiteten die VAE ihre Reserven 1986 gemäß Daten des BP-Statistikjahrbuchs in einem Schritt um nahezu 200 % von 33 auf 97,2 Mrd. Barrel aus und beließen sie seitdem nahezu unverändert auf diesem Niveau. Dabei wurden zwischen 1986 und (einschließlich) 2014 schätzungsweise 26 bis 31 Mrd. Barrel an Rohöl gefördert und blieben große Neufunde aus.[951] Demnach würden sich die noch verbleibenden Reserven auf lediglich 65 bis 70 Mrd. Barrel belaufen.

Campbell schätzt die ursprünglich vorhandenen förderbaren Ölvorkommen des Landes auf 85 Mrd. Barrel von denen 79 Mrd. Barrel bereits entdeckt wurden, so dass er glaubt, dass noch ca. 5,5 Mrd. Barrel an neuen Vorkommen der Entdeckung harren.[952] Zieht man die bisherige kumulierte Fördermenge von 32 bis 34 Mrd. Barrel von den ursprünglichen Vorkommen ab, verbleiben noch Reserven in Höhe von 51 bis 53 Mrd. Barrel. Da bisher

[950] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27 sowie BGR (2014), S. 72.
[951] Vgl. BP (2013) und Campbell (2013), S. 323. Berechnung der Fördermenge seit 1986 basierend auf Daten aus BP (2013).
[952] Vgl. Campbell (2013), S. 321.

selbst unter der Annahme noch verbleibender Reserven in Höhe von 51 bis 53 Mrd. Barrel weniger als 40 % der Vorkommen gefördert wurden, bestünde gemäß der Hubbert-These noch Potential für Ausweitungen der Fördermenge.
Gemäß EIA (2015, VAE) sollten zukünftige Ausweitungen der Fördermenge der VAE nahezu ausschließlich durch den Einsatz tertiärer Fördermethoden erfolgen, da kaum von signifikanten Neufunden auszugehen ist.[953]
Allerdings werden gegenwärtig auch einige konkrete Projekte für Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Felder und Neuerschließungen vorgenommen.
So soll die Fördermenge aus dem Upper Zakum-Feld von bisher ca. 550.000 b/d auf 750.000 b/d im Jahr 2016 ausgeweitet werden. Im Rahmen der Felderweiterung sollen künstliche Inseln aufgeschüttet werden auf denen Förder- und Verarbeitungsanlagen errichtet werden können. Außerdem sollen Bohrungen in im Vergleich zu bisherigen Bohrungen (ca. 3.000 Meter) deutlich größeren Tiefen (bis zu ca. 10.700 Meter, vorerst aber nur bis ca. ca. 6.000 Meter) durchgeführt werden und Feldabschnitte mit schlechterer Lagerstättenqualität erschlossen werden.[954]
Gegenwärtig unternimmt die ADMA-OPCO drei Feld-Erweiterungsprojekte, mittels derer die Förderkapazität bis 2018/19 um ca. 270.000 b/d gesteigert werden soll. So ist eine Ausweitung der Förderkapazität aus dem Satah-Feld um 100.000 b/d von bisher 20.000 b/d auf 120.000 b/d bis zum Jahr 2017 geplant. Zwei weitere Offshore-Projekte, deren Förderkapazität ausgeweitet werden sollen, sind das Nasr-Feld, aus dem seit Januar 2015 Öl gefördert wird und dessen Förderkapazität bis Ende 2018 auf ca. 65.000 b/d ansteigen soll, und das Umm Lulu-Feld, aus dem seit Oktober 2014 Öl gefördert wird und dessen Förderkapazität bis 2018 auf ca. 105.000 b/d ausgeweitet werden soll.[955]
Die Förderkapazität des, ebenfalls von ADMA-OPCO betriebenen, Lower Zakum-Feldes soll gemäß US-Energieagentur um ca. 80.000 b/d von bisher 345.000 b/d auf 425.000 b/d erhöht werden.[956]
Die Gesamtförderkapazität der Offshore-Felder Abu Dhabis würde somit bis 2019 um über 550.000 b/d von bisher ca. 1,1 auf ca. 1,65 mb/d ansteigen.
Nachdem die 75-jährige ADCO-Konzession für die Onshore-Felder Abu Dhabis im Januar 2014 auslief, vergab der Supreme Petroleum Council of the Emirate of Abu Dhabi eine neue Konzession mit einer 40-jährigen Laufzeit an die ADCO. Während die staatliche ADNOC 85 % der Anteile an der ADCO hält, wurden die französische Total (10 %) und die japanische INPEX (5 %) rückwirkend mit 15 % an dem Unternehmen beteiligt.[957]
Für die von der ADCO betriebenen Felder Bu Hasa, Sahil, Asab, Shah und Morban Bab wurde 2012 eine Ausweitung der Förderkapazität von 1,34 mb/d im Jahr 2012 auf 1,54 mb/d bis 2014 anvisiert. Die Kapazität des erst seit 2012 in der Förderphase befindlichen Bida al-Qemzan Feldes soll bis 2016 von 225.000 auf 300.000 b/d ausgeweitet

[953] Vgl. EIA (2015, VAE), S. 4.
[954] Vgl. ZADCO (o. J., a).
[955] Vgl. Oil & Gas Journal (2013a), Rigzone (2015), McAuley (2015), Emirates News Agency (2014) und Offshore-Technology (o. J.).
[956] Vgl. EIA (2015, VAE), S. 4.
[957] Vgl. ADCO (2015) und Total (2015a).

werden. Für die seit 1969, 1983 und 1993 betriebenen Felder Rumaitha, Al-Dabbiya, und Shanayel hingegen, aus denen aktuell ca. 100.000 b/d gefördert werden, sind aktuell keine Pläne zu Ausweitungen bekannt. Insgesamt soll die Förderkapazität der Onshore-Felder gemäß Total (2015) auf ca. 1,8 mb/d im Jahr 2017 ansteigen.[958]
Gemäß aktuellen Plänen strebt Abu Dhabi somit eine Förderkapazität von ca. 3,5 mb/d im Jahr 2017, gegenüber ca. 2,9 mb/d im Jahr 2014, an.[959]
Skepsis hinsichtlich dieser ambitionierten Pläne ist aus gleich mehreren Gründen angebracht. Zum einen konnten bereits die Ziele für die Jahre 2006 und 2010 nicht ansatzweise erreicht werden. Des Weiteren stellt sich die Frage, inwieweit durch die Ausbaupläne lediglich der natürliche Rückgang der Fördermenge aus den überwiegend seit einem halben Jahrhundert in der Förderphase befindlichen Feldern kompensiert werden soll. So wird der natürlichen Fördermengenrückgang in den VAE auf zwischen 2,3 % und 6,7 % geschätzt.[960] Ausgehend von der bisherigen Fördermenge von ca. 2,7 mb/d entspräche dies einem jährlich zu kompensierenden Rückgang von 60.000 bis 180.000 b/d.
Campbell prognostiziert lediglich eine Aufrechterhaltung des Fördermengenniveaus von ca. 2,7 mb/d bis 2023 und anschließend einen Rückgang um ca. 2,3 % jährlich.[961]
Gemäß US-Energieagentur lässt sich die Fördermenge des Landes nur durch die vermehrte Anwendung von EOR-Methoden aufrecht erhalten und steigern, da in der jüngeren Vergangenheit keine größeren Lagerstätten entdeckt wurden. Auch das Energieministerium des Landes kündigte zuletzt an, dass vermehrt auf EOR-Methoden wie Wasserflutung, Erdgasinjektion, Injektion von Chemikalien und CO_2-Injektion zurückgegriffen werden soll, um einen größeren Teil des in den Lagerstätten befindlichen Rohöls extrahieren zu können und die Förderphase der Felder zu verlängern.[962]
Für die Entwicklung der Onshore-Fördermenge bis 2019 wird die Annahme getroffen, dass durch die Implementierung tertiärer Fördermethoden der natürliche Fördermengenrückgang auf 2,5 % (gegenüber den sonst angenommenen 5 % bei Onshore-Feldern) reduziert werden kann. Somit würde die Onshore-Fördermenge auf ca. 1,5 mb/d (statt auf ca. 1,3 mb/d) sinken. Von den 1,5 mb/d werden ca. 1,3 mb/d mittels primärer und hauptsächlich sekundärer Methoden gefördert und ca. 0,2 mb/d mittels tertiärer Fördermethoden. Für die tertiäre Förderung werden zusätzliche (zu den bereits zuvor aufgetretenen) Erschließungskosten von 9 bis 10 US-$ je Barrel (basierend auf der Schätzung der IEA, 2013)[963] und Förderkosten von 20 bis 28 US-$ je Barrel angenommen.
Ausgehend von der Offshore-Fördermenge von ca. 1,2 mb/d im Jahr 2014 und einem natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. würde die Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 0,8 mb/d sinken. Beabsichtigt wird jedoch eine Ausweitung der Förderkapazität der Offshore-Lagerstätten auf ca. 1,75 mb/d.

---

[958] Vgl. EIA (2013, VAE), ADCO (o. J. a) und Total (2015a).
[959] Vgl. United Arab Emirates Ministry of Energy (2015), S. 21.
[960] Vgl. Campbell (2013), S. 322 und Sarbu (2011), S. 20.
[961] Vgl. Campbell (2013), S. 322.
[962] Vgl. EIA (2015, VAE), S. 3 und United Arab Emirates Ministry of Energy (2015), S. 98.
[963] Vgl. IEA (2013), S. 444.

Wie bereits erörtert, sollen bei der Erweiterung des Upper Zakum-Felds Bohrungen in Tiefen von vorerst bis zu ca. 6.000 Metern (20.000 Fuß) vorgenommen werden und zur Erschließung des Feldes künstliche Inseln angelegt werden. In den von der ZADCO angegebenen Bohrlochtiefen von ca. 3.000 bis 6.000 Metern würden die Bohrlochkosten, gemäß den Schätzungen aus Abschnitt 5.2.1, ca. 19 bis 46,3 Mio. US-$ betragen. Unter der Annahme der in Abschnitt 6.1.11.4 ermittelten durchschnittlichen Fördermenge von 9,5 Mio. Barrel über die Förderdauer eines Offshore-Bohrlochs in den VAE ergeben sich Bohrlochkosten von 2,00 bis 4,87 US-$ je Barrel. Unter der üblichen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Offshore-Projekten ein Viertel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 8 bis 19,48 US-$ je Barrel. Bei einer 5-jährigen Erschließungsdauer ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 10,74 bis 26,16 US-$ je Barrel. Da sich das Feld bereits in der Förderphase befindet und entsprechend bereits umfassend exploriert wurde, werden für die Ausweitung der Fördermenge nur die ermittelten Erschließungskosten berücksichtigt. Für die beabsichtigten Erweiterungen der anderen Felder, die sich bereits in der Förderphase befinden, werden ebenfalls die für das Upper-Zakum-Feld ermittelten Kosten unterstellt.
Hinsichtlich der fiskalischen Kosten wird weiterhin der Mindestsatz der Royalties von 12,5 % angenommen.
Für den Zeitraum nach 2019 wurden bisher keine Informationen zu neuen Projekten veröffentlicht. Grundsätzlich wäre somit für den Zeitraum nach 2019 von einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % bei Onshore-Projekten und 7,5 % bei Flachwasser-Offshore-Projekten auszugehen. Realistischer scheint jedoch, dass der Einsatz tertiärer Fördermethoden bei Onshore-Feldern weiter intensiviert wird und auch bei Offshore-Projekten tertiäre Fördermethoden zur Anwendung kommen könnten. So entwickelt die ADNOC gegenwärtig, auch mit der Offshore-Projekte betreibenden ADMA-OPCO, eine Strategie zum Einsatz von EOR-Methoden in den bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindlichen Offshore-Feldern des Landes. Sowohl für die Onshore- als auch die Offshore-Förderung wird daher die Annahme getroffen, dass der natürliche Fördermengenrückgang in den Jahren 2020 bis 2024 durch den Einsatz tertiärer Fördermethoden auf 2,5 % bzw. 3,75 % halbiert werden kann.
Die Offshore-Fördermenge, für die angenommen wird, dass diese im Jahr 2019 ca. 1,75 mb/d beträgt, würde demnach auf ca. 1,45 mb/d (statt ca. 1,2 mb/d) sinken. 0,25 mb/d würden somit mittels tertiärer Fördermethoden gefördert werden. Für die zusätzlichen Erschließungskosten werden 9 bis 10 US-$ je Barrel und für die Förderkosten 20 bis 28 US-$ je Barrel angenommen.
Die Onshore-Förderkapazität primärer und sekundärer Fördermethoden würde unter den vorgenommenen Berechnungen im Jahr 2019 ca. 1,3 mb/d betragen und bei einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % p. a. auf ca. 1,0 mb/d im Jahr 2024 sinken. Durch die Anwendung tertiärer Fördermethoden sinkt sie jedoch lediglich auf ca. 1,15 mb/d. Bei Feldern, in denen bereits im Jahr 2019 tertiäre Fördermethoden angewandt werden, wird vom natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % ausgegangen, so dass deren Förder-

menge auf 0,15 mb/d sinken würde. Somit würde sich für 2024 eine Onshore-Fördermenge von 1,3 mb/d ergeben, von denen 0,3 mb/d mittels tertiärer Fördermethoden gewonnen werden.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.67 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

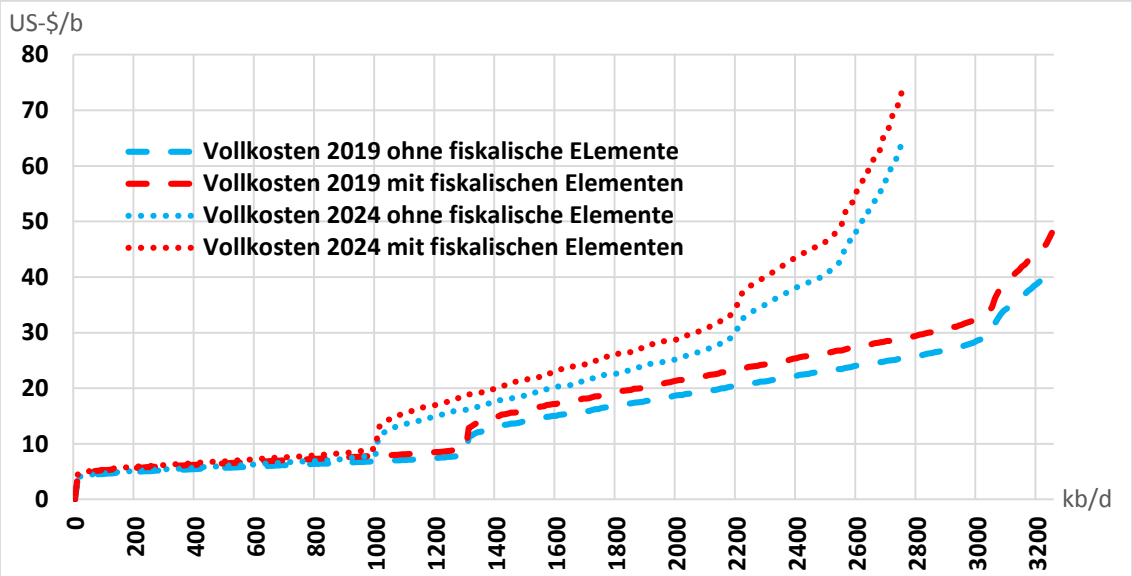


Abbildung 6.67: Vollkostenkurven 2019 und 2024 in den VAE

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.67 zu sehen, erscheint ein Anstieg der Förderkapazität des Landes auf ca. 3,25 mb/d im Jahr 2019 möglich. Anschließend würde die Kapazität auf ca. 2,75 mb/d im Jahr 2024 sinken, sofern keine, bisher noch nicht bekanntgemachten, Projekte durchgeführt werden. Durch die Ausbeutung tieferer und schwieriger zu erschließender Lagerstätten sowie der Anwendung tertiärer Fördermethoden steigen die Vollkosten bis zum Jahr 2024 deutlich an. So betragen die technischen Kosten im Jahr 2019 bis zu ca. 40 US-$ je Barrel und im Jahr 2024 bis zu ca. 64 US-$ je Barrel. Insbesondere die Anwendung von EOR-Methoden bei Offshore-Feldern würde, mit technischen Vollkosten von ca. 39 bis 64 US-$, besonders kostenintensiv ausfallen. Werden auch die Royalties berücksichtigt, steigen die Vollkosten im Jahr 2019 auf bis zu ca. 48 US-$ je Barrel an und im Jahr 2024 auf bis zu ca. 73 US-$ je Barrel.
Werden nur die, für zukünftige Entscheidungen relevanten, Grenzkosten berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.68 dargestellten langfristigen Angebotskurven. Demnach würde die Fördermenge ohne Investitionen in die Erschließung neuer Felder und Erweiterungen/Umrüstungen bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Felder auf ca.1,55 mb/d sinken. Bei diesen Projekten belaufen sich die Grenzkosten, selbst unter Berücksichtigung fiskalischer Elemente, auf maximal ca. 5 US-$ je Barrel.
Die zusätzliche Fördermenge durch erst noch zu tätigende Investitionen würde sich auf ca. 1,2 mb/d belaufen. Die Grenzkosten dieser 1,2 mb/d betragen gemäß der ermittelten

Angebotskurven ca. 12 bis 38 US-$ je Barrel, sofern nur technische Kosten berücksichtigt werden. Einschließlich fiskalischen Elementen steigen die Grenzkosten auf ca. 14 bis 43 US-$ je Barrel an.

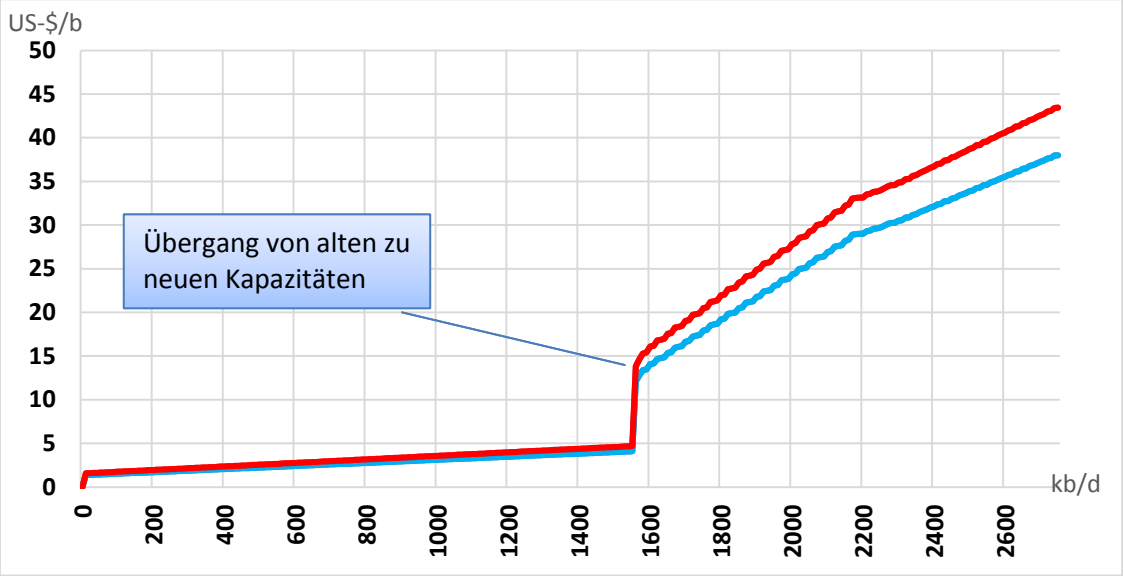


Abbildung 6.68: Langfristige Angebotskurven in den VAE

Eigene Darstellung

6.1.12 Venezuela

Die bolivarische Republik Venezuela, die sich aus 23 Bundesstaaten und dem Hauptdistrikt zusammensetzt, verfügte Ende 2014 mit 300 Mrd. Barrel über die weltweit größten nachgewiesenen Ölreserven. Die Fördermenge des Landes betrug 2014 durchschnittlich ca. 2,7 mb/d.[964]

1821 erlangte Venezuela im Rahmen des von Simon Bolivar angeführten Unabhängigkeitskrieges seine Unabhängigkeit von der bisherigen Kolonialmacht Spanien und wurde zunächst Teil der Republik Großkolumbien, der auch Kolumbien, Panama und Ecuador angehörten. Bereits kurz nach dem Tod von Simon Bolivar im Jahr 1830 zerfiel die Republik Großkolumbien und wurde Venezuela ein souveräner Staat. In der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde das Land hauptsächlich durch autoritär herrschende Regierungen regiert. So regierte von 1908 bis 1935 der Diktator Juan Vicente Gomez und von 1948 bis 1958 eine Militärjunta, der zwischen 1952 und 1958 General Marcos Pérez Jiménez vorsaß. Mit deren Absetzung im Jahr 1958 wurde ein demokratisches System eingeführt.[965]

Bis zur Wahl von Hugo Chávez zum Präsidenten im Dezember 1998 wurde die venezolanische Politik von zwei Parteien, der sozialdemokratischen „Acción Democrática“ und der konservativen „COPEI“ dominiert. Seitdem wird das Land durch eine Regierungskoalition, Gran Polo Patriótico (GPP), unter Führung der 2008 von Chavez gegründeten PSUV (Vereinte Sozialistische Partei Venezuelas / Partido Socialista Unido de Venezuela) regiert. Nach Chavez‘ Tod am 5. März 2013 wurde am 14. April 2013 sein bisheriger Vizepräsident Nicolás Maduro zum neuen Präsidenten gewählt. Seit der letzten Verfassungsreform aus dem Jahr 2009 besteht für den auf sechs Jahre gewählten Präsidenten die unbegrenzte Möglichkeit zur Wiederwahl.[966]

6.1.12.1 Geschichte der venezolanischen Ölindustrie

Obwohl von Ölvorkommen in Venezuela schon im 16. Jahrhundert berichtet wurde, liegen die Anfänge der industriellen Ölförderung in dem Land erst in den Jahren 1907 und 1912, als erstmals Explorations- und Förderrechte vergeben wurden. Diese Rechtevergabe veranlasste die Regierung unter Juan Vicente Gomez erste, den Bergbau und Ölsektor betreffende, Gesetze einzuführen.[967]

Das erste wirtschaftlich förderbare Vorkommen wurde 1914 östlich des Maracaibo-Sees im Nordwesten des Landes entdeckt.[968] Die Ölförderung setze bereits 1917 ein und betrug im ersten Jahr ca. 120.000 Barrel. Nachdem die britische Ölgesellschaft Shell bereits seit 1912 in Venezuela tätig war, investierten in den folgenden Jahren weitere britische und US-amerikanische Ölgesellschaften in Venezuela. Einige dieser Ölgesellschaften verla-

---

[964] Vgl. OPEC (2015), S. 22 und S. 27.
[965] Vgl. International Business Publications (2012d), S. 23.
[966] Vgl. International Business Publications (2012d), S. 23 und Auswärtiges Amt (2015j).
[967] Vgl. International Business Publications (2012d), S. 37 und Mommer (1996), S. 132.
[968] Vgl. OPEC (o. J. b) und Mommer (1998), S. 1.

gerten ihre Investitionen von Mexiko nach Venezuela, was sich durch die politische Entwicklung in Mexiko ab 1917 begründete. Im Gegensatz zur mexikanischen Politik versprach der seit 1908 amtierende venezolanische Diktator Juan Vicente Gomez den internationalen Ölgesellschaften politische, administrative und fiskalische Stabilität. 1919 erwarb Standard of New Jersey eine Konzession für ein Gebiet, das auch Teile des Maracaibo-Sees umfasste. Die erste große Lagerstätte Venezuelas wurde im Dezember 1922 von Shell im Maracaibo-Becken entdeckt und bald wurden dort schätzungsweise 100.000 Barrel am Tag - unter anderem aus dem weltweit ersten Offshore-Bohrloch - gefördert. Diese Entwicklungen hatten zur Folge, dass weitere Ölgesellschaften aus den USA und Großbritannien mit der Exploration und Erschließung von Lagerstätten in Venezuela begannen. So stieg die Fördermenge, die im Jahr 1921 noch ca. 1,4 Mio. Barrel betragen hatte, auf 137 Millionen Barrel im Jahr 1929 an. Damit wurde das Land zum weltweit zweitgrößten Ölförderer jener Jahre.[969]

Einen bedeutenden Einschnitt für die venezolanische Ölindustrie stellte die Reform des Ölsektors durch die Einführung des Öl- und Gasgesetzes (Hydrocarbon Law) im Jahr 1943 dar. Dieses Gesetz enthielt erstmals einen einheitlichen Rahmen für alle Öl-Konzessionen des Landes. Eine Auswirkung der Reform bestand darin, dass alle bisherigen Konzessionen unter veränderten Bedingungen erneuert wurden. Von großer Bedeutung war hierbei insbesondere die Einführung einer Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls, deren Mindestsatz 16,67 % betrug, und einer Körperschaftsteuer. Das mit der Reform verbundene Ziel bestand in einer Steigerung des staatlichen Anteils an den Erträgen der Ölindustrie. Die Konzessionen, die nach der Einführung des neuen Gesetzes - in den Jahren 1943 bis 1945 - vergeben wurden, wiesen Laufzeiten von 40 Jahren auf.[970]

Im Jahr 1949 wurde mit dem Bergbau-, Öl- und Gasministerium („Ministry of Mines and Hydrocarbons“, später „Ministry of Energy and Mines“, im Folgenden MEM) ein eigenständiges, für den Rohstoffsektor zuständiges, Ministerium gegründet, dessen Minister Juan Pablo Perez Alfonso wesentlich an der Gründung der OPEC 1960 mitwirkte. Überdies wurde 1960 mit der „Corporacion Venezolana de Petroleo“ (CVP) die erste staatliche Ölgesellschaft des Landes gegründet. Die CVP übernahm die Exploration, Erschließung und Förderung in einigen Regionen außerhalb der Konzessionsgebiete.[971]

Gemäß dem 1967 verabschiedeten neuen Öl- und Gasgesetz erhielt fortan ausschließlich die CVP Explorations- und Förderrechte, wobei es dieser offen stand, Vereinbarungen mit anderen Ölgesellschaften zu treffen.[972]

1971 wurde das sogenannte „Reversionsgesetz“ verabschiedet, gemäß dem alle Förderrechte und Anlagen der in Venezuela tätigen ausländischen Ölgesellschaften an den venezolanischen Staat fallen sollten, sobald die Konzessionen ausliefen. Dies wäre erstmals 1983 der Fall gewesen. Zudem wurden den Ölgesellschaften nur geringe Entschädigungen in Aussicht gestellt. Bis 1972 verabschiedete die venezolanische Regierung weitere

[969] Vgl. Yergin (1991), S. 302-306; Bukold (2009), S. 15 und Brown (1985), S. 364.
[970] Vgl. Mommer (1996), S. 133; Mommer (1998), S. 4f und S. 9 sowie PDV (o. J.).
[971] Vgl. Mommer (1998), S. 6f.
[972] Vgl. Mommer (1998), S. 7f.

Gesetze, die dem Staat eine wirksamere administrative Kontrolle über den Ölsektor ermöglichten und die Steuerbelastung der im Land tätigen Ölgesellschaften auf 96 % der erzielten Gewinne erhöhten. Da die Regierung nicht bis 1983 warten wollte, bis sie wieder Eigentümer der Ölvorkommen des Landes würde, wurde 1973 das Gesetz zur Verstaatlichung der venezolanischen Ölindustrie verabschiedet. Dieses sah eine Übertragung der von ausländischen Ölgesellschaften in Venezuela betriebenen Projekte an die CVP für den 1. Januar 1976 vor. Betroffen hiervon waren vornehmlich US-amerikanische Ölgesellschaften. Die in Venezuela tätigen ausländischen Ölgesellschaften reagierten auf die politischen Entscheidungen der Jahre 1971 bis 1973, indem sie ihre Investitionen in Venezuela, die bereits seit den 1960er Jahren gering gewesen waren, weiter reduzierten und teilweise vollständig einstellten. Die venezolanische Regierung wiederum versuchte dem Abfluss an Technologie und Know-how entgegenzuwirken, indem sie mit den Ölgesellschaften Werkverträge aushandelte, gemäß denen die früheren Konzessionäre im Austausch für die Bereitstellung von Personal und Technik ein festes Entgelt (0,14 bis 0,15 US-$ je Barrel) erhalten sollten. Um den Zugang zu den internationalen Absatzmärkten nicht zu verlieren schloss Venezuela mit den Ölgesellschaften langfristige Lieferverträge ab. Diese Lieferverträge waren auch für die Ölgesellschaften sinnvoll, da diese das venezolanische Öl benötigten um ihre Raffinerien weiterhin rentabel betreiben zu können. So schloss Exxon ein Jahr nach der erfolgten Verstaatlichung einen Liefervertrag über 900.000 b/d ab. Erst 1977 – nachdem die Verstaatlichung abgeschlossen war – legte die im Januar 1976 gegründete staatliche Ölgesellschaft „Petróleos de Venezuela, S.A." (PDV) ein umfangreiches Investitionsprogramm auf, durch das der Rückgang der Fördermenge aus den älteren Feldern kompensiert werden sollte. Dieses Programm umfasste insbesondere Erschließungsprojekte im Schwerstöl enthaltenden Orinoco-Gürtel.[973]
Nach der Verstaatlichung der Ölindustrie wurde dem Energie- und Bergbauministerium die Verantwortung für die Ölpolitik und Aufsicht über den Sektor übertragen, während die PDV und ihre Tochtergesellschaften für die operativen Tätigkeiten im Ölsektor zuständig sein sollte.[974]

---

[973] Vgl. Ebenda, S. 10f und 22.
Für eine detaillierte Betrachtung des Weges zur Verstaatlichung, ihrer Umsetzung und Auswirkungen auf ausländische Ölgesellschaften (insbesondere die Beziehungen zwischen US-Ölgesellschaften bzw. den USA und Venezuela) siehe Petras et al. (1977) und Yergin (1991), S. 797-799.
[974] Vgl. Wainberg, M. (2004), S. 4.

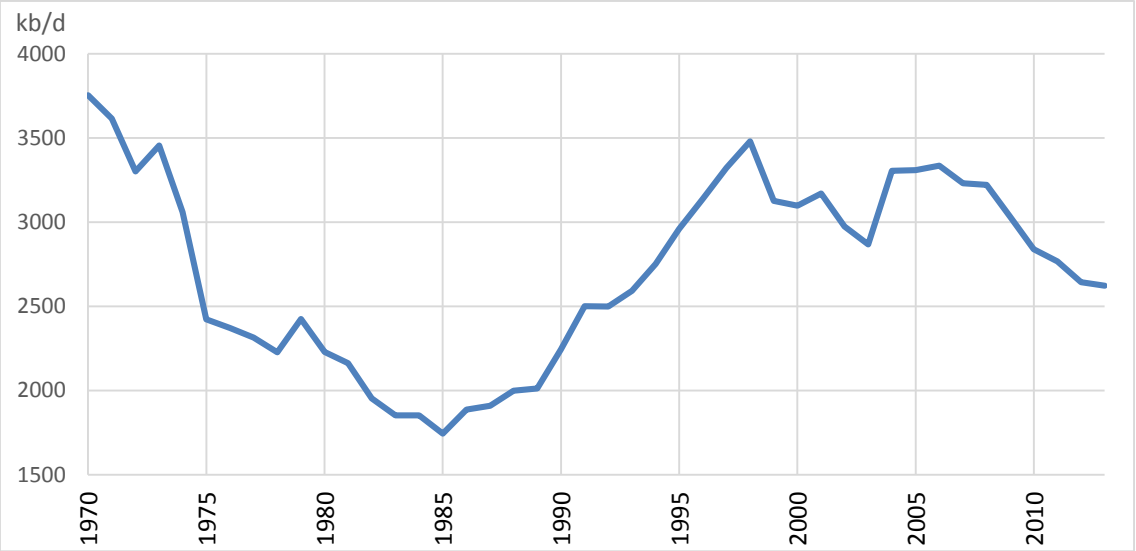


Abbildung 6.69: Förderung flüssiger Energieträger in Venezuela

Datenquelle: BP (2014).

Nachdem die PDV den Rückgang der Fördermenge Ende der 1970er Jahre kurzzeitig gestoppt hatte, reduzierte auch Venezuela, bedingt durch den Rückgang der globalen Ölnachfrage in der ersten Hälfte der 1980er Jahre, seine Fördermenge. Zudem wurde das 1977 eingeleitete Investitionsprogramm gestoppt. Wie in Abbildung 6.69 zu sehen, sank die Fördermenge an flüssigen Energieträgern in Venezuela vor diesem Hintergrund bis 1985 auf zwischenzeitlich ca. 1,75 mb/d und erholte sich erst in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre wieder.[975]

Am 2. Februar 1989 wurde Carlos Andrés Pérez – unter dem 1976 die Ölindustrie verstaatlicht worden war – zum zweiten Mal Präsident des Landes, das zu dieser Zeit gegen den Staatsbankrott kämpfte. Um Kredite vom internationalen Währungsfonds zu erhalten, musste die Regierung Wirtschaftsreformen durchführen, die insbesondere eine Öffnung heimischer Industrien für ausländische Unternehmen umfassen sollten.[976] Vor diesem Hintergrund entsann die PDV unter ihrem, im März 1990 ernannten, neuen Präsidenten Andrés Sosa Pietri die sogenannte „Apertura Petrolera“, die Öffnung des Ölsektors für ausländische Investoren, die ab 1992 zur Wiederkehr internationaler Ölgesellschaften führte.[977]

Mit der Apertura Petrolera einher ging ein bedeutender Wandel innerhalb der PDV. Hatte sich diese bisher an die Vorgaben des zuständigen Ministeriums und der OPEC (hinsichtlich der Fördermenge) gehalten, verfolgte das Management nun den Plan, unabhängiger von der Politik zu werden und stattdessen wie ein privates Unternehmen agieren zu können. Nachdem sich die PDV bei der Politik für eine Öffnung des Ölsektors eingesetzt hatte, genehmigte das Parlament in den Jahren 1992/93 erstmals wieder eine „begrenzte ausländische Beteiligung“ an Ölprojekten in Venezuela. Diese Genehmigungen betrafen

[975] Vgl. Mommer (1998), S. 22f.
[976] Vgl. Tarver und Frederick (2005), S. 139f.
[977] Vgl. Mommer (2001), S. 17 und 34.

zunächst nur marginale Felder und Schwerstölfelder. Die Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften sollte primär über Werkverträge (sog. operating agreements) und Joint-Ventures mit der PDV erfolgen.[978] Zwischen 1992 und 1997 wurden im Rahmen von drei Ausschreibungsrunden 33 Werkverträge geschlossen. Die Gesamtfördermenge der unter Werkverträgen durchgeführten Projekte stieg gemäß Mommer bis zum Jahr 2001 auf ca. 510.000 b/d an.[979]

In der ersten und zweiten Vergaberunde 1992/93 wurden verlassene und zu dem Zeitpunkt nicht betriebene Ölfelder für Werkverträge ausgeschrieben. Maßgebliche Gebotsparameter stellten die von den Ölgesellschaften beabsichtigten Arbeitsprogramme (Höhe der beabsichtigen Investitionen), das Arbeitsentgelt je gefördertem Barrel und einmalige Bonuszahlungen dar. Dabei war in der ersten Runde das Arbeitsprogramm, in der zweiten das Arbeitsentgelt und in der dritten die Bonuszahlung die entscheidende Gebotsvariable.[980]

Da die in den ersten beiden Runden abzuschließenden Verträge primär sog. „marginale Felder“ betrafen, bei denen der Wert des geförderten Öls die Kosten kaum überstieg, setzte sich die PDV für eine Senkung der Abgaben an den Staat ein. Diese Forderung wurde von der Politik umgesetzt, indem die Royalty auf den Wert des geförderten Öls für solche Projekte auf 1 % reduziert wurde und die Produktionsteuer, bei der es sich eher um eine Ausfuhrsteuer handelte, da sie sich auf das durch den Export des geförderten Rohöls erzielte Einkommen bezog,[981] schrittweise abgeschafft wurde. Diese fiskalischen Erleichterungen wirkten sich positiv auf die Erträge der PDV aus, da diese den unter Werkverträgen tätigen Ölgesellschaften einen fixen Betrag je Barrel zahlte und nun auf den Wert des geförderten Rohöls geringere Steuern und Abgaben leisten musste.[982]

Nachdem 1993 neben den Werkverträgen zur Ausbeutung der marginalen Felder auch Joint-Ventures mit ausländischen Ölgesellschaften zur Erschließung und Förderung der Schwerstöl-Vorkommen im Orinoco-Gürtel vereinbart worden waren, intensivierte die PDV nach der Amtsübernahme des neuen venezolanischen Präsidenten Rafael Caldera im Februar 1994 ihre Bemühungen um die Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften an der Exploration und Förderung venezolanischen Rohöls noch weiter. So sollten nun auch nicht-marginale, leicht- und mittelschweres Öl enthaltene, Lagerstätten für ausländische Ölgesellschaften geöffnet werden. Nachdem das Parlament diese Ausweitung der „Apertura petrolera“ 1995 genehmigt hatte, wurden im Januar 1996 für acht Gebiete Profit-Sharing-Agreements mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen.[983]

Den vorläufigen Schlusspunkt der Öffnung der Ölindustrie setzte die dritte Ausschreibungsrunde für marginale Felder im Juni 1997. Im Gegensatz zu den ersten beiden Ausschreibungsrunden wurden nun bereits in der Förderphase befindliche Felder ausge-

---

[978] Vgl. Wainberg (2004), S. 5; Hammond (2011), S. 364 und Mommer (1998), S. 34f.
[979] Vgl. Mommer (2001), S. 17 und 34.
[980] Vgl. Ebenda, S. 17 und 34.
[981] Für eine detailliertere Betrachtung der Ausgestaltung dieser Steuer siehe Mommer (2001), S. 18.
[982] Vgl. Mommer (2001), S. 17ff und 34 und Mommer (1998), S. 44-47.
[983] Vgl. Mommer (1998), S. 51-59 und Wainberg, M. (2004), S. 5f.

schrieben und die einzige Gebotsvariable bestand in der Einmalzahlung. Im Rahmen dieser Runde wurden 18 Werkverträge für Felder, aus denen zu dieser Zeit ca. 70.000 b/d gefördert wurden, abgeschlossen.[984]
Insgesamt wurden zwischen 1992 und 1997 33 Werkverträge für marginale Ölfelder, vier Joint-Ventures zur Schwerstölförderung im Orinoco-Gürtel und acht Profit-Sharing-Agreements für Lagerstätten mit leichtem und mittelschwerem Öl mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen.
Mit der Wahl von Hugo Chávez zum neuen Staatspräsidenten im Dezember 1998 änderten sich die Vorzeichen für die venezolanische Ölindustrie erneut. Zwar war die Fördermenge seit Mitte der 1980er Jahre bis 1998 kontinuierlich angestiegen und hatte sich gegenüber 1985 auf ca. 3,5 mb/d verdoppelt, jedoch war der Anteil des Staates an den, durch die Ölförderung erwirtschafteten, Gewinnen durch die, seit Anfang der 1990er Jahre vorgenommenen, Senkungen der Steuern und Abgaben stetig – von über 70 % im Jahr 1989 auf weniger als 50 % im Jahr 1998 – gesunken. Diese Entwicklungen führte Chávez auf die „Apertura petrolera“ zurück, die seiner Ansicht nach internationale Ölgesellschaften zu Lasten des venezolanischen Staates begünstigte.[985] Entsprechend bestand eines seiner Hauptziele in einer Abkehr von der, seiner Ansicht nach, neo-liberalen Ölpolitik seit den späten 1980er Jahren und einer Ausweitung des staatlichen Einflusses auf die, in den 1990er Jahren immer einflussreicher gewordene und autonom Entscheidungen treffende, PDV. Darüber hinaus sollte die Fördermenge – vor dem Hintergrund niedriger Ölpreise zum Zeitpunkt der Amtsübernahme von Chávez - reduziert werden, nachdem sie bis dahin in den 1990er Jahren über der dem Land zugewiesenen OPEC-Quote gelegen hatte.[986]
Nachdem im Dezember 1999 eine neue Verfassung eingeführt worden war, wurde zwei Jahre später der Ölsektor reformiert. So wurde die Vielzahl der für den Ölsektor maßgeblichen Gesetze mit dem Kohlenwasserstoffgesetz („Hydrocarbon Organic Law“, HOL) vom November 2001 auf einen Gesetzestext reduziert. Bestandteile des, im kommenden Unterkapitel detaillierter betrachteten, Gesetzes waren unter anderem eine Ausweitung der staatlichen Kontrolle über den Ölsektor und eine Steigerung des staatlichen Anteils an den Joint-Venture-Unternehmen auf mindestens 51 %.[987]
Im Dezember 2002 kulminierte die Unzufriedenheit mit der von Chávez betriebenen Politik in einem Generalstreik, an dem sich auch die PDV beteiligte. Im Verlauf des 65 Tage andauernden Streiks sank die Fördermenge des Landes von ca. 3 mb/d auf 0,5 bis 1,0 mb/d. Die Unzufriedenheit innerhalb der PDV begründete sich durch die gestiegene staatliche Einmischung in die Geschäfte und Führung des Unternehmens. So berief Chávez in den Jahren 1999/2000 drei neue PDV-Präsidenten und besetzte den Vorstand um.[988]

---

[984] Vgl. Mommer (1998), S. 63f.
[985] Vgl. Wainberg (2004), S. 6.
[986] Vgl. Cedeno (2011), S. 50f.
[987] Vgl. Ebenda, S. 51.
[988] Vgl. Cedeno (2011), S. 53 und Wainberg (2004), S. 6f.

Die Entwicklungen im Winter 2002/3 resultierten in einem großen Umbruch innerhalb der PDV. So entließ die Regierung, die ab dem Januar sukzessive die Kontrolle über die Ölindustrie übernommen hatte, nach dem Ende des Streiks einen beträchtlichen Teil der Belegschaft der PDV, darunter auch Teile des Managements und hochqualifizierter Mitarbeiter. Außerdem verstärkte die Regierung ihren Einfluss innerhalb der PDV. Dies wurde insbesondere durch den Einzug des Energie- und Bergbauministeriums in die Firmenzentrale der PDV verdeutlicht. Zudem übernahm das Ministerium auch wieder stärker die strategische Planung über den Ölsektor.[989]

Im nächsten Schritt wurden 2005 die in den 1990ern abgeschlossenen Werkverträge für marginale Ölfelder in Joint-Ventures umgewandelt, an denen der Staat die Mehrheit der Anteile erhielt. Zudem wurden die steuerlichen Bedingungen gegenüber den 1990ern verschärft. Mit Ausnahme von drei Ölgesellschaften unterzeichneten alle anderen bisher unter Werkverträgen tätigen ausländischen Ölgesellschaften die Joint-Venture-Verträge unter den neuen Bedingungen.[990]

Im Herbst desselben Jahres präsentierte Hugo Chávez seinen langfristigen Strategieplan für den venezolanischen Öl- und Gassektor für den Zeitraum von 2005 bis 2030. Dieser Langfristplan enthielt zwei Phasen – von 2005 bis 2012 und von 2013 bis 2030. Für den Zeitraum bis 2012 sah der Strategieplans Ausgaben in Höhe von ca. 41 Mrd. US-$ im upstream-Bereich vor. Durch diese Investitionen sollten sowohl die Ölreserven (durch Explorationsprojekte) als auch die Fördermenge ausgeweitet werden. Die Fördermenge sollte durch diese Maßnahmen bis zum Jahr 2012 auf 5,4 mb/d erhöht werden. Gegenüber dem Jahr 2004, in dem die Förderkapazität durchschnittlich ca. 2,3 mb/d betrug (vgl. Abbildung 6.70), hätte dies einer Steigerung von ca. 135 % entsprochen.[991]

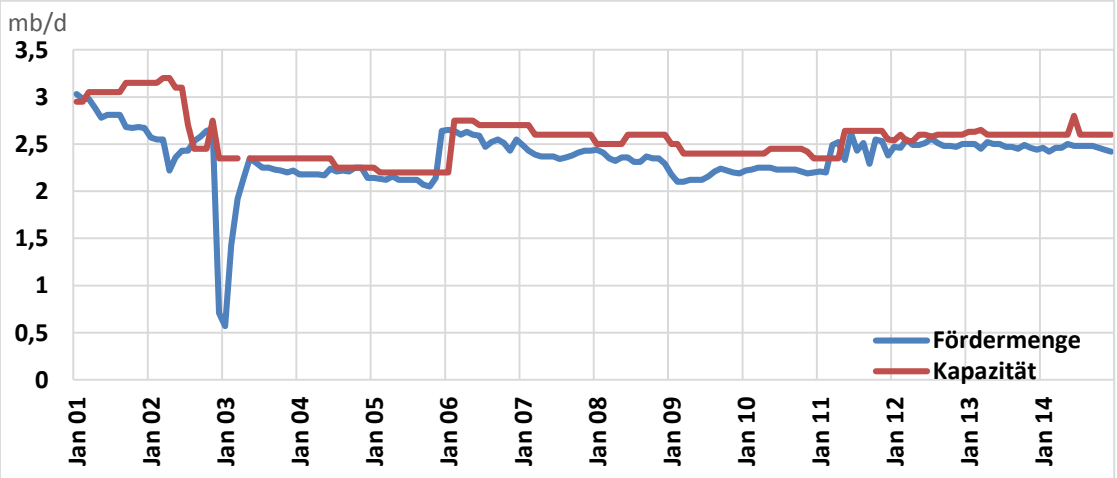


Abbildung 6.70: Ölfördermenge- und Kapazität in Venezuela seit 2001

Datenquelle: IEA (diverse).

[989] Schätzungen zu den entlassenen Arbeitskräften schwanken zwischen 18.300 und ca. 20.000 von 40.000 bis 45.000 Beschäftigten der PDV. Vgl. hierzu: Wainberg, M. (2004), S. 7; Cedeno (2011), S. 54; International Business Publications USA (2012d), S. 28 und Hammond (2011), S. 365f.

[990] Vgl. International Business Publications USA (2012d), S. 28 und Hammond (2011), S. 366.

[991] Vgl. PDV (2005), S. 6f.

Wesentlich sollten zum Anstieg der Fördermenge und der Reserven die Schwerstölvorkommen im Orinoco-Gürtel beitragen. Der Orinoco-Gürtel setzt sich aus den vier Gebieten Boyacá, Junin, Ayacucho und Carabobo zusammen, die wiederum in 29 Blöcke mit einer Fläche von maximal 500 km^2 unterteilt wurden (vgl. Abbildung 9.4).
Der Strategieplan aus dem Jahr 2005 sah für den Orinoco-Gürtel die Erschließung neuer Schwerstölfelder und eine Steigerung der Ausbeutungsraten von bis dahin 12 % bis 16 % auf 20 % der vorhandenen Vorkommen vor. Kurzfristig sollte die tägliche Fördermenge durch Investitionen in Höhe von insgesamt 15,4 Mrd. US-$ von 0,6 mb/d auf 1,2 mb/d bis zum Jahr 2012 verdoppelt werden.[992]
Die notwendigen Investitionen sollten primär vom Staat bzw. der PDV getätigt werden, da Chavez zu dieser Zeit bereits die ersten Schritte zur Ausweitung des staatlichen Einflusses auf die Ölindustrie unternahm.[993] So übernahm die PDV im Jahr 2007 die Kapitalmehrheit an den vier Joint-Venture-Unternehmen zur Erschließung und Förderung der Schwerstöl-Vorkommen im Orinoco-Gürtel, an denen bisher die ausländischen Ölgesellschaften Exxon-Mobil, Chevron, Conoco-Phillips, Total, BP und Statoil die Kapitalmehrheit gehalten hatten. In Reaktion darauf verließen die US-Ölgesellschaften Conoco-Phillips und Exxon-Mobil das Land.[994]
Wie in Abbildung 6.70 zu sehen konnte die Förderkapazität entgegen der eigentlichen Planungen kaum ausgeweitet werden, und sank zwischen 2006 und 2009 sogar um ca. 0,3 mb/d. Die venezolanische Regierung reagierte auf diese Entwicklung mit einer erneuten Wende, indem sie den heimischen Ölmarkt ab dem Jahr 2009 wieder ein wenig für internationale Ölgesellschaften öffnete. Diese Öffnung bezog sich jedoch ausschließlich auf Schwerstölprojekte im Orinoco-Gürtel.
Bis zu diesem Zeitpunkt wurden im Orinoco-Gürtel vier Schwerstölprojekte betrieben. Drei dieser Projekte wurden als Joint-Ventures gemeinsam mit ausländischen Ölgesellschaften (BP, Total, Statoil und Chevron) betrieben, wobei der Beteiligungsgrad der PDV mindestens 60 % betrug. Ein Projekt betrieb die PDV alleine.
2009 wurden vier weitere Verträge mit ausländischen Ölgesellschaften über die Erschließung und Förderung von Schwerstölvorkommen in den Blöcken Junin 2, 4, 5 und 6 abgeschlossen. Der Anteil der PDV an den vier Joint-Venture-Unternehmen sollte erneut jeweils 60 % betragen.[995] Gemäß ursprünglichen Plänen sollten diese vier Projekte, die zwischen 2012 und 2014 die Förderphase erreichen sollten, bei voller Auslastung insgesamt ca. 1,3 mb/d an Schwerstöl fördern.[996]
2010/11 wurden für die Blöcke 1 und 3 im Carabobo-Gebiet Verträge über die Erschließung der Lagerstätten mit Konsortien ausländischer Ölgesellschaften abgeschlossen.

---

[992] Vgl. PDV (2005), S. 8f.
[993] Vgl. Ebenda, S. 4.
[994] Vgl. International Business Publications USA (2012d), S. 28; Hammond (2011), S. 366; Ellsworth und Parrage (2012) sowie Handelsblatt (2007).
[995] Die verbleibenden jeweils 40 % gingen an die ausländischen Ölgesellschaften PetroVietnam (Junin 2), CNPC (Junin 4), Eni (Junin 5) und Konsortium russischer Ölgesellschaften (Junin 6).
[996] Vgl. EIA (2012, VEN) und EIA (2014, VEN).

Auch an diesen Joint-Venture-Unternehmen betrug der Anteil der PDV 60 %. Diese beiden Projekte, bei denen der Beginn der Förderphase ursprünglich für 2013 vorgesehen war, sollten mit aggregiert 0,8 mb/d zur Schwerstölförderung beitragen.[997]
Von den sechs neuen Projekten erreichten vier zwischen September 2012 und März 2013 die Förderphase. Die Ausnahmen bilden die beiden Projekte Carabobo 3 und Junin 4.[998]

6.1.12.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der Ölindustrie in Venezuela

Den rechtlichen Rahmen für den venezolanischen Ölsektor liefern im Wesentlichen die Verfassung von 1999 und das Öl- und Gasgesetz von 2001.

Rechtlicher Rahmen

Gemäß Verfassungsartikel 12 liegen die Eigentumsrechte an den Ölvorkommen auf venezolanischem Staatsgebiet (on- und Offshore) beim Staat und sind weder veräußerlich noch übertragbar.[999] Gemäß Verfassungsartikel 302 stellt die Ölindustrie eine „strategisch bedeutsame Industrie“ dar, über die aus „Gründen der nationalen Zweckmäßigkeit“ der Staat die Kontrolle ausüben soll. Die konkrete Ausgestaltung dieser Kontrolle soll durch das Kohlenwasserstoffgesetz spezifiziert werden.[1000] Die staatliche Ölgesellschaft PDV soll gemäß Artikel 303 grundsätzlich zu 100 % in staatlicher Hand sein. Für Tochterunternehmen der PDV und Joint-Venture-Unternehmen gilt diese 100 %-Regelung hingegen nicht.[1001]
Die allgemeinen Bestimmungen der Verfassung werden durch das, im November 2001 eingeführte, Kohlenwasserstoffgesetz (Gesetz Nr. 1510 (2001)) konkretisiert. Dieses beinhaltet auch Regelungen zur fiskalischen Behandlung des Ölsektors.
Gemäß Artikel 8 des Kohlenwasserstoffgesetzes ist das Energie- und Bergbauministerium insbesondere für die strategische Planung (unter Berücksichtigung des nationalen Entwicklungsplans) sowie die Durchführung und Beaufsichtigung von Aktivitäten im Ölsektor verantwortlich.[1002]Die wichtigsten Regelungen für Upstream-Projekte (im Kohlenwasserstoffgesetz als Primäraktivitäten bezeichnet), beinhalten die Artikel 22 bis 24.
So dürfen die Primäraktivitäten gemäß Artikel 22 nur durch den Staat durchgeführt werden. Dies kann direkt durch das Ministerium in seiner Funktion als Exekutive, oder ein vollständig in staatlichem Besitz befindliches Unternehmen, erfolgen. Im Falle von gemeinsam mit ausländischen Ölgesellschaften durchgeführten Projekten soll der staatliche Anteil an Joint-Venture-Unternehmen mindestens 50 % betragen.[1003] Die Bestimmung von Lizenzgebieten obliegt ebenfalls dem Ministerium, wobei diese Gebiete in Einheiten

---

[997] Vgl. EIA (2012, VEN).
[998] Vgl. Chevron (2014a), S. 1; Gazpromneft (2012a); Eni (2013a); Petrovietnam (2012) und Embassy of India in Venezuela (2012).
[999] Vgl. Venezolanische Verfassung (1999), Art. 12.
[1000] Vgl. Ebenda, Art. 302.
[1001] Vgl. Ebenda, Art. 303.
[1002] Vgl. Gesetz Nr. 1510 (2001), Art. 8
[1003] Vgl. Ebenda, Art. 22.

von maximal 100 km^2 zu unterteilen sind.[1004] Das Ministerium als Exekutive kann Rechte für Upstream-Projekte an Unternehmen übertragen und ihnen diese Rechte wieder entziehen, sofern sie ihre vereinbarten Pflichten nicht erfüllen.[1005]
Darüber hinaus verfügt das Ministerium über die Möglichkeit, neue Staatsunternehmen für Aktivitäten im Ölsektor zu gründen. Auch die Kontrolle der im Ölsektor tätigen Staatsunternehmen sowie ihrer Tochtergesellschaften obliegt dem Ministerium.[1006]
Die Gründung eines Joint-Venture-Unternehmens und dessen Ausgestaltung muss gemäß Artikel 33 zuvor durch das Parlament genehmigt werden. Die für die Entscheidung notwendigen Informationen und Vorschläge zu Vertragsbedingungen sollen vom Ministerium bereitgestellt werden. Die vorgeschlagenen Vertragsbedingungen wiederum können vom Parlament auch abgelehnt oder geändert werden.[1007]
In Artikel 34 werden einige Grundbedingungen für Joint-Ventures spezifiziert, die in jedem Fall zu erfüllen sind. So soll die maximale Laufzeit eines Joint-Venture-Projekts 25 Jahre betragen, wobei die Möglichkeit einer Verlängerung um weitere maximal 15 Jahre besteht. Nach Ablauf der Laufzeit müssen die Anlagen an den Staat übergeben und bis dahin in gutem Zustand belassen werden, so dass für die staatliche Ölgesellschaft nach Ablauf der Vertragslaufzeit die Möglichkeit besteht, die Aktivitäten im entsprechenden Projekt selbständig durchzuführen.[1008]
Für die Auswahl der Betreiber von Joint-Venture-Projekten sollen in der Regel Ausschreibungen vorgenommen werden, deren Bedingungen das Ministerium festlegt. In Ausnahmefällen können Betreiber auch nach vorheriger Genehmigung durch das Kabinett direkt vom Ministerium ausgewählt werden.[1009]

Fiskalischer Rahmen

Der fiskalische Rahmen für die Ölindustrie wird wesentlich durch die Artikel 44 und 48 des Kohlenwasserstoffgesetzes gesetzt. Gemäß Artikel 44 beträgt die Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls üblicherweise 30 %. Sofern ein alterndes Ölfeld oder ein Schwerölprojekt im Orinoco-Gürtel unter Berücksichtigung dieser Royalty unrentabel wäre, kann die Royalty auf bis zu 20 % gesenkt werden. Wenn ein Bitumen-Projekt (Schwerstöl) im Orinoco-Gürtel bei Royalties in Höhe von 30 % nicht wirtschaftlich betrieben werden könnte, bestand bis ins Jahr 2006 die Möglichkeit einer Senkung der Royalty auf 16,67 %.[1010]

[1004] Vgl. Gesetz Nr. 1510 (2001), Art. 23.
[1005] Vgl. Ebenda, Art. 24.
[1006] Vgl. Ebenda, Art. 27, 30.
[1007] Vgl. Ebenda, Art. 33.
[1008] Vgl. Ebenda, Art. 34.
[1009] Vgl. Ebenda, Art. 37.
[1010] Vgl. Ebenda, Art. 44.

Spezielle, auf den Ölsektor erhobene Steuern werden in Artikel 48 aufgeführt und umfassen eine Oberflächensteuer auf von den Ölgesellschaften nicht für Erschließungsaktivitäten genutztes Land innerhalb des Lizenzgebiets, eine Steuer auf selbst verbrauchtes Erdgas und auf im Inland verkaufte Nebenprodukte.[1011]
Im Mai 2006 wurde das Kohlenwasserstoffgesetz in Teilen erweitert. Die Erweiterungen umfassten insbesondere die Einführung zweier neuer Steuern. So wurde zum einen eine Exportsteuer von 0,1 % auf den Wert exportierten Öls und zum anderen eine Produktionsteuer von 33,3 % auf den Wert geförderter flüssiger Kohlenwasserstoffe (bei der die bereits angefallene Royalty abzugsfähig ist) eingeführt. Darüber hinaus wurde die Möglichkeit, die Royalty bei Schwerstölprojekten im Orinoco-Gürtel auf bis zu 16,67 % zu reduzieren, abgeschafft.[1012]
Die Körperschaftsteuer beträgt für im Upstream-Bereich tätige Unternehmen – sowohl die PDV als auch Joint-Venture-Unternehmen – 50 % auf die erwirtschafteten Gewinne. Verluste können dabei bis zu drei Jahre in die Zukunft vorgetragen werden.[1013]
Zuletzt wurde im April 2008 eine Windfall-Steuer eingeführt, die bei hohen Ölpreisen abzuführen ist. Bei dieser Steuer wird zwischen außerordentlichen (extraordinary) und exorbitanten (exorbitant) Ölpreisen unterschieden. Sofern der durchschnittliche Ölpreis eines Monats über dem im jeweiligen Haushaltsgesetz bestimmten Niveau (60 US-$ je Barrel im Jahr 2014) und unter 80 US-$ je Barrel liegt, gilt er als „extraordinary“. Auf die Differenz zwischen dem durchschnittlichem Ölpreis und 60 US-$ je Barrel wird eine Steuer von 20 % erhoben. Liegt der durchschnittliche Ölpreis in einem Monat über 80 US-$ je Barrel, gilt er als exorbitant. Liegt der Ölpreis zwischen 80 und 100 US-$ je Barrel, beträgt der Steuersatz 80 % auf die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Ölpreis im entsprechenden Monat und 80 US-$ je Barrel, bei einem Ölpreis zwischen 100 und 110 US-$ je Barrel beträgt der Steuersatz 90 % auf die Differenz zwischen tatsächlichem Ölpreis und 80 US-$ je Barrel und bei einem Ölpreis über 100 US-$ je Barrel 95 % auf die Differenz zwischen tatsächlichem Ölpreis und 80 US-$ je Barrel. Die entsprechenden Preisgrenzen wurden seit der Einführung der Steuer im Jahr 2008 mehrfach geändert. Zudem gelten Befreiungen von dieser Steuer für noch in der Erschließungsphase befindliche Projekte (aus denen bereits Öl gefördert wird) und bereits in der Förderphase befindliche Projekte, deren Fördermenge durch neue Investitionen gesteigert werden soll, solange die entstandenen Investitionen noch nicht durch Erträge aus dem Projekt gedeckt wurden.[1014]

6.1.12.3 Gegenwart der venezolanischen Ölindustrie

Der Blick auf die tatsächliche Fördermenge (Abb. 6.70) zeigt, dass diese erheblich hinter den ursprünglichen Plänen zurückblieb. So betrug die tatsächliche Fördermenge im Jahr

[1011] Vgl. Gesetz Nr. 1510 (2001), Art. 48.
[1012] Vgl. Pascal (2009), S. 558 und Pascal (2008), S. 3.
[1013] Vgl. EY (2014), S. 637ff und Pascal (2008), S. 2.
[1014] Vgl. EY (2014), S. 643 und Pascal (2008), S. 3.

2012 durchschnittlich lediglich 2,5 mb/d, statt der geplanten 5,4 mb/d, und war damit gegenüber den Jahren 2004/5 um weniger als 0,5 mb/d gestiegen. Die von der PDV veröffentlichten Daten zur Fördermenge fallen zwar gegenüber denen internationaler Organisationen wie der IEA höher aus, zeigen aber einen ähnlichen Trend. Die von der PDV veröffentlichten Daten beinhalten die Förderung aller flüssigen Energieträger (einschließlich Kondensaten und Flüssiggas). Gemäß dieser Daten betrug die durchschnittliche Fördermenge in den Jahren 2008 bis 2013 ca. 3,0 bis 3,2 mb/d. Die Fördermenge aus Feldern außerhalb des Orinoco-Gürtels sank dabei von ca. 1,9 mb/d im Jahr 2011 auf ca. 1,7 mb/d im Jahr 2013. Gemäß Angaben der PDV stieg die Gesamtfördermenge flüssiger Energieträger aus dem Orinoco-Gürtel bis 2013 auf nahezu 1,3 mb/d. IEA und EIA ermittelten auch hier niedrigere Werte, da das im Orinoco-Gürtel geförderte Schwerstöl erst in synthetisches Öl, dessen Volumen 10 % geringer ist als das des geförderten Schwerstöls, verarbeitet werden muss. Dies wird in den Schätzungen der IEA und EIA mit berücksichtigt.[1015]

Von staatlicher venezolanischer Seite wurden die Zielfördermengen in den vergangenen Jahren mehrmals gesenkt. Nachdem ursprünglich (2005) eine Gesamtfördermenge von 5,4 mb/d im Jahr 2012 angestrebt worden war, sahen die Strategiepläne der PDV in den Jahren 2010/11 nur noch eine Ausweitung auf 4 mb/d bis 2015 und 6 mb/d bis 2020 vor. Hugo Chávez wiederum hatte Ende 2011 noch einen Anstieg der Ölfördermenge auf 3,5 mb/d bis Ende 2012 und 4 mb/d bis 2014 angekündigt.[1016]

Das Ausbleiben eines signifikanten Anstiegs der venezolanischen Fördermenge hat mehrere Ursachen. Zum einen befinden sich die konventionellen Felder des Landes bereits in einem sehr fortgeschrittenen Stadium der Förderphase. Daher lässt sich ein Rückgang der Fördermengen aus diesen Feldern nur mit hohen Investitionen (die EIA schätzt diese auf ca. 3 Mrd. US-$ jährlich) verhindern. Blieben diese Investitionen aus, würde der jährliche Fördermengenrückgang aus den Feldern gemäß EIA mindestens 25 % betragen.[1017]

Die Fördermenge aus den unkonventionellen Feldern im Orinoco-Gürtel wiederum stieg zuletzt deutlich weniger stark an, als ursprünglich von der Regierung beabsichtigt. Dies liegt zum einen an der PDV selbst. Wie in Abschnitt 6.1.12.1 erörtert, wurde in Folge des Streiks im Winter 2002/3 ein beträchtlicher Teil der Belegschaft entlassen – darunter auch hochqualifizierte Mitarbeiter und Teile des Managements. Der damit einhergehende Verlust an Fachwissen hatte eine größere Abhängigkeit der PDV von internationalen Ölgesellschaften bei der Durchführung aufwändiger Projekte, zu denen die Schwerstölprojekte im Orinoco-Gürtel zweifelsohne zählen, zur Folge.[1018] Darüber hinaus fielen die Investitionen der PDV in den vergangenen Jahren geringer aus als ursprünglich veranschlagt. So sollten eigentlich über 80 % der bis 2018 geplanten Investitionen in Höhe von

[1015] Vgl. PDV (2014), S. 82; PDV (2011), S. 70 und EIA (2014, VEN).
[1016] Vgl. Wykes und Stockman (2012), S. 54f.
[1017] Vgl. De Sena et al. (2013), S. 55 und EIA (2012, VEN).
[1018] Vgl. Wykes und Stockman (2012), S. 59.

266 Mrd. US-$ von der PDV getragen werden. Von diesen 266 Mrd. US-$ sollen 170 Mrd. im Orinoco-Gürtel investiert werden, davon 140 Mrd. in neue Projekte.[1019]
Dass die Investitionen in den vergangenen Jahren hinter den Erwartungen zurückblieben, liegt insbesondere an den seit 2003 von der PDV an den Staat abzuführenden Abgaben „für soziale Zwecke". Diese stiegen seit ihrer Einführung kontinuierlich an und machten in den Jahren 2011 bis 2013 aggregiert ca. 60 Mrd. US-$ aus.[1020] Diese Finanzmittel wiederum stehen der PDV nicht für Investitionen zur Verfügung, so dass sich diese in den vergangenen Jahren vermehrt Fremdkapital – insbesondere über die Ausgabe von Unternehmensanleihen und direkte Kredite – besorgen musste. Die finanziellen Verbindlichkeiten verdreifachten sich infolge dessen zwischen 2008 und 2014 von 15,5 auf 45,7 Mrd. US-$.[1021] Allein im Jahr 2013 wurden Anleihen im Umfang von 4,5 Mrd. US-$ ausgegeben und direkte Kredite von über 10 Mrd. US-$ in den politisch „befreundeten" Staaten Russland und China aufgenommen. Allein die an die PDV vergebenen Kredite aus China belaufen sich gemäß einer jüngeren Schätzung (Wallis (2013)) auf über 40 Mrd. US-$.[1022]
Die mit China abgeschlossenen Kreditverträge beinhalten Klauseln zur Rückzahlung der Schulden in Form von Öllieferungen, die für die PDV mit Abschlägen gegenüber dem Marktpreis verbunden sind. Somit fallen die Erträge für die PDV verglichen mit einem direkten Verkauf des Rohöls geringer aus. Wykes und Stockman (2012) schätzten die Einnahmeausfälle für die PDV aufgrund dieser Kreditbedingungen allein im Jahr 2011 auf über 15 Mrd. US-$.[1023]
Ein weiteres Problem hinsichtlich der Ausweitung der Fördermenge von Schwerstöl aus dem Orinoco-Gürtel stellen die Kapazitäten der Veredelungsanlagen (Upgrader) dar. So muss das Schwerstöl mit einer Dichte von ca. 8,5° API erst zu weniger dichtem Öl verarbeitet werden. Für diesen Prozess werden Veredelungsanlagen benötigt. Die Kapazität der Veredelungsanlagen betrug gemäß Schätzungen in den Jahren 2013 und 2014 ca. 0,6 bis 0,85 mb/d und soll bis zum Jahr 2020 auf ca. 2,0 mb/d ausgeweitet werden. Die tatsächliche durchschnittliche Auslastung wird für das Jahr 2020 aber eher bei 1,6 bis 1,7 mb/d gesehen.[1024]
Hinsichtlich des Engagements ausländischer Ölgesellschaften in Venezuela ergibt sich ein uneinheitliches Bild. So verließen in Folge der Verstaatlichungsschritte von 2007 Conoco-Phillips und Exxon-Mobil das Land und im September 2013 kündigte die malaysische Ölgesellschaft Petronas an, aus dem Carabobo-1-Projekt auszusteigen.[1025] Andererseits wurden 2013 erneut zwei Abkommen mit ausländischen Ölgesellschaften zur Erschließung von Vorkommen im Orinoco-Gürtel abgeschlossen. So wurde mit der russischen Rosneft ein Joint-Venture-Unternehmen zur Erschließung von Vorkommen in den

[1019] Vgl. De Sena et al. (2013), S. 55f und EIA (2012, VEN).
[1020] Vgl. PDV (2014), S. 3.
[1021] Vgl. PDV (2015), S. 4 und PDV (2011), S. 4.
[1022] Vgl. Reuters (2014) und Wallis (2013).
[1023] Vgl. Wykes und Stockman (2012), S. 57f sowie Reuters (2014).
[1024] Vgl. EIA (2014, VEN) und De Sena et al. (2013), S. 54ff.
[1025] Vgl. Grant und Chazan (2013).

Blöcken Carabobo 4 und Carabobo 2 gegründet. Darüber hinaus wurde mit der chinesischen CNPC ein Abkommen zur weiteren Erschließung des Junin-10-Blocks geschlossen. Bisher wurde dieser Block von der PDV alleine betrieben, nachdem eine eigentlich angestrebte Vereinbarung mit Total und Statoil nicht zustande gekommen war.[1026]

6.1.12.4 Ermittlung der venezolanischen Kostenkurven für 2014

In der jüngeren Vergangenheit sind die Förderkosten in Venezuela deutlich angestiegen. Betrugen diese gemäß PDV in den Jahren 2000 bis 2004 bei von der PDV allein betriebenen Projekten noch ca. 2 bis 3,3 US-$/Barrel, sind sie seitdem auf ca. 15,1 US-$ je Barrel im Jahr 2014 angestiegen. Einschließlich der aufwändigeren, unter Joint-Ventures betriebenen Schwerstölprojekte im Orinoco-Gürtel stiegen die Kosten von 3,4 bis 3,9 US-$ je Barrel in den Jahren 2000 bis 2004 auf 18,05 US-$ je Barrel im Jahr 2014.[1027]
Die Förderkosten der Schwerstölprojekte beliefen sich im Jahr 2014 gemäß Jahresbericht der PDV (2015, S. 125) auf 4,9 Mrd. US-$. Insgesamt betrug die Schwerstölförderung 2014 347 Mio. Barrel, von denen 259 Mio. Barrel im Rahmen von Joint-Ventures gefördert wurden.[1028] Auf die PDV entfiel, basierend auf ihrem Anteil von 60 % an den Joint-Ventures, eine Fördermenge von 155,4 Mio. Barrel. Insgesamt betrug die auf die PDV entfallene Schwerstölförderung im Jahr 2014 demnach ca. 243,4 Mio. Barrel. Somit beliefen sich die durchschnittlichen Schwerstöl-Förderkosten im Jahr 2014 auf ca. 20 US-$ je Barrel. Diese Kosten beinhalten gemäß PDV auch den Veredelungs-Prozess (Upgrading) des gewonnenen Schwerstöls zu einem leichteren synthetischen Rohöl.[1029]
Die Kosten der Förderung von konventionellem Rohöl betrugen 2014 durchschnittlich ca. 14 US-$ je Barrel (wobei hier aufgrund fehlender Differenzierung im Jahresbericht der PDV auch Erdgas enthalten ist). So betrug die Fördermenge an konventionellem Erdöl und Erdgas im Jahr 2014 insgesamt ca. 1,015 Mrd. Barrel an Öläquivalent (ca. 2,78 mb/d). Die Förderkosten der konventionellen Öl- und Gasförderung beliefen sich wiederum auf ca. 14,19 Mrd. US-$.[1030] Daraus ergeben sich Förderkosten von etwa 14 US-$ je Barrel.
Zwar finden in Venezuela noch immer Explorationsprojekte statt, jedoch fallen die Explorationsaufwendungen der PDV im Vergleich zu den Aufwendungen für Erschließungen sehr gering aus, da das Land bereits weiträumig exploriert wurde (vgl. Tabelle 6.19).

Tabelle 6.19: Explorations- und Erschließungskosten der PDV (in Mio. US-$)

	2011	**2012**	**2013**	**2014**
Explorationskosten	163	492	176	84
Erschließungskosten	12.863	23.085	10.171	17.031

Datenquellen: PDV-Jahresberichte 2014 und 2015.

[1026] Vgl. Wallis (2013).
[1027] Vgl. PDV (2006), S. 4; PDV (2014), S. 101 und PDV (2015), S. 125.
[1028] Vgl. PDV (2015), S. 122.
[1029] Vgl. PDV (2014), S. 100.
[1030] Vgl. PDV (2015), S. 125 und PDV (2015a), S. 46.

De Sena et al (2013) sehen den Break-Even-Ölpreis für venezolanisches Öl, basierend auf Schätzungen der IEA, bei durchschnittlich ca. 40 US-$ je Barrel. Für einen ausgeglichenen Staatshaushalt ist ihrer Ansicht nach ein Ölpreis von mindestens 90 US-$ je Barrel notwendig.[1031]

Reuters (2009) schätzte die technischen Vollkosten (Explorations- und Erschließungs-, sowie Förderkosten) konventioneller Ölprojekte in Venezuela auf ca. 20 US-$ je Barrel. Die Vollkosten von Schwerstöl-Projekten im Orinoco-Gürtel werden auf ca. 30 US-$ je Barrel geschätzt.[1032] Im für die Reuters-Schätzung maßgeblichen Zeitraum 2008/9 beliefen sich die Förderkosten der konventionellen Vorkommen gemäß PDV auf ca. 5,6 bis 5,7 US-$ je Barrel, wohingegen sie einschließlich Joint-Ventures zur Schwerstölförderung ca. 6,3 bis 7,1 US-$ je Barrel betrugen.[1033] Unter Berücksichtigung des Anteils der Schwerstölfördermenge von ca. 26 % bis 27 % an der Gesamtfördermenge ergeben sich für die Jahre 2008/9 Förderkosten von ca. 8 bis 11 US-$ je Barrel für die Schwerstölprojekte.

Kombiniert man die, sich aus dem Jahresbericht der PDV ergebenden, Förderkosten mit den Schätzungen von Reuters (2009) zu den technischen Vollkosten, ergeben sich für 2008/9 Explorations- und Erschließungskosten (capital costs) von ca. 19 bis 22 US-$ je Barrel bei Schwerstölprojekten und ca. 14 US-$ je Barrel bei konventionellen Ölprojekten.

Der UCCI, der als Maß für die Entwicklung der Explorations- und Erschließungskosten verwendet wird, stieg zwischen 2008/9 und 2014 um insgesamt 9 %. Extrapoliert man die Explorations- und Erschließungskosten mittels des UCCI in das Jahr 2014, belaufen sich diese auf 20,71 bis 23,98 US-$ bei Schwerstölprojekten und 15,26 US-$ je Barrel bei konventionellen Ölprojekten. Nimmt man alternativ an, dass die Explorations- und Erschließungskosten in Venezuela zwischen 2008/9 und 2014 mit derselben Rate stiegen, mit der auch die Förderkosten stiegen, die sich in dieser Zeit verdoppelten, würden die Explorations- und Erschließungskosten bei konventionellen Projekten 28 US-$ je Barrel und bei Schwerstölprojekten 38 bis 44 US-$ je Barrel betragen.

Demnach sollten sich die Explorations- und Erschließungskosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen konventionellen Ölprojekte auf 15,26 bis 28 US-$ je Barrel, und der Schwerstölprojekte auf 20,71 und 44 US-$ je Barrel, belaufen.

Wie bereits erörtert, betrugen die Förderkosten konventioneller Ölprojekte in Venezuela im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 14 US-$ je Barrel, während sie bei Schwerstölprojekten (einschließlich Verarbeitung zu synthetischem Rohöl) durchschnittlich ca. 20 US-$ je Barrel ausmachten. Da die Förderkosten zwischen verschiedenen Lagerstätten und Bohrlöchern variieren,[1034] wird für die Angebotskurve eine Abweichung von bis zu 50 % gegenüber den durchschnittlichen Förderkosten der PDV angenommen. Somit betragen

[1031] Vgl. De Sena et al. (2013), S. 58.
[1032] Vgl. Reuters (2009).
[1033] PDV (2011), S. 83.
[1034] Bspw. aufgrund unterschiedlicher Lagerstätteneigenschaften und der anzuwendenden Fördermethode.

diese bei konventionellen Projekten zwischen 7,00 und 21.00 US-$ je Barrel und bei Schwerstölprojekten zwischen 10,00 und 30,00 US-$ je Barrel.
Die Royalty beträgt, wie in Abschnitt 6.1.12.2. erörtert, seit der Einführung der zusätzlichen Produktionsteuer 33,3 % auf den Wert des geförderten Rohöls.
Die ab Ölpreisen von 60 US-$ je Barrel zu zahlende Windfall-Steuer erhöht zwar die laufenden Kosten zusätzlich, jedoch erst wenn der Ölpreis 60 US-$ je Barrel übersteigt.
Hinsichtlich der Fördermengen wird für die Angebotskurven basierend auf den von der PDV veröffentlichten Daten für 2014 angenommen, dass von der Förderkapazität von durchschnittlich ca. 2,6 mb/d ca. 1,6 mb/d auf konventionelle Projekte (Leichtöl, mittelschweres Öl und Schweröl) entfallen und ca. 1,0 mb/d auf Schwerstölprojekte.
Unter den getroffenen Annahmen und vorgenommenen Berechnungen ergeben sich die in den Abbildungen 6.71 und 6.72 dargestellten Kostenkurven für im Jahr 2014 in der Förderphase befindliche Projekte.

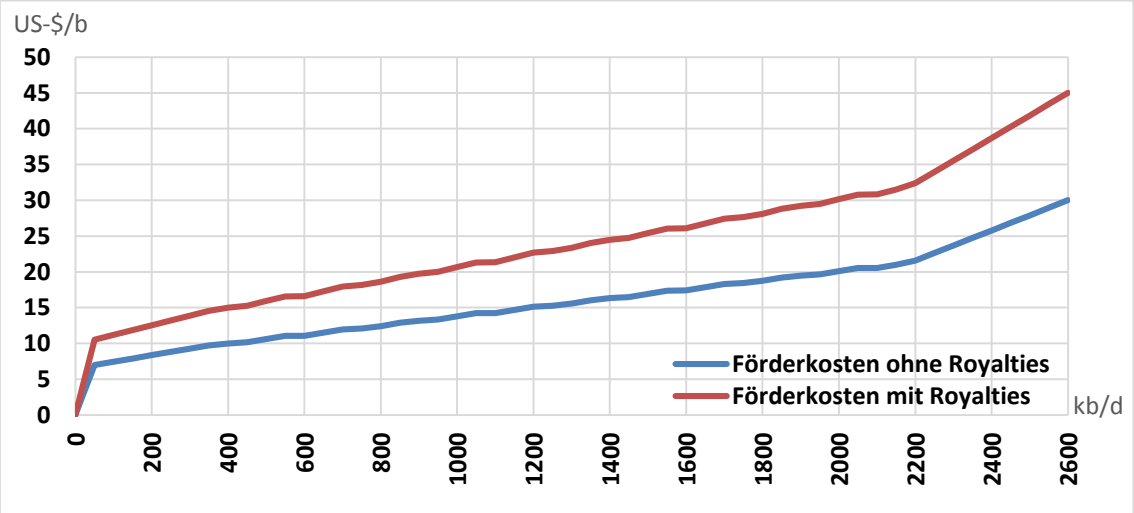


Abbildung 6.71: Kurzfristige Angebotskurven in Venezuela

Eigene Darstellung

Wird die Royalty mit berücksichtigt, beliefen sich die laufenden Kosten im Jahr 2014 auf 10,5 bis 45 US-$ je Barrel. Sofern der Ölpreis unter 45 US-$ je Barrel sinkt, könnte es somit zu ersten Kürzungen der Förderung aus Schwerstölprojekten kommen, da die laufenden Kosten teilweise nicht mehr durch den Verkaufswert des geförderten Rohöls gedeckt würden.

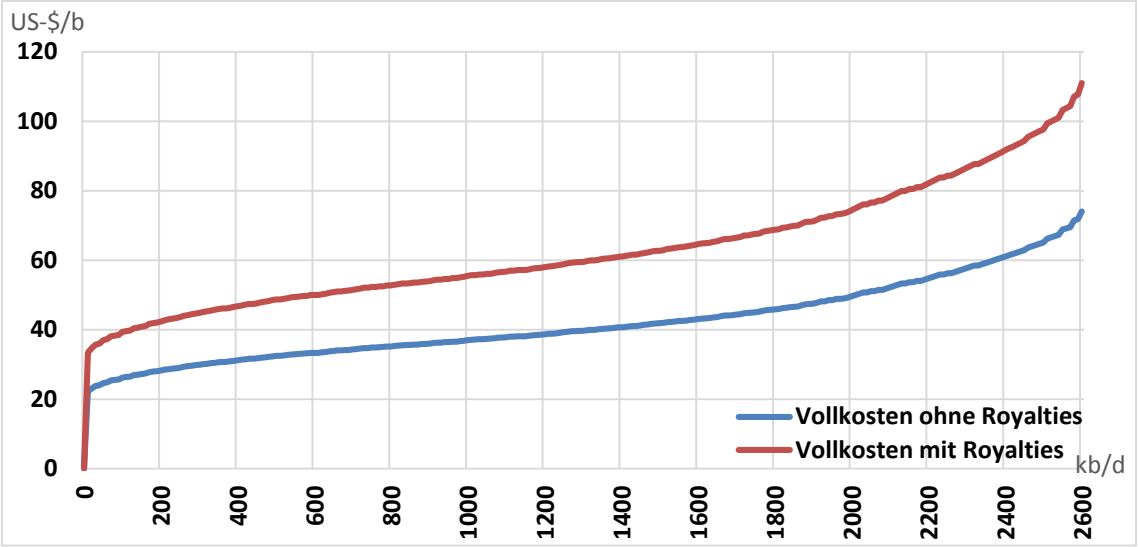


Abbildung 6.72: Venezolanische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.72 zu sehen, belaufen sich die technischen Vollkosten der in der Förderphase befindlichen Projekte in Venezuela auf bis zu 74 US-$ je Barrel. Werden auch die Royalties berücksichtigt, steigen die Vollkosten auf bis zu 111 US-$ je Barrel an.

6.1.12.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Die konventionellen Ölvorkommen des Landes beliefen sich gemäß PDV Ende 2014 auf ca. 41,2 Mrd. Barrel, von denen 8,4 Mrd. Barrel bereits erschlossen sind und 32,8 Mrd. Barrel erst noch der Erschließung bedürfen. Die Schwerstölreserven beziffert die PDV auf 258,7 Mrd. Barrel, von denen erst ca. 4,6 Mrd. Barrel erschlossen sind.[1035]

Gemäß Campbell (2013) beliefen sich die ursprünglichen konventionellen Ölvorkommen des Landes auf 75 Mrd. Barrel von denen bis einschließlich 2010 ca. 50 Mrd. Barrel gefördert worden sind, so dass seiner Schätzung nach im Jahr 2010 noch 25 Mrd. Barrel verblieben.[1036] Subtrahiert man die kumulierte konventionelle Fördermenge der Jahre 2011 bis 2014 in Höhe von ca. 2,5 bis 3 Mrd. Barrel, würden sich noch etwa 22 Mrd. Barrel an konventionellen Ölvorkommen in den Lagerstätten befinden. Die kumulierte Fördermenge seit Beginn der Ölförderung hätte sich demnach auf ca. 52,5 bis 53 Mrd. Barrel belaufen. Die Hubbert-These würde somit nahelegen, dass die Fördermenge aus konventionellen Ölprojekten auch zukünftig rückläufig sein sollte.

Tatsächlich sank diese bereits in den vergangenen Jahren erheblich. So ging die Leichtölfördermenge zwischen 2010 und 2014 um insgesamt ca. 28 % (durchschnittlich 7,9 % p. a.), von 577.000 b/d im Jahr 2010 auf 416.000 b/d im Jahr 2014, zurück. Die Fördermenge mittelschweren Rohöls sank im selben Zeitraum ebenfalls um ca. 28 % von

[1035] Vgl. PDV (2015), S. 121.
[1036] Vgl. PDV (2014), S. 97 und Campbell (2013), S. 261.

863.000 b/d auf 619.000 b/d. Lediglich die Fördermenge aus Schwer- und Schwerstölprojekten stieg von ca. 1,44 mb/d auf ca. 1,64 mb/d, an.[1037]
Gemäß Daten des Oil & Gas Journal (2014) stammten im Jahr 2013 ca. 75 % der konventionellen Fördermenge aus Onshore-Projekten und ca. 25 % aus Offshore-Projekten im Maracaibo-See. Unter Verwendung der in Abschnitt 3.1.3 getroffenen Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 5 % bei Onshore- und 7,5 % bei Flachwasser-Offshore-Projekten würde sich unter Berücksichtigung des Anteils der Onshore- und Offshore-Fördermenge ein Fördermengenrückgang aus konventionellen Lagerstätten von 5,625 % p. a. ergeben. Demnach würde diese auf ca. 1,2 mb/d und im Jahr 2019 und ca. 0,9 mb/d im Jahr 2024 sinken.
Erhebliches Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge bieten die Schwerstölvorkommen im Orinoco-Gürtel. So schätzen die internationale Energieagentur und die US-Energieagentur die förderbaren Vorkommen im Orinoco-Gürtel, basierend auf Analysen des USGS, auf ca. 500 Mrd. Barrel. BP (2014) schätzt die Reserven im Orinoco-Gürtel gegenwärtig auf ca. 220 Mrd. Barrel.[1038]
In den Jahren 2012 und 2013 erreichten vier neue Schwerstölprojekte (Junin 2, 5, 6 und Carbobo 1) die Förderphase. Die beiden Projekte Carabobo 3 und Junin 4 haben diese jedoch noch nicht erreicht.
Das Carabobo-1-Projekt soll ab dem Jahr 2018 eine Förderkapazität von 400.000 b/d aufweisen und das Carabobo-3-Projekt eine Förderkapazität von ebenfalls 400.000 b/d ab 2020.[1039] Zur Durchführung des Carabobo-2-Projekts wurde im Mai 2013 von der PDVSA (60 %) und der russischen Rosneft (40 %) ein Joint-Venture-Unternehmen gegründet. Die maximale Förderkapazität aus diesem Projekt soll ebenfalls 400.000 b/d betragen,[1040] wobei bisher noch kein Zeitpunkt für das Erreichen dieses Ziels bekanntgegeben wurde, da sich das Projekt noch in der Planungsphase befindet.
Die das Junin-5-Projekt betreibende italienische Ölgesellschaft Eni erwartet das Erreichen der maximalen Förderkapazität von 240.000 b/d für Ende 2018.[1041] Ebenfalls für 2018 wird das Erreichen der maximalen Förderkapazität von 450.000 b/d des von der russischen Rosneft betriebenen Junin-6-Projekts prognostiziert.[1042]
Wann das von Petrovietnam betriebene Junin-2-Projekt die geplante maximale Förderkapazität von 200.000 b/d erreicht, erscheint gegenwärtig fraglich. So stellte die vietnamesische Ölgesellschaft ihre Erschließungsarbeiten an dem Projekt im Januar 2014 vor dem Hintergrund sich verschlechternder Investitionsbedingungen in Venezuela ein und dachte im März 2015 über einen Verkauf ihrer 40 %-Beteiligung am Joint-Venture-Unternehmen nach.[1043]

[1037] Daten zu den Fördermengen aus: PDV (2015a), S. 46.
[1038] Vgl. IEA (2013), S. 446; EIA (2014, VEN) und BP (2014).
[1039] Vgl. Hydrocarbons Technology (o. J.).
[1040] Vgl. Rosneft (2013a).
[1041] Vgl. Eni (2013a).
[1042] Vgl. Marson und Vyas (2013).
[1043] Vgl. Bloomberg (2014) und Pons (2015).

Ebenfalls kein Zeitplan für das Erreichen der maximalen Förderkapazität von 220.000 b/d liegt für das, von der PDV gemeinsam mit der Chinesischen CNPC betriebene, Junin 10 Projekt vor, aus dem ebenfalls seit 2012 Schwerstöl gefördert wird.[1044]
Eine Übersicht über alle Schwerstölprojekte, die ihre maximale Förderkapazität bislang noch nicht erreicht haben oder sich in der Erschließungsphase befinden, liefert Tabelle 6.20.

Tabelle 6.20: Zusammenfassung der Schwerstölprojekte in Venezuela

Projekt (aktiv = *)	**Beabsichtigte maximale Förderkapazität (b/d)**	**Jahr des Erreichens der maximalen Förderkapazität**
Carabobo 1 (*)	400.000	2018
Carabobo 2	400.000	Bisher keine Prognosen
Carabobo 3	400.000	2020
Junin 2 (*)	200.000	Bisher keine Prognosen
Junin 5 (*)	240.000	2018
Junin 6 (*)	450.000	2018
Junin 10 (*)	220.000	Bisher keine Prognosen
Gesamt	2.310.000	

Eigene Darstellung

Gemäß Jahresbericht der PDV betrug die Schwerstölfördermenge im Jahr 2011, dem letzten Jahr vor dem Einsetzen der Förderung aus den in Tabelle 6.20 aufgeführten Projekten, ca. 0,8 mb/d.[1045] Da die Fördermenge aus Schwerstölprojekten bis 2014 auf ca. 1,0 mb/d angestiegen ist, sollten die Projekte aus denen seit 2012/13 Schwerstöl gefördert wird im Jahr 2014 mit ca. 0,2 mb/d zur Fördermenge beigetragen haben. Somit würde sich die maximale zusätzliche Förderkapazität aus den in Tabelle 6.20 aufgeführten Projekten auf ca. 2,1 mb/d belaufen.
Die Projekte Carabobo-1 und Junin-5 und -6 sollten, basierend auf den bisherigen Prognosen, ihre maximale Förderkapazität bis zum Jahr 2019 erreichen können. Demnach würden diese im Jahr 2019 mit insgesamt ca. 1,1 mb/d zur venezolanischen Förderkapazität beitragen. Da sich diese Projekte bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden und mit ca. 80.000 b/d zur Fördermenge beigetragen haben sollten,[1046] sollte sich die zusätzliche Kapazität auf ca. 1,02 mb/d belaufen.
Die weiteren Projekte, für die das Erreichen der vollen Förderkapazität erst im Jahr 2020 prognostiziert wird (Carabobo-3) bzw. zu denen noch keine Prognosen vorliegen (Carabobo-2, Junin-2 und -10), würden bei erfolgter vollständiger Erschließung mit maximal ca. 1,2 mb/d zur venezolanischen Fördermenge beitragen. Vorausgesetzt, dass bis zum Jahr 2017 mit der Erschließung begonnen würde, könnten diese Projekte bei einer

[1044] Vgl. Wallis (2013).
[1045] Vgl. PDV (2014), S. 98.
[1046] Da keine Daten zu den Fördermengen der fünf in Tabelle 6.20 aufgeführten, bereits in der Förderphase befindlichen Schwerstölprojekte vorliegen, wird angenommen, dass diese eine gleich hohe Fördermenge von jeweils 40.000 b/d im Jahr 2014 aufweisen.

Erschließungsphase von fünf bis sieben Jahren ihre maximale Förderkapazität bis zum Jahr 2024 erreichen. Da aus den Projekten Junin-2 und Junin-10 bereits im Jahr 2014 Schwerstöl gefördert wurde, sollten die vier, erst frühestens 2020 ihre maximale Förderkapazität erreichenden, Projekte mit zusätzlichen ca. 1,12 mb/d beitragen.
Da die Erschließung stufenweise erfolgt und die Förderkapazität dadurch sukzessive ausgeweitet wird, wird die Annahme getroffen, dass die Förderung aus den Projekten Junin-2 und Junin-10 bis zum Jahr 2024 linear ansteigt. Da diese Projekte im Jahr 2014 mit ca. 80.000 b/d zur Förderkapazität beitrugen, und sich ihre maximale Förderkapazität im Jahr 2024 auf 420.000 b/d belaufen soll, sollte die Förderkapazität zwischen 2015 und 2024 um ca. 34.000 b/d jährlich ansteigen. Somit würde sich eine Fördermenge von ca. 170.000 b/d im Jahr 2019 ergeben.
Für die beiden noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekte Carabobo-2 und -3 erscheint es ob einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren unwahrscheinlich, dass diese bis zum Jahr 2019 die Förderphase erreichen. Im Jahr 2024 könnten diese beiden Projekte im besten Fall mit ihrer maximalen Förderkapazität zur Fördermenge des Landes beitragen.
Für die vier Schwerstölprojekte, die bereits ihr Fördermaximum erreicht haben und im Jahr 2014 mit ca. 0,8 mb/d zur Fördermenge beitrugen, wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % angenommen. Somit würde die Fördermenge aus diesen Projekten bis zum Jahr 2019 auf ca. 0,6 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,5 mb/d sinken.
Insgesamt würde die Schwerstölfördermenge somit im Jahr 2019 ca. 1,9 mb/d betragen und im Jahr 2024 ca. 2,6 mb/d.
Während für alle bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Schwerstölprojekte die auch in den Angebotskurven für 2014 ermittelten Explorations- und Erschließungskosten unterstellt werden, wird für die beiden Projekte Carabobo-2 und -3 angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten sich im oberen Bereich der Kostenkurve befinden, da die am leichtesten und kostengünstigsten zu erschließenden Vorkommen üblicherweise zuerst erschlossen werden. Somit erscheint hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten eine Spanne von ca. 30 bis 45 US-$ je Barrel realistisch.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.73 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

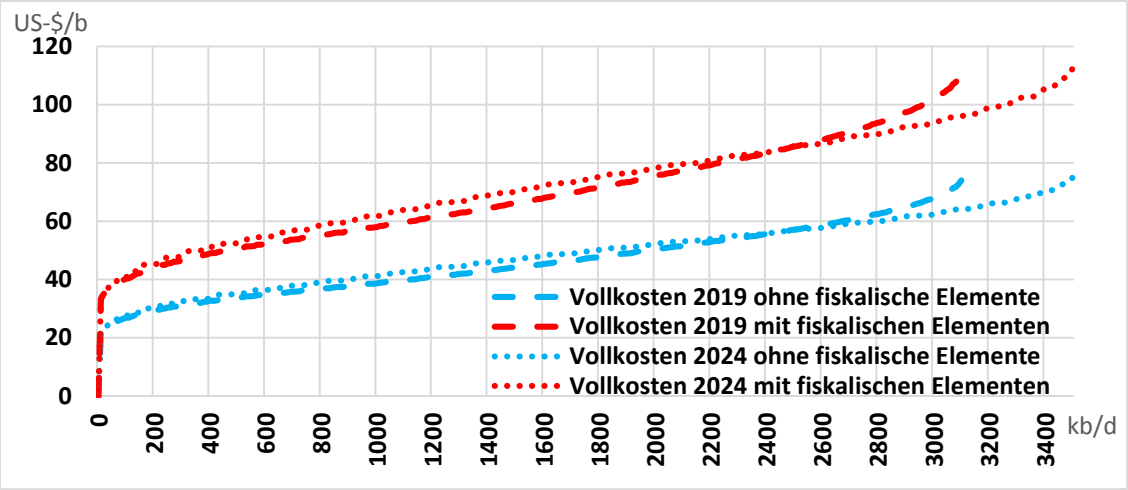


Abbildung 6.73: Venezolanische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die Förderkapazität des Landes bis zum Jahr 2019 auf ca. 3,1 mb/d und bis 2024 auf ca. 3,5 mb/d ansteigen. Der Anstieg resultiert ausschließlich aus der weiteren Erschließung der unkonventionellen Schwerstölvorkommen, wohingegen die Fördermenge konventioneller Vorkommen bis zum Jahr 2024 um ca. 0,7 mb/d sinkt.

Werden die bereits versunkenen Explorations- und Erschließungskosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte nicht mit berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.74 dargestellten langfristigen Angebotskurven für Venezuela.

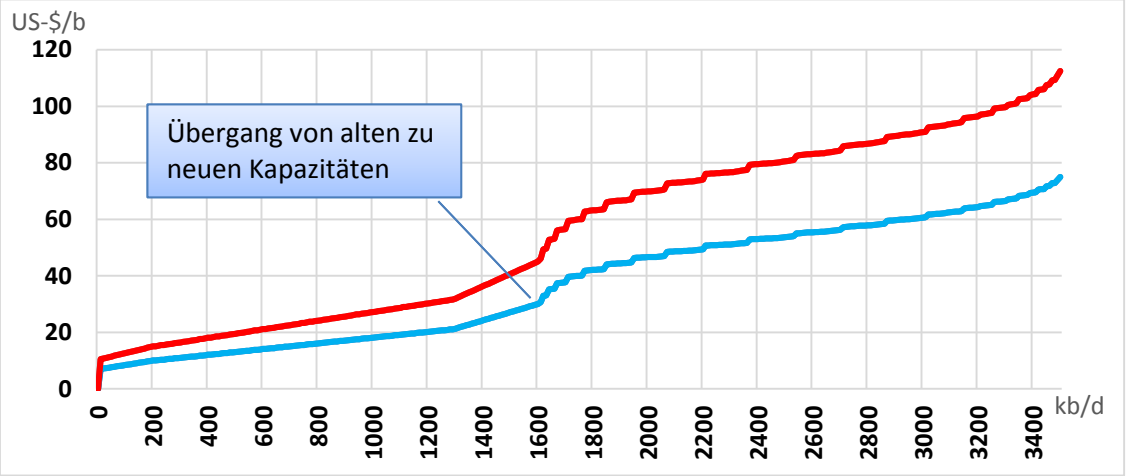


Abbildung 6.74: Langfristige Angebotskurven in Venezuela

Eigene Darstellung

Gemäß der langfristigen Angebotskurven würde die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekten ohne zusätzliche Investitionen bis zum Jahr 2024 auf ca. 1,6 mb/d sinken. Die technischen Grenzkosten belaufen sich bei diesen

1,6 mb/d auf ca. 7 bis 30 US-$ je Barrel. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen die Grenzkosten auf bis zu 45 US-$ je Barrel an.
Die technischen Grenzkosten neuer Projekte, die mit ca. 1,9 mb/d zur Fördermenge beitragen könnten, belaufen sich gemäß der ermittelten Angebotskurven auf ca. 31 bis 75 US-$ je Barrel. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen diese auf bis zu ca. 112 US-$ je Barrel an. Sollte der Ölpreis länger auf seinem aktuellen (Dezember 2015) Niveau von ca. 35 bis 40 US-$ je Barrel verbleiben, wären einige Schwerstölprojekte demnach nicht rentabel, so dass auf eine Erschließung verzichtet werden könnte oder eine solche weiter in die Zukunft verschoben wird. Demnach würde die Fördermenge im Jahr 2024 deutlich unter 3,5 mb/d liegen. Zudem kam es bei den Schwerstölprojekten immer wieder zu Verzögerungen. Dies trug dazu bei, dass die angestrebten Fördermengen in den vergangenen Jahren deutlich verfehlt wurden. Sollte dies auch in den kommenden Jahren der Fall sein, hätte dies ebenfalls eine, im Vergleich zu den ermittelten Angebotskurven, geringere Fördermenge zur Folge.
Eine weitere Problematik besteht in der Schaffung der notwendigen Kapazität der Veredelungsanlagen zur Verarbeitung des geförderten Schwerstöls. Sena et al. (2013) erwarten einen Anstieg der Upgrader-Kapazitäten durch die Errichtung neuer Upgrader auf bis zu ca. 1,85 mb/d ab dem Jahr 2017 und 2,05 mb/d ab dem Jahr 2020.[1047] Weiteres Potential bieten sogenannte „Mixer“, bei denen das geförderte Schwerstöl durch die Mischung mit leichteren Ölsorten oder Naphta zu einem weniger schweren, leichter zu verarbeitendem, Rohöl umgewandelt wird.[1048] Diese Methode wurde zuletzt von Venezuela verwendet, wenn Upgrader wartungsbedingt nicht in Betrieb waren. So importierte Venezuela zwischen Oktober 2014 und Januar 2015 ca. 4 Mio. Barrel Leichtöl aus Algerien und im Juni 2015 ca. 2 Mio. Barrel Leichtöl aus Nigeria, um dieses mit dem geförderten Schwerstöl zu vermischen.[1049]
Zusätzliches Potential hinsichtlich der zukünftigen Fördermenge könnten Offshore-Gebiete im Golf von Venezuela bieten, wo zuletzt große Erdgasprojekte die Förderung aufnahmen.

[1047] Vgl. De Sena et al. (2013), S. 56.
[1048] Vgl. Santos et al. (2014), S. 583f.
[1049] Vgl. George und Parraga (2015).

6.2 Nicht-OPEC-Länder

Neben den OPEC-Ländern werden auch für zehn der aktuell hinsichtlich ihrer Fördermenge bedeutendsten Nicht-OPEC-Länder Angebotskurven ermittelt. Gemäß BP-Statistikjahrbuch trugen diese zehn Länder im Jahr 2014 mit ca. 41,4 mb/d bzw. ca. 46,7 % zur globalen Fördermenge von ca. 88,7 mb/d bei.[1050]

Während hinsichtlich des Verhaltens der OPEC bzw. der einzelnen OPEC-Mitglieder noch Uneinigkeit unter Ökonomen besteht, wird für die Nicht-OPEC-Länder üblicherweise wettbewerbliches Verhalten angenommen, so dass diese als Preisnehmer agieren und ihre Fördermenge der vorhandenen Förderkapazität entspricht. Diese Annahme wird auch in dieser Arbeit getroffen.

[1050] Vgl. BP (2015). Die von der BP ausgewiesenen Mengen enthalten jedoch auch, in dieser Arbeit nicht berücksichtigtes, Flüssiggas und Kondensate.

6.2.1 USA

Die nachgewiesenen Ölreserven der Vereinigten Staaten beliefen sich gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 auf ca. 48,5 Mio. Barrel.[1051] Die reine Ölfördermenge des Landesbetrug 2014 durchschnittlich ca. 8,7 mb/d.[1052]
Am 4. März 1789 trat die erste Verfassung der, sich aus dreizehn ehemaligen britischen Ostküstenkolonien zusammensetzenden, Vereinigten Staaten von Amerika in Kraft. In den folgenden Jahrzehnten wuchs das Staatsgebiet der Vereinigten Staaten durch die nach Westen fortschreitende Besiedlung und damit verbundene Aufnahme neuer Staaten in die Union und den erfolgreichen Krieg gegen Mexiko von 1846 bis 1848.[1053]
Die territoriale Expansion setzte sich nach dem Ende des Bürgerkriegs von 1861 bis 1865 zwischen den nördlichen Bundesstaaten (Union) und den Süd-Staaten (Konföderation) fort, indem man im Jahr 1867 dem russischen Zarenreich Alaska abkaufte. Erst 1959 wurde Alaska jedoch zu einem US-Bundesstaat. Nach dem Erwerb von Alaska wiesen die USA im Wesentlichen (Ausnahme Hawaii) die noch heute bestehenden Landesgrenzen auf, auch wenn einige Territorien erst in den folgenden Jahrzehnten offiziell zu US-Bundesstaaten wurden.[1054]
Regiert werden die Vereinigten Staaten seit 2009 von Barack H. Obama. Die Legislative bildet auf Bundesebene der, sich aus zwei Kammern zusammensetzende, Kongress.[1055]

6.2.1.1 Geschichte der US-Ölindustrie

Die industrielle Ölgewinnung in den USA hat ihren Ursprung in Titusville im US-Bundesstaat Pennsylvania, wo Edwin L. Drake am 27. August 1859 die erste erfolgreiche Ölbohrung durchführte.[1056]
Die erfolgreiche Bohrung von Edwin Drake lockte innerhalb kurzer Zeit viele Ölsucher in die Region. So waren bereits 15 Monate nach Drakes Bohrung 75 Bohrlöcher in Betrieb und das Angebot überstieg die Nachfrage an Rohöl zeitweise deutlich. Da das geförderte Rohöl noch der Umwandlung zu Endprodukten bedurfte, stieg auch die Zahl der Raffinerien in den Jahren 1859/60 in den Fördergebieten und in Pittsburgh an.[1057]
Zwischen 1865 und 1870 stieg die Fördermenge erneut schneller als die Nachfrage, was eine Halbierung des Ölpreises zur Folge hatte. Die Raffineriekapazitäten, die ebenfalls stark ausgeweitet worden waren, überstiegen den Bedarf um das Dreifache. John D. Rockefeller, der zu dieser Zeit Marktführer auf dem Raffineriemarkt war, reagierte auf die Überkapazitäten und starken Preisschwankungen dieser Zeit, indem er erste Schritte zur Konzentration der Industrie unternahm. Zu diesem Zweck wandelte er sein Unternehmen im Jahr 1870 in eine Aktiengesellschaft namens "Standard Oil Company" um, deren

[1051] Vgl. BP (2015), S. 6.
[1052] Vgl. EIA (2015a)
[1053] Vgl. Moltmann (1996), S. 63-85.
[1054] Vgl. Ebenda, S. 90-93.
[1055] Vgl. Auswärtiges Amt (2015k).
[1056] Vgl. IFP (2007), S. 2f.
[1057] Vgl. Yergin (1991), S. 34.

Marktanteil an der gesamten US-Erdölindustrie zu diesem Zeitpunkt ca. 10 % ausmachte.[1058] In den folgenden Jahren setzte die Standard Oil Company die Konsolidierung des Raffineriemarktes fort. So betrug ihr Anteil an der US-amerikanischen Raffineriekapazität 1879 bereits ca. 90 %. Zudem hatte das Unternehmen die Kontrolle über das Leitungssystem in den Ölgebieten und den Transport. Die anderen ölfördernden Unternehmen waren somit in einem großen Maße von der Standard Oil Company abhängig.[1059]
Um ihre Abhängigkeit von der Transport-Infrastruktur der Standard Oil Company zu reduzieren, begannen die anderen Ölförderer Ende der 1870er Jahre mit dem Bau der Tidewater-Pipeline, der ersten Rohöl-Fernleitung. Erstmals floss am 28. Mai 1879 Öl durch diese Pipeline.[1060] Um seine Marktposition zu verteidigen, baute auch Standard Oil innerhalb kurzer Zeit vier eigene Langstrecken-Pipelines. Ab 1880 stieg das Unternehmen zudem in die Ölförderung und den Vertrieb von Erdölprodukten ein und verfügte bereits Mitte der 1880er Jahre über einen Marktanteil von 80 % am US-amerikanischen Vertriebssystem für Ölprodukte. 1882 wurde die Standard Oil Company in einen Trust umgewandelt.[1061]
Während die Fördermenge in Pennsylvania bereits 1891 mit 33 Mio. Barrel (ca. 90.000 b/d) ihren vorläufigen Höhepunkt erreichte, stieg die US-Fördermenge beständig an, da auch in anderen US-Bundesstaaten Ölvorkommen entdeckt und erschlossen wurden. In Folge der Entdeckung großer Lagerstätten in Kalifornien Anfang der 1890er Jahre stieg die dortige Förderung in den folgenden Jahren stark an und 1903 wurde Pennsylvania erstmals von der Spitze der Öl-fördernden US-Bundesstaaten verdrängt. Innerhalb weniger Jahre stieg die kalifornische Fördermenge auf ca. 200.000 b/d in 1910 an. Dies entsprach ca. 22 % der damaligen weltweiten Fördermenge.[1062]
Auch in Oklahoma wurden Anfang des 20. Jahrhunderts neue Lagerstätten entdeckt, die ab 1905 zu einem sprunghaften Anstieg der Fördermenge führten, so dass der Bundesstaat in den Jahren 1907 und 1908 (mit ca. 120.000 bzw. 125.000 b/d) sogar die höchste Fördermenge aller US-Bundesstaaten aufwies.[1063]
Die Vielzahl an entdeckten und erschlossenen Lagerstätten hatte zur Folge, dass die Fördermenge der USA von ca. 125.000 b/d im Jahr 1890 auf ca. 575.000 b/d im Jahr 1910 anstieg und mit über 60 % zur globalen Fördermenge beitrug.[1064]
Anfang des 20. Jahrhunderts wurde die Bekämpfung von Trusts zu einem Hauptanliegen der amerikanischen Politik. Im November 1906 wurde gegen Standard-Oil wegen Verstößen (verbotene Absprachen und Einschränkung des freien Handels) gegen den Sherman Antitrust Act Klage erhoben. Nachdem Standard Oil gegen ein erstes Urteil des Bundesgerichtes, das eine Entflechtung des Trusts vorsah, Berufung eingelegt hatte, bestätigte das Berufungsgericht im Mai 1911 die Entscheidung des Bundesgerichts. In Folge

[1058] Vgl. Yergin (1991), S. 48f und Sampson (1976), S. 37.
[1059] Vgl. Yergin (1991), S. 50-53.
[1060] Vgl. Ebenda, S. 53f.
[1061] Vgl. Erdmann und Zweifel (2010), S. 186 und IFP (2007), S. 5f.
[1062] Vgl. Yergin (1991), S. 106.
[1063] Vgl. Hamilton (2012), S. 61f.
[1064] Vgl. Ebenda, S. 62.

dessen wurde der Standard Oil Trust in 38 Aktiengesellschaften aufgespalten, von denen Exxon (Standard Oil of New Jersey), Socal (Standard Oil of California) und Mobil (Standard Oil of New York) später Mitglieder der "Sieben Schwestern" wurden.[1065]
Zunächst herrschte zwischen den neuen Ölgesellschaften kaum Wettbewerb, da sie ihre Produkte unter demselben Markennamen verkauften und jede Ölgesellschaft in ihrer Region blieb. Ein positiver Effekt der Aufspaltung der Standard Oil bestand darin, dass die einzelnen Ölgesellschaften unabhängig voneinander forschten, was eine größere Anzahl technischer Innovationen zur Folge hatte. So konnte durch das von der Standard Oil of Indiana entwickelte Verfahren des thermischen Cracking mehr Benzin aus einem Liter Rohöl gewonnen werden. Aufgrund der stark gestiegenen Nachfrage nach Rohölprodukten begann Standard Oil of Indiana im Jahr 1914, Lizenzen für das neue Verfahren an Ölgesellschaften, die in anderen Region tätig waren und daher keine direkte Konkurrenz darstellten, zu verkaufen.[1066]
Zwischen 1919 und 1929 stieg die Öl-Nachfrage in den USA, insbesondere aufgrund seiner Verwendung als Kraftstoff, von 1,03 mb/d auf 2,58 mb/d. Allein die Benzinnachfrage vervierfachte sich in diesem Zeitraum.[1067] Das Ausbleiben neuer Ölfunde in den USA zwischen 1917 und 1920 rief Sorgen vor möglichen zukünftigen Engpässen und steigenden Preisen hervor und die Suche nach neuen Lagerstätten wurde weiter intensiviert.[1068] Zu diesem Zweck wurde eine Reihe neuer Explorationstechnologien entwickelt,[1069] die maßgeblich zu den großen Funden in den 1920er Jahren beitrugen.[1070]

Tabelle 6.21: US-Fördermenge von 1919 bis 1929 (in Mio. Barrel/Jahr)

Jahr	USA	Kalifornien	Texas	Oklahoma	Restliche Bundesstaaten
1919	378,4	101,2	79,4	86,9	110,9
1924	713,9	228,9	134,5	173,5	177,0
1929	1007,3	292,5	296,9	255,0	162,9

Datenquelle: Hamilton (2012).

Aufgrund zahlreicher neuer Lagerstätten, aus denen in den 1920er Jahren mit der Förderung begonnen wurde, stieg die US-Fördermenge zwischen 1919 und 1929, wie in Tabelle 6.21 zu sehen, um ca. 166 % an. Zum Fördermengenanstieg trugen insbesondere die drei Bundesstaaten Kalifornien, Texas und Oklahoma bei, deren Anteil an der US-Fördermenge 1929 bei ca. 84 % lag.

[1065] Vgl. Yergin (1991), S. 139-143 und Ströbele et al. (2010), S. 111 und Anhangstabelle 9.10.
[1066] Vgl. Yergin (1991), S. 144-147.
[1067] Vgl. Ebenda, S. 269f.
[1068] Vgl. Ebenda, S. 282f.
[1069] insbesondere geophysikalische Innovationen wie Gravimeter, Magnetometer und Seismographen und Reflexionsseismographen
[1070] Weitere Verbesserungen dieser Zeit stellten die Entwicklungen der Mikropaläontologie (Analyse winziger Fossilien) und Innovationen in der Bohrtechnik, die aufschlussreichere und tiefere Bohrungen möglich machten, dar (Yergin (1991), S. 283f).

Ende der 1920er Jahre begann sich die Konkurrenz zwischen den großen Nachfolgegesellschaften der Standard Oil Company zu verschärfen, da diese sich mittlerweile zu voll integrierten Gesellschaften entwickelt hatten und nun begannen, auf die Märkte der anderen einzudringen. Auch war der Marktanteil der Standard Oil-Nachfolgegesellschaften – auf ca. 45 % des raffinierten Öls in 1927 (1910 hatte der Anteil der Standard Oil noch ca. 80 % betragen) – deutlich gesunken.[1071]
1930 wurde das Ost-Texas-Feld entdeckt, bei dem es sich um die bis dahin weltweit größte Lagerstätte handelte. Innerhalb von weniger als einem Jahr stieg die Fördermenge in Ost-Texas zwischen Oktober 1930 und August 1931 von Null auf über eine Million Barrel pro Tag an. Vor dem Hintergrund der schwachen Nachfrage aufgrund der Weltwirtschaftskrise und der gestiegenen Fördermenge in Texas kam es zu einem vorübergehenden Überangebot, das einen Einbruch des Ölpreises – nicht nur in Ost-Texas, sondern in den gesamten USA – zur Folge hatte.[1072] Um eine Konkurswelle in der Ölindustrie zu verhindern, wurde in Ost-Texas ein System zur Fördermengenkontrolle, mit der "Texas Railroad Comission" als zuständiger Behörde, errichtet. Diese erhielt ein Mandat zur Kontrolle der Fördermenge, jedoch anfänglich mit begrenzter Autorität. So durfte sie die Ölförderung nicht direkt regulieren. Nachdem sich die Situation 1931 weiter verschärft hatte, erhielt die Texas Railroad Comission ab November 1932 per Gesetz die Befugnis, die Fördermenge in Texas über die Festlegung von Förderquoten zu begrenzen. Zunächst setzte sie diese Quote jedoch zu hoch an. Auch kam es zu illegaler Förderung von mehreren hunderttausend Barrel täglich.[1073]
Ein weiterer Schritt zur zukünftigen Vermeidung zu hoher Fördermengen bestand in einem 1933 verabschiedeten Gesetz, das den US-Präsidenten ermächtigte "heißes Öl" – solches, das über die offiziellen Quoten hinausgehend gefördert wurde – zu verbieten. Zudem erhielt der Innenminister die Befugnis, ab September 1933 monatlich für jeden Bundesstaat eine Förderquote festzulegen. Dies führte zunächst zu einem Ende der Überproduktion in den USA. Auch wenn der oberste Gerichtshof im Januar 1935 die Regelungen zum "heißen Öl" verwarf, so dass die Weisungen der Bundesregierung für die Bundesstaaten nun nicht mehr bindend gewesen wären, hielten sich die Bundesstaaten weiterhin an die Empfehlungen des Innenministers.[1074]
Bis 1937 hatte das Regulierungssystem seine Kontrolle über die Ölindustrie – auch der nicht-kooperativen Produzenten – in den USA gefestigt. Somit kontrollierte die US-Regierung zu dieser Zeit die Fördermenge im Land, was bedeutete, dass die Regierung in Abhängigkeit der jeweiligen Marktlage die Quoten erhöhte oder senkte und durch diese Maßnahmen den Preis stabilisierte. Dadurch wurde die Ölpreisvolatilität in den folgenden

---

[1071] Vgl. Yergin (1991), S. 292f.
[1072] Vgl. Dvir und Rogoff (2009), S. 14f.
Der Ölpreis sank in der Region von 1,85 US-$ je Barrel 1926 auf 1 US-$ je Barrel 1930 und nur noch 0,15 US-$ je Barrel 1931, in extremen Fällen sogar 0,02 US-$ je Barrel. (Yergin (1991), S. 320f).
[1073] Vgl. Yergin (1991), S. 323-327.
[1074] Vgl. Ebenda, S. 332-334.

Jahrzehnten deutlich reduziert.[1075] Neben diesen Maßnahmen führten die USA 1932 Importzölle auf Rohöl und Heizöl ein. Diese Zölle hatten zur Folge, dass sich die US-Ölimporte auf 5 % der Inlandsnachfrage verringerten.[1076]
1950 wurde Öl erstmals zum anteilsmäßig größten Energieträger in den USA. Auch wenn in den Jahren direkt nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs neue Fördergebiete in Nordamerika erschlossen worden waren, erlebten die USA in den Jahren 1946/47 eine Ölknappheit. Aufgrund der Engpässe stiegen die US-Ölimporte deutlich an und 1948 wurden die USA erstmals zu einem Nettoimporteur.[1077] Gleichzeitig endete auch die Zeit der Überschusskapazitäten in den USA. Diese hatten zwischen 1957 und 1963 noch ca. 4 mb/d betragen und reduzierten sich bis 1970 auf 1 mb/d. In diesem Jahr erreichte die US-Fördermenge auch ihren Höhepunkt und der Anteil importierten Öls stieg stark an.
Im März 1971 erlaubte die Texas Railroad Commission erstmals nach dem Zweiten Weltkrieg eine Fördermenge an der Kapazitätsgrenze, so dass ab diesem Moment die Möglichkeit der US-Regierung, die Fördermenge wenn nötig auszuweiten, nicht mehr gegeben war.[1078]
Die Abhängigkeit der USA von importiertem Öl stieg zusätzlich aufgrund neuer Umweltverordnungen, die die Nutzung von Kohle als Energieträger verminderten und die Nachfrage nach Öl steigerten. Zudem wurden Vorhaben zur Erschließung neuer Ölvorkommen in ökologisch sensiblen Gebieten wie dem Golf von Mexiko, vor der kalifornischen Küste und Alaska durch Unfälle und Umweltschutzgruppen behindert.[1079]
So verhängte US-Präsident Nixon 1969 ein Moratorium für Offshore-Bohrungen vor der kalifornischen Küste, nachdem bei einer Bohrung Öl unkontrolliert an die Oberfläche getreten war und Strände verschmutzt hatte. Gleichzeitig verstärkte die Ölpest den Widerstand gegen die Erschließung von Lagerstätten auch in anderen ökologisch sensiblen Regionen wie beispielsweise Alaska. Dort war im Dezember 1967 in der Prudhoe Bay das bis dahin größte Ölfeld Nordamerikas entdeckt worden. Erste Schätzungen besagten, dass das Prudhoe Bay-Feld relativ schnell eine Fördermenge von 2 mb/d erreichen könne. Allerdings verzögerte sich der Bau der Trans-Alaska-Pipeline, durch die das im Norden Alaskas geförderte Öl zu den Verladehäfen im Süden des Bundesstaats transportiert werden sollte, aufgrund von Umweltbedenken.[1080] Erst 1977 wurde die Trans-Alaska-Pipeline fertiggestellt und in Betrieb genommen. Mit der Inbetriebnahme stieg auch die Fördermenge in Alaska sprunghaft, von ca. 0,2 mb/d im Jahr 1976 auf ca. 1,6 bis 1,8 mb/d Anfang bis Mitte der 1980er Jahre, an.[1081]

[1075] Vgl. Dvir und Rogoff (2009), S. 14.
Die Festlegung von Förderquoten führte dazu, dass sich der Durchschnittspreis von Öl in den USA zwischen 1934 und 1940 in einer Bandbreite von 1,00 bis 1,18 $/Barrel bewegte. (Yergin (1991), S. 337).
[1076] Vgl. Yergin (1991), S. 335f.
[1077] Vgl. Ebenda, S. 516-519.
[1078] Vgl. Dvir und Rogoff (2009), S. 16.
[1079] Vgl. IFP (2007), S. 25.
[1080] Vgl. Yergin (1991), S. 690-696.
[1081] Vgl. Bukold (2009), S. 45.

1971 führte US-Präsident Nixon im Rahmen seines Programmes zur Inflationsbekämpfung Preiskontrollen für Rohöl ein. Diese Preisobergrenzen stimulierten die Nachfrage in den USA während die heimische Ölindustrie dadurch negativ beeinflusst wurde. So sanken durch die Preisobergrenzen die Anreize zu neuen, kostenintensiven Explorationen. Die Ölimporte des Landes verdoppelten sich derweil nahezu zwischen dem Sommer 1970 und dem Sommer 1973 von 3,2 mb/d auf 6,2 mb/d.[1082]
In seiner Kongressrede zur Energiepolitik am 18. April 1973 kündigte Präsident Nixon an, die bestehenden Importquoten und Zölle auf ausländisches Öl abschaffen zu wollen, da das heimische Angebot die Nachfrage in den USA, nicht mehr decken konnte.[1083]
Der Einbruch der Ölpreise in den 1980er Jahren wirkte sich besonders negativ auf Ölgesellschaften mit hohen Förderkosten aus. So waren insbesondere viele kleine Ölförderer in den USA betroffen. Wurden vor dem Preiseinbruch noch aus ca. 450.000 Kleinst-Bohrlöchern mit einer täglichen Fördermenge von lediglich 2 bis 3 Barrel insgesamt ca. 1,3 mb/d gefördert, so wurden in Folge des Preisrückgangs mehr als die Hälfte dieser Bohrlöcher stillgelegt. Allein dies hatte einen Rückgang der US-Fördermenge um über 700.000 b/d zur Folge. Der Rückgang der Fördermenge aus diesen Bohrlöchern war zudem permanenter Natur, da die entsprechenden Bohrlöcher versiegelt und später aufgegeben werden mussten.[1084]

Golf von Mexiko

Mit der Offshore-Förderung im Golf von Mexiko wurde im März 1938 begonnen. Nachdem die Fördermenge im Golf von Mexiko bis 1972 angestiegen war und einen ersten Höhepunkt von ca. 1 mb/d erreicht hatte, sank sie aufgrund rückläufiger Fördermengen aus Ölfeldern in flachen Gewässern und betrug 1981 noch ca. 0,7 mb/d.[1085]
Eine 1982 vorgenommene Änderung der Pachtbedingungen, durch die Pachtverträge für größere Gebiete als zuvor abgeschlossen werden konnten, ließen das Interesse der Ölindustrie auch an Pachten in tiefen Gewässern ansteigen,[1086] so dass in den Vergaberunden 1983 bis 1985 für insgesamt 2653 Gebiete, davon ca. 600 in tiefen Gewässern, Pachten vergeben wurden.[1087]
Der, insbesondere in der zweiten Hälfte der 1980er Jahre, niedrige Ölpreis hatte jedoch zur Folge, dass viele Tiefseeprojekte im Golf von Mexiko verschoben bzw. ganz aufgegeben wurden. Entsprechend sank die Fördermenge im Golf von Mexiko bis zum Jahr

---

[1082] Vgl. Yergin (1991), S. 710f.
[1083] Vgl. Nixon (1973).
[1084] Vgl. Parra (2004), S. 290.
[1085] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 32 und Daten der EIA (Workbook Contents – Crude Oil Production).
[1086] Gemäß dem für die Vergabe von Offshore-Pachten zuständigen US-Innenministerium umfasst Tiefwasser (Deepwater) Wassertiefen zwischen 305 und 1524 m (1.000 – 5.000 Fuß). Flachwasser (Shallow Water) umfasst niedrigere und Ultra-Tiefwasser (Ultra-Deepwater) tiefere Gewässer. (Vgl. US. Department auf the Interior – Minerals Management Service (2008), S. 3.)
[1087] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 33.

1990 auf ca. 0,7 bis 0,8 mb/d, nachdem sie bis 1986 wieder auf durchschnittlich ca. 0,9 bis 1 mb/d angestiegen war.[1088]

Mit den Funden der Felder Auger und Mars durch Shell im Jahr 1989 in Wassertiefen von ca. 870 m bzw. ca. 915 m und der Erschließung dieser Felder begann die Fördermenge im Golf von Mexiko ab Mitte der 1990er Jahre bis auf durchschnittlich ca. 1,5 bis 1,6 mb/d in den Jahren 2001 bis 2003 zu steigen. Die durchschnittliche Wassertiefe, in der gebohrt wurde, stieg dabei kontinuierlich an. Mit 0,7 mb/d übertraf die Fördermenge aus Projekten in tiefen Gewässern im Jahr 1998 erstmals die Fördermenge aus Flachwasser-Projekten.[1089]

Zwischen 2004 und 2008 sank die Fördermenge im Golf von Mexiko um insgesamt ca. 0,4 mb/d auf 1,15 mb/d im Jahr 2008. Diese Fördermengenrückgänge waren insbesondere den Hurricans Ivan (2004) sowie Katrina und Rita (2005), die eine große Anzahl an Ölplattformen, Schiffen und Pipelines beschädigt und teilweise zerstört hatten, geschuldet.[1090]

Ein signifikanter Anstieg der Fördermenge im Golf von Mexiko erfolgte 2009 durch die einsetzende Förderung aus mehreren Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasser-Projekten sowie der Wiederaufnahme der Förderung aus den durch die Hurricans beschädigten Plattformen. So stieg die Fördermenge 2009 gegenüber dem Vorjahr um ca. 0,4 mb/d auf durchschnittlich 1,56 mb/d. Allein die Fördermenge des von BP betriebenen Thunder Horse Projekts, das im Juni 2008 die Ölförderung aufgenommen hatte, trug im Frühjahr 2009 mit ca. 250.000 b/d bei. Im September 2009 wurden durch die Bohrungen von der Plattform Deepwater Horizon in einer Wassertiefe von ca. 1.220 m und Gesamttiefe von ca. 10.670 m (die zu diesem Zeitpunkt die tiefste jemals durchgeführte Bohrung) Ölvorkommen, die auf ca. 4 bis 6 Milliarden Barrel geschätzt wurden, entdeckt. Bis 2010 wurden 19 weitere Lagerstätten mit Ölvorkommen von jeweils mehr als 100 Mio. Barrel in Tiefwasser bzw. Ultra-Tiefwasser-Gebieten entdeckt.[1091]

Am 20. April 2010 geriet die Deepwater Horizon Plattform in Folge eines Blowouts in Brand und sank zwei Tage später. Bei dem Unglück kamen elf Arbeiter ums Leben. Zudem liefen, bis das Bohrloch am 15. Juli 2010 wieder unter Kontrolle gebracht werden konnte, innerhalb von 87 Tagen ca. 4,9 Mio. Barrel Rohöl aus, was eine Umweltkatastrophe an den Küsten des Golfs von Mexiko zur Folge hatte.[1092]

Nachdem die Regierung von George W. Bush in den Jahren 2008 und 2009 noch erste Schritte zur Lockerung des Offshore-Moratoriums unternommen hatte – so sahen im Januar 2009 vom Innenministerium vorgestellte Pläne unter anderem auch die Vergabe von

---

[1088] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 34 und Daten aus EIA (2015a).

[1089] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 36-41 und Daten aus EIA (2015a).

[1090] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 50 und Daten aus EIA (2015a).

[1091] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 50f und Daten der EIA (2015a).

[1092] Vgl. Ramseur und Hagerty (2014).

Öl- und Gaspachtverträgen für die, bisher unter dem Moratorium stehenden Atlantik- und Pazifikküsten vor, wurde die Vergabe durch die Obama-Regierung wieder eingeschränkt. So wurde der von der Bush-Regierung vorgestellte Fünfjahresplan für den Zeitraum von 2010 bis 2015, der den Fünfjahresplan für den Zeitraum von 2007 bis 2012 abgelöst hätte, der wiederum keine Bohrgenehmigungen für die Atlantik- und Pazifik- sowie weitere unter Moratorium stehende Küsten (Teile von Alaska, Osten des Golfs von Mexiko) vorsah, ausgesetzt. In Folge der Deepwater Horizon Katastrophe bestätigte die Obama-Regierung im Dezember 2010 das Verbot von Öl- und Gas-Bohrungen entlang der Pazifik- und Atlantik-Küste sowie im östlichen Abschnitt des Golfs von Mexiko und Teilen Alaskas bis mindestens 2017. Bestätigt wurde dies durch den im November 2011 vorgestellten Fünfjahresplan für den Zeitraum von 2012 bis 2017. Dieser sieht nur eine Vergabe von Öl- und Gaspachtlizenzen für neue Offshore-Gebiete im westlichen Teil des Golfs von Mexiko und vor der Küste Alaskas vor.[1093]

6.2.1.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der US-Ölindustrie

Die Eigentums- und Abbaurechte für Öl- und Gasvorkommen liegen in den USA üblicherweise beim jeweiligen Grundstückseigentümer. Hierzu werden die oberirdisch verlaufenden Grundstücksgrenzen (theoretisch) vertikal in den Untergrund verlängert. In den USA können somit private Grundstückseigentümer, Ureinwohnerstämme und der Staat (Gemeinden, Bundesstaaten, Bund) Eigentums- und Abbaurechte halten. Die Grundstückseigentümer können ihre Rechte an den Öl- und Gasvorkommen an andere Parteien weitergeben. Bei Offshore-Vorkommen liegen die Eigentums- und Abbaurechte in staatlicher Hand (Bund oder Bundesstaat).[1094]

Da jeder US-Bundesstaat eigene Gesetze und Vorschriften für die in seinem Besitz befindlichen Öl- und Gasvorkommen erlässt und sich die Vorkommen in den USA überwiegend in privater Hand, gefolgt vom Bund, befinden, soll im Folgenden nur der rechtliche Rahmen für Ölvorkommen im Besitz des Bundes erörtert werden.

Rechtlicher Rahmen

Den rechtlichen Rahmen für die Onshore-Exploration und Förderung von Öl und Gas, an dem der Bund die Eigentumsrechte hält, liefern der Mineral Leasing Act von 1920 und der Mineral Leasing Act for Acquired Lands von 1947. Für im Besitz des Bundes befindliche Offshore-Vorkommen regelt der Outer Continental Shelf Act die Explorations- und Förderbedingungen.

Gemäß Mineral Leasing Act ist das Innenministerium (Secretary of the interior) für die Vergabe von Explorations- und Förderrechten für im Besitz des Bundes befindliche Öl- und Gasvorkommen zuständig.

Explorationsgenehmigungen werden für maximal zwei Jahre für Flächen von bis zu ca. 10,36 km^2 (2.560 Acre) erteilt. Innerhalb von sechs Monaten nach Erteilung der Genehmigung sollen die ersten Explorationsbohrungen vorgenommen werden. Darüber hinaus

[1093] Vgl. U.S. House of Representatives – Natural Resources Committee (2011).
[1094] Vgl. International Business Publications (2012e), S. 33.

gibt es für den zweijährigen Zeitraum Fristen, innerhalb derer Bohrungen in bestimmten Tiefen vorzunehmen sind sofern in geringeren Tiefen kein Öl oder Erdgas entdeckt wird. Die Explorationsgenehmigung kann, sofern der Halter der Genehmigung in den zwei Jahren durch äußere Umstände an der Durchführung der Explorationsarbeiten gehindert wurde, um den entsprechenden Zeitraum verlängert werden.[1095] Für die Halter von Explorationsgenehmigungen besteht darüber hinaus die Möglichkeit, diese auch ohne nachgewiesenen Fund einer Lagerstätte noch vor Ablauf der Explorationsgenehmigung in einen Pachtvertrag umzuwandeln. Die Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls muss dabei mindestens 12,5 % betragen und wird vom Innenministerium festgelegt. Wird eine Explorationsgenehmigung in einen Pachtvertrag umgewandelt, fallen bis zum Fund von Öl- oder Gasvorkommen, jedoch maximal für zwei Jahre, keine jährlichen Pachtgebühren an.[1096]

Sofern unter einer Explorationsgenehmigung wirtschaftlich förderbare Öl- oder Gasvorkommen entdeckt werden, erhält der Halter der Genehmigung das Recht auf einen Pachtvertrag über ein Viertel der Fläche der ursprünglichen Explorationsgenehmigung. Die Laufzeit solcher Pachtverträge beträgt 20 Jahre und die zu zahlende Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls beträgt 5 %. Darüber hinaus wird eine jährliche Pacht in Höhe von 1 US-$ je Acre erhoben (die hinsichtlich der zu zahlenden Royalty gutgeschrieben wird).[1097] Bis der Halter der Explorationsgenehmigung einen Pachtvertrag für das Viertel des Explorationsgebiets beantragt, beträgt die Royalty 20 %.[1098]

Für die verbleibenden drei Viertel der Fläche erhält der bisherige Halter der Genehmigung ein Vorzugsrecht bei der Vergabe. Die Royalty muss auch hier mindestens 12,5 % betragen.[1099]

Für Gebiete mit bereits bekannten Öl- oder Gasvorkommen kann das Innenministerium Pachtverträge vergeben. Die Vergabe erfolgt anhand von öffentlichen Ausschreibungen und Auktionen, bei denen der seriöse Bieter mit dem höchsten Gebot den Zuschlag erhält. Die entsprechenden Auktionen in Bundesstaaten mit geeigneten Gebieten sollen mindestens vierteljährlich abgehalten werden. Die Pachtfläche darf mit Ausnahme von Alaska (maximal ca. 23,3 km^2 bzw. 5.760 Acre) maximal 10,36 km^2 (2.560 Acre) betragen und die Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls soll sich auf mindestens 12,5% belaufen. Entscheidende Gebotsvariable ist die Einmalzahlung, die mindestens 2 US-$ je Acre zu betragen hat (wobei das Ministerium auch einen höheren Mindestbetrag festlegen kann). Niedrigere Gebote sollen durch das Ministerium abgelehnt werden.[1100] Die Grundlaufzeit von solcher Pachtverträge soll zehn Jahre betragen. Die Pachtdauer verlängert sich jedoch, solange weiterhin Öl oder Gas in ausreichender Menge gefördert wird. Die

[1095] Vgl. Mineral Leasing Act (1920), Sec. 13.
[1096] Vgl. Ebenda, Sec. 13.
[1097] Vgl. Ebenda, Sec. 14.
[1098] Vgl. Ebenda, Sec. 15.
[1099] Vgl. Ebenda, Sec. 14.
[1100] Vgl. Mineral Leasing Act (1920), Sec. 17.

jährliche Pachtgebühr beträgt in den ersten fünf Jahren mindestens 1,50 US-$ je Acre und ab dem sechsten Jahr mindestens 2,00 US-$ je Acre.[1101]
Um der Problematik zu schneller und ineffizienter Ausbeutung von Lagerstätten, die sich über Pachtgebiete mehrerer Pächter erstrecken, zu begegnen, enthält Sektion 17 auch Regelungen für die Ausbeutung solcher Lagerstätten. So können sich Pächter aneinander angrenzender Gebiete, nach Genehmigung durch das Ministerium, zur gemeinschaftlichen Ausbeutung einer Lagerstätte zusammenzuschließen. Die Lizenzbedingungen können bei einem solchen Zusammenschluss unter Zustimmung der beteiligten Pächter vom Ministerium geändert werden. Durch das Ministerium abgeschlossene Öl- und Gaspachtverträge sollen zudem Klauseln beinhalten, die eine gemeinschaftliche Ausbeutung mit anderen Pächtern vorsehen.[1102] Der amerikanische Staat ist darüber hinaus befugt, den Explorations- und Erschließungsgrad sowie die Fördermenge aus von mehreren Pächtern gemeinschaftlich ausgebeuteten Öl- und Gasfeldern, festzulegen, sofern Land im Besitz des Bundes betroffen ist.[1103] Sofern verschiedene Gebiete nicht unabhängig erschlossen und ausgebeutet werden können, ohne dass dies der Lagerstätte schadet, kann das Innenministerium Pachtgebiete oder Teile von Pachtgebieten mit anderen zusammenlegen, selbst wenn davon betroffene Pachtgebiete nicht im Besitz des Bundes sind. Dies geschieht, indem das Ministerium Fördermengen oder Royalties für die betroffenen Landabschnitte festlegt.[1104]
Für Gebiete mit Ölschiefervorkommen kann das Innenministerium Pachten für Flächen von bis zu 5.760 Acre mit einer Laufzeit von 20 Jahren vergeben (Verlängerungen betragen ebenfalls 20 Jahre). Auf die Erhebung von Royalties und Pachtgebühren kann das Ministerium in den ersten fünf Jahren verzichten, wenn dies die Förderung begünstigt.[1105]
Die Eigentumsrechte an den Offshore-Vorkommen in amerikanischen Gewässern liegen, in Abhängigkeit von der Entfernung der Lagerstätte von der Küste, entweder beim jeweiligen Bundesstaat oder dem Bund. Mit Ausnahme von Texas und Florida (jeweils zehn Seemeilen) liegen die Eigentumsrechte an Vorkommen, die sich maximal drei Seemeilen von der Küste entfernt befinden, beim jeweils an die Küste angrenzenden Bundesstaat. Somit treffen die Bundesstaaten die Entscheidungen über die Vergabe von Pachten in den küstennahen Gebieten.[1106]
Für Offshore-Vorkommen außerhalb dieser Zonen (Outer Continental Shelf), an denen der Bund die Eigentumsrechte hält, sind die maßgeblichen Regelungen im Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA) enthalten.
Die Vergabe von Pachtverträgen, die durch das Innenministerium (bzw. durch das dem Innenministerium angeschlossene Bureau of Ocean Energy Management) vorgenommen wird, das die grundlegenden Pachtbedingungen (wie bspw. Ort und Größe des Pachtgebiets) im Voraus festlegt, erfolgt über öffentliche Ausschreibungen und Auktionen mit

[1101] Vgl. Ebenda, Sec. 17 (d), (e).
[1102] Vgl. Ebenda, Sec. 17 (m).
[1103] Vgl. Ebenda, Sec. 17 (m).
[1104] Vgl. Ebenda, Sec. 17 (m).
[1105] Vgl. Ebenda, Sec. 21.
[1106] Vgl. Fallon und Loh (2014).

verdeckten Geboten (sealed bid). Hinsichtlich der Gebotsvariablen werden dem Ministerium durch den OCSLA große Spielräume eingeräumt, indem verschiedene Kombination von

- Einmalzahlung,
- Royaltysatz,
- auf den Staat entfallener Anteil an den Gewinnen und
- Arbeitsverpflichtungen

möglich sind. Die Royalty soll jedoch mindestens 12,5 % und der staatliche Anteil an den Gewinnen mindestens 30 % betragen.[1107]
Die Fläche eines Pachtgebiets soll üblicherweise maximal ca. 23,3 km^2 betragen und die Laufzeit der ersten Pachtphase fünf bis maximal zehn Jahre nicht überschreiten.[1108]
Für die Vergabe von Pachten soll das Ministerium 5-Jahres-Pläne erstellen, die die „nationalen Energiebedürfnisse" berücksichtigen. Die zu veröffentlichenden 5-Jahres-Pläne sollen möglichst präzise Angaben zu zukünftigen Pachtvergaben (Gebiete und Termine der Vergaben) enthalten.[1109]
Für Lagerstätten, die sich sowohl über das Hoheitsgebiet eines Bundesstaats als auch des Bundes erstrecken, sieht der OCSLA Sonderregelungen, sowohl hinsichtlich der Pachtvergabe als auch der Aufteilung der staatlichen Einnahmen, vor. So soll die Erschließung entsprechender Lagerstätten gemeinschaftlich von Bund und Bundesstaat vorgenommen werden.[1110] Sofern der Bund Einnahmen in Form von Einmalzahlungen, Pachtgebühren, Royalties etc. aus solchen Lagerstätten erzielt, stehen dem Bundesstaat 27 % der Einnahmen auf den zu seinem Hoheitsgebiet befindlichen Teil der Lagerstätte zu.[1111]

Fiskalische Behandlung

Auch bei den fiskalischen Bedingungen sollen im Folgenden primär die vom Bund erhobenen Steuern und Abgaben betrachtet werden, da in den meisten US-Bundesstaaten (große Ausnahme Alaska, auch bekannt als „Owner State") die Eigentumsrechte an den Öl- und Gasvorkommen größtenteils bei privaten Grundstückseigentümern liegen. Diese wiederum handeln individuell Royalties und Pachtgebühren mit den Lizenznehmern aus. So zeigten Fitzgerald und Rucker (2014), dass ca. 73 % (161 von 220 Mrd. US-$ vom Wert) des Onshore geförderten Rohöls und Erdgases im Jahr 2012 im Rahmen von durch private Eigentümer vergebenen Förderrechten gefördert wurden.[1112]

[1107] Vgl. Outer Continental Shelf Lands Act (1953), Sec. 8 (a).
[1108] Vgl. Ebenda, Sec. 8 (b) (1)-(2).
Voraussetzung für eine Laufzeit von mehr als fünf Jahren ist, dass das Ministerium zu der Auffassung gelangt dass eine längere Laufzeit aufgrund schwerer Bedingungen oder großer Wassertiefe notwendig ist um Explorations- und Erschließungsmaßnahmen zu ermöglichen.
[1109] Vgl. Ebenda, Sec. 18.
[1110] Vgl. Ebenda, Sec. 5 (j).
[1111] Vgl. Ebenda, Sec. 8 (g).
Wenn beispielsweise 50 % der Ölvorkommen einer Lagerstätte, die vom Bund verpachtet wird, sich innerhalb der 3-Meilen-Zone befinden, steht dem Bundesstaat auf 50 % der erzielten Staatseinnahmen ein Anteil von 27 % zu.
[1112] Vgl. Fitzgerald und Rucker (2014), S. 2.

Die bedeutendsten fiskalischen Elemente für in den USA Upstream-Projekte betreibende Ölgesellschaften sind:

- Einmalzahlungen,
- Royalties (dem Grundstückseigentümer bzw. Eigentümer der Vorkommen zustehender Anteil am geförderten Rohöl bzw. Wert des geförderten Rohöls),
- Pachtgebühren (beziehen sich auf die Fläche des Fördergebietes),
- Produktionsteuern (Severance Tax) und
- Körperschaftsteuer (Corporate Income Tax, CIT).

Die Einmalzahlung ist variabel und in der Regel die entscheidende Gebotskomponente bei der Vergabe von Pachten.

Die Royalties betragen bei Onshore-Lagerstätten im Besitz des Bundes gemäß Mineral Leasing Act mindestens 12,5 % auf den Wert des geförderten Rohöls.[1113] Bei Offshore-Lagerstätten im Besitz des Bundes sollen die Royalties ebenfalls mindestens 12,5 % betragen.[1114] Tatsächlich betrug die Royalty bei den, im aktuellen Fünfjahres-Leasing-Programm (2012 bis 2017) abgeschlossenen, neuen Pachtverträgen jedoch 18,75 %.[1115] Bei Offshore-Pachtverträgen kann das Ministerium in den ersten Jahren der Vertragslaufzeit auf die Erhebung der Royalty verzichten, sofern die Felderschließung aufgrund zu zahlender Royalties nicht wirtschaftlich wäre. Kriterien für eine solche Aussetzung der Royalty sind die Wassertiefe, die Fördermenge und der Ölpreis.[1116]

Auf Ebene der Bundesstaaten betragen die Royalties in der Regel zwischen 15 und 20 % (Texas 20 bis 25 %).[1117]

Zu den vereinbarten Royalties bei von privaten Grundstückseigentümern vergebenen Förderrechten sind nahezu keine Daten verfügbar. Fitzgerald und Rucker (2014) berechneten für den Bundesstaat Montana, für den sie hinreichende Daten vorfanden, für den Zeitraum von 2008 bis 2012 durchschnittliche Royalties bei privat vergebenen Förderrechten von 13,3 bis 13,8 %.[1118]

Die jährliche Pachtgebühr, die nur eine verhältnismäßig geringe Belastung für Ölproduzenten darstellt, bezieht sich auf die gepachtete Fläche und beträgt, wie bereits erörtert, bei Onshore-Feldern in den ersten fünf Jahren 1,50 US-$ und anschließend 2,00 US-$ je Acre.

Bei vom Bund vergebenen Offshore-Pachtverträgen werden die jährlichen Pachtgebühren jeweils durch die Ausschreibungsbedingungen festgelegt. Für den 235. Auktionstermin im März 2015 wurden, in Abhängigkeit von der Wassertiefe und dem Vertragsjahr, Pachtgebühren zwischen 7 und 44 US-$ je Acre bestimmt.[1119]

Die Körperschaftsteuer auf Bundesebene (CIT) beträgt in den USA, auch für dort tätige Ölgesellschaften, 35 % auf die in den USA erwirtschafteten Gewinne. Hinsichtlich der

---

[1113] Vgl. Mineral Leasing Act (1920), Sec. 17 (b).
[1114] Vgl. Outer Continental Shelf Lands Act (1953), Sec. 8 (a).
[1115] Vgl. Bureau of Ocean Energy Management (o. J.).
[1116] Vgl. Outer Continental Shelf Lands Act (1953), Sec. 8 (a).
[1117] Vgl. Fallon und Loh (2014).
[1118] Vgl. Fitzgerald und Rucker (2014), S. 15.
[1119] Vgl. U.S.Department of the Interior – Bureau of Ocean Energy Management (2015), S. 14.

CIT lassen sich die Gewinne und Verluste aus verschiedenen, in den USA betriebenen, Projekten verrechnen, es existiert also kein ring-fencing.[1120] Über die Bundes-CIT hinausgehend erheben die meisten US-Bundesstaaten (Ausnahmen: Nevada, South Dakota, Wyoming) Landes-Körperschaftsteuern auf die im jeweiligen Bundesstaat erwirtschafteten Gewinne. Der Steuersatz beträgt bis zu 12 %.[1121]
Darüber hinaus erheben die meisten US-Bundesstaaten Produktionsteuern (severance tax), die sich jedoch in ihrer Ausgestaltung stark voneinander unterscheiden. So wird beispielsweise in Alaska eine Produktionsteuer von 35 % auf die aus einem Projekt erzielten Gewinne erhoben, wohingegen die Produktionsteuer in North Dakota 5 % auf den Wert des geförderten Rohöls beträgt.[1122]

6.2.1.3 Gegenwart der US-Ölindustrie

Die US-Ölförderung lässt sich hinsichtlich Fördermethode und Regionen den folgenden vier Gruppen zuordnen:

- Konventionelle Onshore-Förderung in den unteren 48 US-Bundesstaaten (Lower 48 States),
- Offshore-Förderung in den unteren 48 US-Bundesstaaten (nahezu ausschließlich im Golf von Mexiko),
- On- und Offshore-Förderung in Alaska,
- Unkonventionelle Förderung in den unteren 48 US-Bundesstaaten (nahezu ausschließlich Tight-Oil).

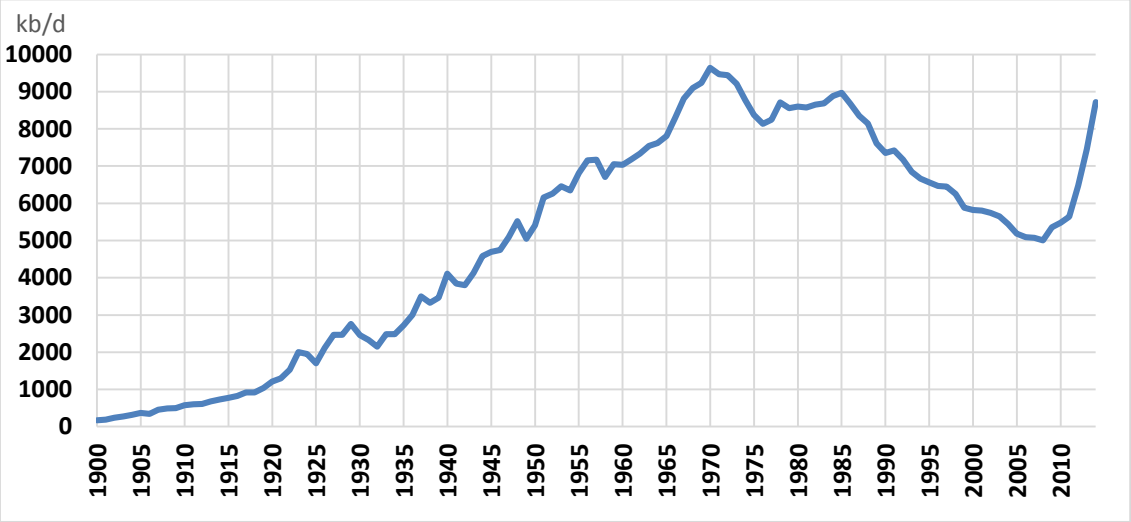


Abbildung 6.75: Entwicklung der US-Fördermenge seit dem Jahr 1900

Datenquelle: EIA (2015a).

Nachdem die amerikanische Fördermenge, wie in Abbildung 6.75 zu sehen, seit Mitte der 1980er Jahre beständig von ca. 9 mb/d bis auf ca. 5 mb/d im Jahr 2008 gesunken war,

[1120] Vgl. EY (2014), S. 607.
[1121] Vgl. Tax Foundation (2013).
[1122] Vgl. Alaska Department of Revenue (o. J.) und North Dakota Tax Department (o. J.).

stieg sie in den vergangenen Jahren erheblich an und belief sich im Jahr 2014 auf durchschnittlich 8,7 mb/d. Zum Anstieg der Fördermenge in den vergangenen Jahren trug wesentlich die Tight-Oil-Förderung (oftmals auch als Schieferölförderung bezeichnet) bei.

Tight-Oil

Die Tight-Oil- und Tight Gas-Lagerstätten des Landes verteilen sich über weite Gebiete der USA. Die bedeutendsten Tight-Oil-Förderregionen befinden sich in Texas im Süden (Eagle Ford), in North Dakota im Norden (Bakken) und in New Mexiko und Texas (Permian) (vgl. Abbildung 6.76).

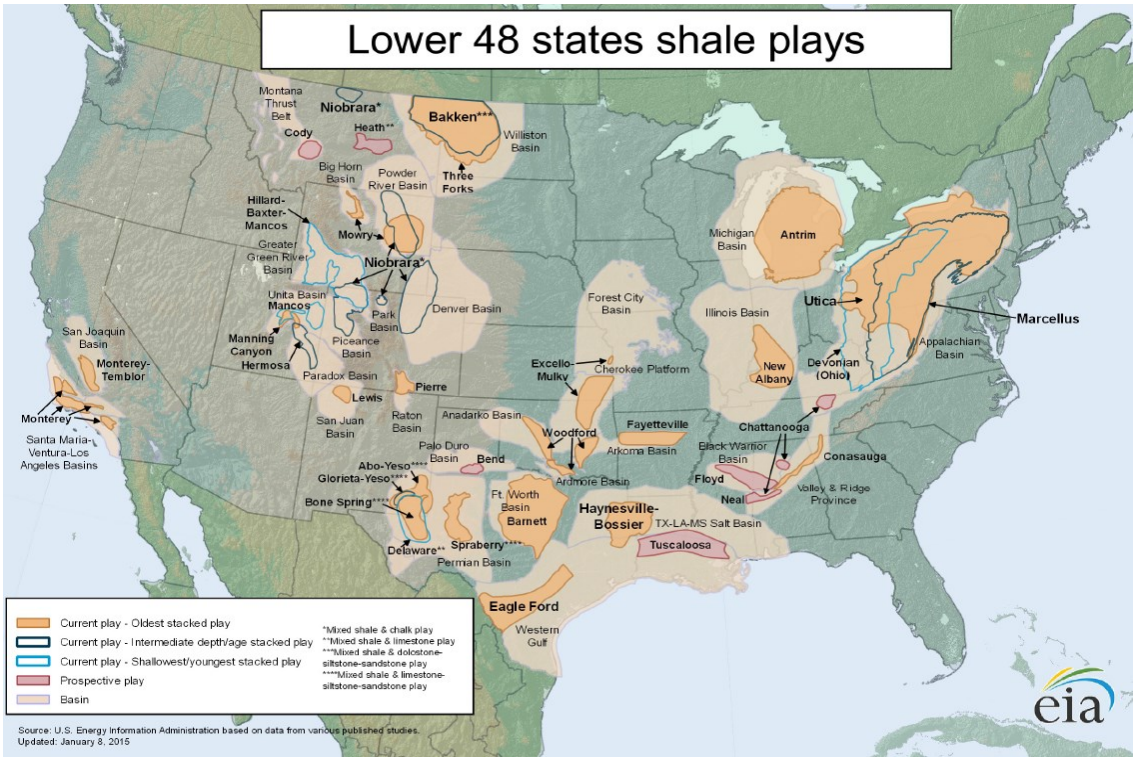


Abbildung 6.76: Tight-Oil- und Tight-Gas-Lagerstätten in den USA

Quelle: EIA (2015c).

Die US-Energieagentur schätzt die Fördermenge von US-Tight-Oil-Bohrlöchern in einem bestimmten Fördermonat anhand von Gleichung 6.2.1.1.

$$(6.2.1.1)\quad Q_t = \frac{Q_i}{(1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}}}$$

Mit:
Q_t = Fördermenge im Monat t
Q_i = Fördermenge zum Zeitpunkt Null (Monat der einsetzenden Förderung)
b = Hyperbolischer Parameter (Krümmung der Kurve (vgl. Abbildung 6.77))
D_i = Anfängliche Rückgangsrate
T = Fördermonat

Gemäß Gleichung 6.2.1.1 hängt die Fördermenge in einem Monat von der anfänglichen Fördermenge und der Rückgangsrate der Fördermenge, die mit zunehmender Förderdauer gemäß dem Krümmungsparameter abnimmt, ab. Basierend auf Gleichung 6.2.1.1 wurden anhand von Daten der US-Energieagentur Berechnungen sowohl für die verschiedenen Förderregionen des Landes (Abb. 6.77), als auch den Durchschnitt über die von der EIA untersuchten Förderregionen (Abb. 6.78) vorgenommen.

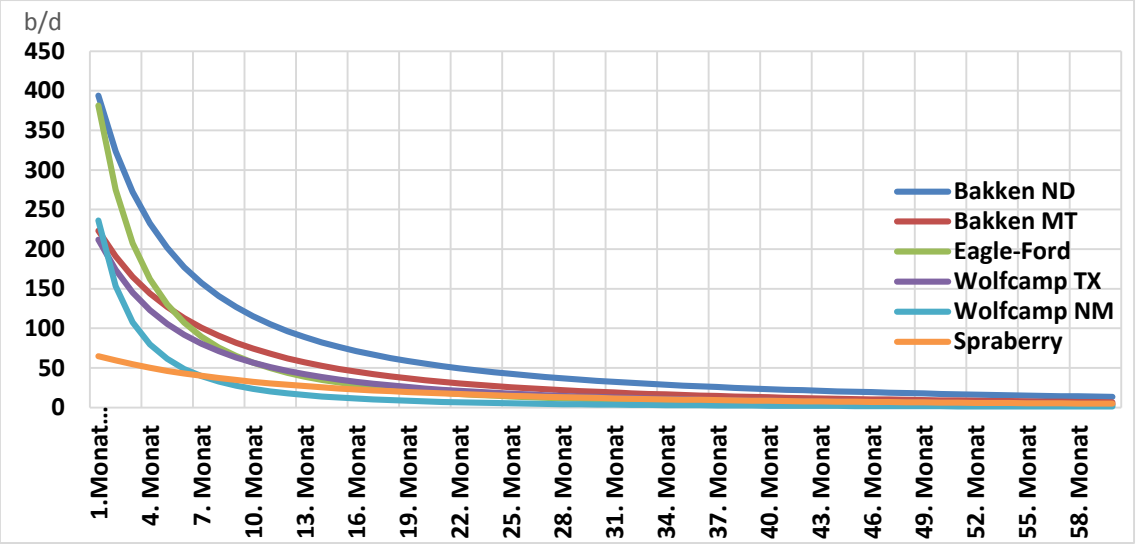


Abbildung 6.77: Förderprofil von US-Tight-Oil-Projekten (bedeutendste Regionen)
Eigene Berechnungen basierend auf EIA (2014b), S.174f.

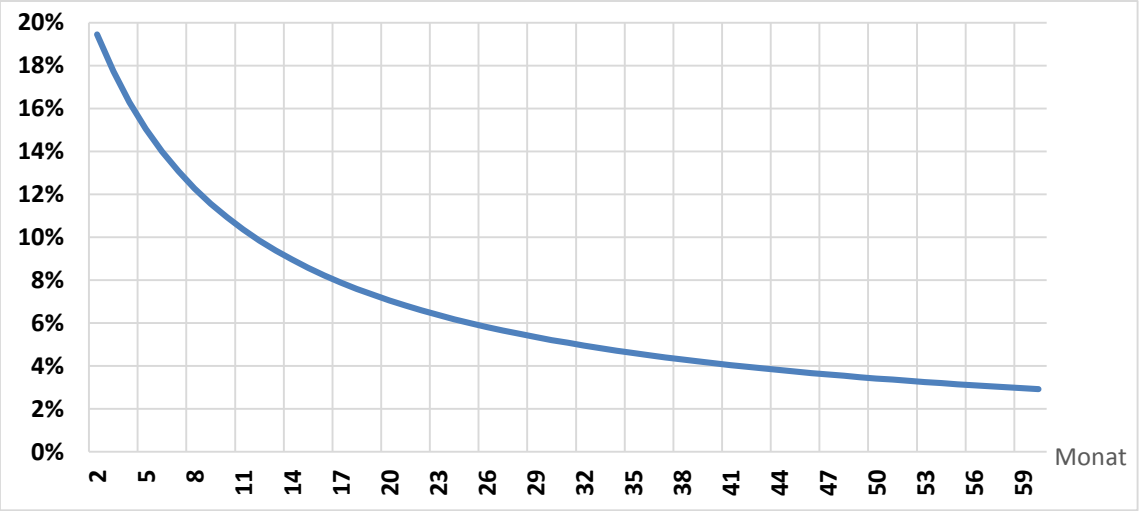


Abbildung 6.78: Fördermengenrückgang bei US-Tight-Oil-Projekten in den ersten fünf Jahren
Eigene Berechnungen basierend auf EIA (2014b), S. 173-175.

Wie in den Abbildungen 6.77 und 6.78 zu sehen, sinkt die Fördermenge insbesondere in den ersten Monaten nach Förderbeginn sehr schnell mit Raten bis zu 20 %. Im Laufe der Zeit wird die monatliche Rückgangsrate geringer und beträgt nach fünf Jahren noch ca. 3 %.

Basierend auf den, anhand von Gleichung 6.2.1.1 vorgenommenen, Berechnungen ergeben sich die in Tabelle 6.22 aufgeführten jährlichen und kumulierten Fördermengen in Bezug zur Fördermenge über einen 30-jährigen Förderzeitraum.

Tabelle 6.22: Fördermengenentwicklung bei Tight-Oil-Projekten

Jahr der Förderphase	Anteilige Fördermenge	Kumulierte anteilige Fördermenge
1	58,1 %	58,1 %
2	16,4 %	74,5 %
3	7,5 %	82,0 %
4	4,3 %	86,3 %
5	2,8 %	89,1 %
6 - 30	10,9 %	100 %

Eigene Darstellung

Demnach werden bereits im ersten Jahr ca. 58 % der über eine Förderphase von 30 Jahren geförderten Menge extrahiert. Nahezu 90 % der Vorkommen werden in den ersten fünf Jahren gefördert.
Den rasanten Anstieg der Tight-Oil-Fördermenge in den USA in den vergangenen Jahren verdeutlicht Abbildung 6.79.

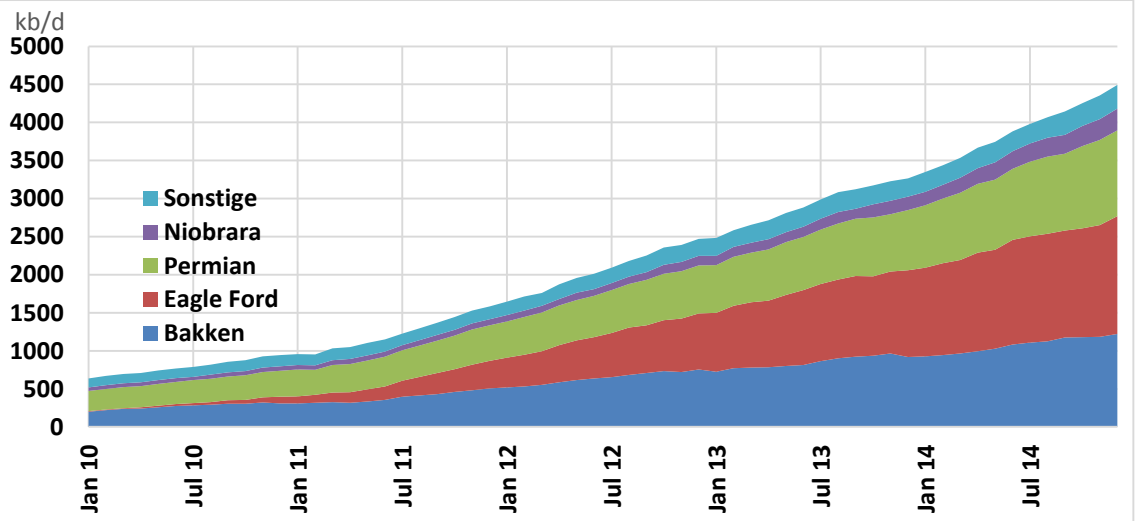


Abbildung 6.79: US-Tight-Oil-Fördermenge nach Lagerstätten

Datenquelle: EIA (2015c).

Wie in Abbildung 6.79 zu sehen, stieg die Tight-Oil-Fördermenge seit Anfang 2010 um ca. 4,0 mb/d auf ca. 4,5 mb/d Ende 2014 an und betrug im Durchschnitt des Jahres 2014 ca. 3,9 mb/d.
Eine Übersicht über die Verteilung von Vorkommen und Fördermenge auf die verschiedenen Lagerstätten des Landes bietet Tabelle 6.23.

Tabelle 6.23: Tight-Oil-Lagerstätten in den USA

Lagerstätte	Bundesstaaten	Reserven 2013 (Mio. Barrel)	Fördermenge 2014 (b/d) (*)
Bakken/Three Forks	ND, MT, SD	4.844	1.077.700
Eagle Ford	TX	4.177	1.352.500
Permian	NM, TX	335	970.100
Niobrara	CO, KS, NE, WY	17	231.500
Andere		670	277.300
Gesamt		10.043	3.909.100

Quellen: EIA (2014a), S. 9 und (*) Daten aus EIA (2015c).

Die Tight-Oil-Reserven des Landes beliefen sich, wie in Tabelle 6.23 dargestellt, Ende 2013[1123] auf ca. 10 Mrd. Barrel (gegenüber ca. 7,3 Mrd. Barrel im Jahr 2012). Gemäß EIA (2014a) stammten ca. 90 % der Tight-Oil-Reserven Ende des Jahres 2013 aus den Formationen Bakken und Eagle Ford, die 2014 mit über 60 % zur Tight-Oil-Fördermenge der USA beitrugen.
Die nicht nachgewiesenen Tight-Oil-Ressourcen in den USA betrugen gemäß EIA (2013) ca. 58 Mrd. Barrel.[1124] In den Jahren 2011 und 2012 hatte die EIA die Vorkommen noch auf 32 bzw. 33 Mrd. Barrel an technisch abbaubaren Ressourcen geschätzt.[1125]
Aufgrund der fortschreitenden Erschließung der beiden großen Tight-Oil-Gebiete Eagle Ford und Bakken in den vergangenen Jahren sind Texas und North Dakota mittlerweile zu den beiden US-Bundesstaaten mit der höchsten Onshore-Fördermenge aufgestiegen. So hat sich die texanische Fördermenge, die zwischen 2002 und 2009 ca. 1,1 mb/d betrug, in den vergangenen Jahren auf zuletzt ca. 3,2 mb/d im November 2014 nahezu verdreifacht und die Fördermenge in North Dakota, die bis einschließlich 2005 noch weniger als 0,1 mb/d betrug, ist gegenüber diesem Niveau um über 0,9 mb/d angestiegen. Zur US-amerikanischen Gesamtfördermenge von ca. 8,7 mb/d im Jahr 2014 trugen die beiden Bundesstaaten Texas und North Dakota somit mit nahezu 50 % bei (vgl. Tabelle 9.3).

Golf von Mexiko

Die Offshore-Förderung in den USA konzentriert sich seit 1969, als Richard Nixon in Folge eines am 28. Januar 1969 erfolgten Blowouts einer Plattform ca. 30 Meilen vor der Küste Kaliforniens ein Moratorium für den Pazifik verhängte, nahezu ausschließlich (abgesehen von der geringen Offshore-Förderung vor der Küste Alaskas) auf den Golf von Mexiko.[1126]

[1123] Aktuellere Daten lagen bisher noch nicht vor.
[1124] Vgl. EIA (2013), S. 3.
[1125] Vgl. United States Government Accountability Office (2012), S. 20.
[1126] Vgl. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), S. 28f.

Trotz des in Abschnitt 6.2.1.1 erläuterten Moratoriums für weite Teile der US-Küste wurden auch unter dem neuen Fünfjahresplan zwischen Juli 2012 und Ende 2014 fünf Pachtvergaberunden für Gebiete im Golf von Mexiko abgehalten, deren Resultate in Tabelle 6.24 zusammengefasst sind.

Tabelle 6.24: Ergebnisse der US-Offshore-Pachtvergaberunden 2012 bis 2014

Runde	Region	Vergebene Pachten (Wassertiefe in m)		Fläche (Acre)	High Bids (US-$)
229	Westl. GvM	Insgesamt	116	652.521	133,8 Mio.
		0–200	11		
		200–400	0		
		400–800	0		
		800–1600	70		
		1600+	35		
227	Zentr. GvM	Insgesamt	320	1.722.191	1,595 Mrd.
		0–200	85		
		200–400	7		
		400–800	19		
		800–1600	78		
		1600+	131		
233	Westl. GvM	Insgesamt	53	301.005	102,4 Mio.
		0–200	4		
		200–400	0		
		400–800	1		
		800–1600	37		
		1600+	11		
231	Zentr. GvM	Insgesamt	326	1.695.243	1,085 Mrd.
		0–200	131		
		200–400	21		
		400–800	9		
		800–1600	57		
		1600+	108		
238	Westl. GvM	Insgesamt	81	433.822	110 Mio.
		0–200	6		
		200–400	2		
		400–800	2		
		800–1600	29		
		1600+	42		
		Insgesamt	896	4.704.782	3,026 Mrd.
		0–200	237		
		200–400	30		
		400–800	31		
		800–1600	271		
		1600+	327		

Datenquelle: Bureau of Ocean Energy Management (o. J.).

Mit Blick auf die Vergabestatistik seit Inkrafttreten des Fünfjahresplans für den Zeitraum von 2012 bis 2017 zeigt sich, dass im bisherigen Verlauf des Vergabezyklus ca. 70 % der

Verträge auf Tiefwasser- (302 bei Tiefen von 400 bis 1600 m) und Ultra-Tiefwasser- (327 bei Tiefen über 1600 m) Gebiete entfielen.
Neben dem bereits erörterten Moratorium für weite US-Küstenabschnitte reagierte die US-Regierung auf das Deepwater Horizon Unglück mit einem mehrmonatigen Verbot von Tiefwasser-Bohrungen im Golf von Mexiko. Dieses sollte ursprünglich bis Ende November 2010 gelten, wurde jedoch bereits im Oktober beendet. Betroffen von dem Verbot, über dessen Dauer das Innenministerium neue, schärfere Sicherheitsvorschriften für Tiefseebohrungen entwickelte, waren insgesamt bis zu 33 Bohrplattformen. Auch nach dem Ende des Verbots nahmen nicht alle betroffenen Bohrplattformen sofort wieder den Betrieb auf, da sie zunächst die neuen Sicherheitsvorschriften zu erfüllen hatten. Auch wurden nach dem Unglück im April im weiteren Verlauf des Jahres kaum neue Pachtlizenzen – und diese nur für Flachwassergebiete – vergeben.[1127]
Das Deepwater-Horizon-Unglück und die daraus resultierenden Entscheidungen der Obama-Administration (Bohrverbot, strengere Sicherheits- und Umweltvorschriften, eingeschränkte Neuvergabe von Pachten) hatten zur Folge, dass die Offshore-Fördermenge im Golf von Mexiko bis 2013 gegenüber 2009 um ca. 300.000 b/d auf 1,25 mb/d sank.[1128]
Gemäß einer Studie der US-Energieagentur betrug die Fördermenge im Golf von Mexiko im Jahr 2003 insgesamt 563 Mio. Barrel (ca. 1,5 mb/d) von denen ca. 40 % aus Lagerstätten in seichten Gewässern (< 1.000 Fuß) und ca. 60 % aus Lagerstätten in tiefen Gewässern (1.000 bis 4.999 Fuß) stammten. Ölförderung aus Ultra-Tiefwasser-Lagerstätten fand demnach 2003 noch gar nicht statt. Bis zum Jahr 2009 stieg die Gesamtfördermenge gemäß EIA nur geringfügig auf 577 Mio. Barrel (ca. 1,6 mb/d) wobei sich die Zusammensetzung der Fördermenge grundlegend wandelte. So sank der Anteil der Förderung aus seichten Gewässern auf ca. 20 %, der Anteil der Tiefwasser-Förderung auf ca. 45 % und die Fördermenge aus Ultra-Tiefwasser-Lagerstätten (ab 5.000 Fuß) stieg bereits auf 35 % an. Die nachgewiesenen Reserven im Golf von Mexiko sanken gemäß der Studie zwischen 2003 und 2009 von 4,9 auf 4,0 Mrd. Barrel. Auch hinsichtlich der Vorkommen verschoben sich die Gewichte dahingehend, dass der Anteil der Reserven in flachen Gewässern im Jahr 2009 noch ca. 16 % betrug, und der von sowohl tiefen als auch ultratiefen Gewässern jeweils ca. 42 %.[1129]
Insgesamt nahmen gemäß Übersichtstabelle des „Offshore"-Magazins (2015) zwischen 2010 und 2014 45 neue Ölprojekte im Golf von Mexiko die Förderung auf, von denen sich gemäß der in dieser Arbeit verwendeten Abgrenzung zwischen Ultra-Tiefwasser und Tiefwasserprojekten (5.000 Fuß bzw. ca. 1.500 Meter) 30 in Tiefwasser- und 15 in Ultra-Tiefwasser-Gebieten befanden.[1130] Da keine zuverlässigen, aktuellen Daten zu Fördermengen und Wassertiefen vorliegen, muss der auf Ultratiefwasserprojekte entfallene Anteil an der Tiefwasserfördermenge geschätzt werden. Basierend auf der Verteilung der

[1127] Vgl. Baker und Broder (2010).
[1128] Vgl. EIA (2015a).
[1129] Vgl. EIA (2009).
[1130] Vgl. Offshore-mag (2015), S. 48-53.

Fördermenge im Jahr 2009 (20 %, 45 %, 35 %) und der Verteilung der Projekte, die seitdem die Förderphase erreichten, sollten im Jahr 2014 ca. 60 % (0,7 mb/d) der Tiefwasserfördermenge auf Tiefwasser-Projekte entfallen sein und ca. 40 % (0,45 mb/d) auf Ultra-Tiefwasserprojekte.
Der in den vergangenen Jahren wieder gestiegene Anteil der Tiefwasserförderung gegenüber der Ultra-Tiefwasserförderung lässt sich auf die Nachwirkungen der Deepwater-Horizo- Katastrophe zurückführen, da die Anzahl an Bohrungen in sehr tiefen Gewässern in der Folge zunächst deutlich sank.

Konventionelle Onshore-Förderung
Die Fördermenge aus konventionellen Onshore-Projekten ist in den kontinentalen Vereinigten Staaten seit der zweiten Hälfte der 1980er Jahre, als einige kleine Produzenten mit hohen Förderkosten aufgrund der niedrigen Ölpreise aus dem Markt gedrängt wurden, nahezu ohne Unterbrechung gesunken.
Zieht man von der US-Gesamtfördermenge im Jahr 2014 von 8,7 mb/d die Offshore-Fördermenge im Golf von Mexiko (ca. 1,45 mb/d), die Fördermenge Alaskas (ca. 0,5 mb/d) und die Tight-Oil-Fördermenge von ca. 3,9 mb/d ab, belief sich die konventionelle Onshore-Fördermenge in den kontinentalen Vereinigten Staaten auf ca. 2,85 mb/d.

6.2.1.4 Ermittlung der US-Kostenkurven im Jahr 2014
Explorations- und Erschließungskosten
Zu den Kosten von Tight-Oil-Projekten wurde in der jüngeren Vergangenheit eine Reihe von Studien veröffentlicht.
Die Internationale Energieagentur schätzte die technischen Vollkosten für Tight-Oil in ihrem Jahresbericht 2013 auf 50 bis 100 US-$ je Barrel (2012er Dollar).[1131]
Rodgers (2013) schätzte die durchschnittlichen Kosten von Tight-Oil-Projekten in Abhängigkeit von der jeweiligen Lagerstätte auf ca. 50 bis 75 US-$ je Barrel und den Durchschnitt über alle Lagerstätten auf ca. 63 US-$. Die niedrigsten durchschnittlichen Kosten wies gemäß seinen Schätzungen das Monterey-Feld in Kalifornien mit 51,11 US-$ auf und die höchsten Three Forks/Sanish in North Dakota mit ca. 75 US-$. Die bedeutendsten Lagerstätten Eagle Ford und Bakken wiesen seinen Schätzungen nach durchschnittliche Kosten von 57,69 bzw. 57,80 US-$ je Barrel auf, während sie bei den Feldern im Permian-Becken in Texas durchschnittlich ca. 63 bis 67 US-$ betrugen.[1132]
Mohr (2014) schätzt den durchschnittlichen notwendigen Break-Even-Ölpreis über den Lebenszyklus (einschließlich Nachsteuerertragsrate von 9 %) eines Tight-Oil-Projekts auf ca. 63,50 bis 89 US-$ je Barrel. Die Kosten der bedeutenden US-Tight-Oil-Lagerstätten sieht sie bei ca. 63,5 US-$ je Barrel für Eagle Ford, 65 bis 73 US-$ für Bakken und 73 bis 89 US-$ für Permian.[1133]

[1131] Vgl. IEA (2013), S. 454.
[1132] Vgl. Rodgers (2013).
[1133] Vgl. Mohr (2014), S. 1.

Eine Schätzung der Erschließungskosten lässt sich auch für Tight-Oil-Lagerstätten über die Bohrlochkosten vornehmen. Tabelle 6.25 liefert, basierend auf Rodgers (2013), eine Übersicht über die Tiefe der bedeutendsten Tight-Oil-Lagerstätten, die geschätzte kumulierte Fördermenge über den Nutzungszeitraum eines Bohrlochs und die geschätzten Erschließungskosten je Bohrloch.
Gemäß der US-Ölgesellschaft Hess entfielen 2014 ca. 60 % der Erschließungskosten je Bohrloch von ca. 7,3 Mio. US-$ auf die reinen Bohrkosten (ca. 4,3 Mio. US-$) und ca. 40 % (ca. 3,0 Mio. US-$) auf die sonstigen Erschließungskosten je Bohrloch. Von den Bohrkosten wiederum entfallen ca. drei Viertel auf den vertikalen Bohrabschnitt und ca. ein Viertel auf den horizontalen Bohrabschnitt.[1134] Demnach würden die Erschließungskosten je Bohrloch bei horizontalen Bohrlöchern im Vergleich zu vertikalen Bohrlöchern um ca. 17,5 % höher ausfallen. Dies wird bei der Schätzung der Bohrlochkosten mit berücksichtigt.

Tabelle 6.25: Tight-Oil-Lagerstätten in den USA

Lagerstätte	**Tiefe (in m)**	**Bohrlochkosten (Mio. US-$)**	**Kumulierte Fördermenge (in kb)**
Bakken (Montana)	1.400 – 2.300	2,5 – 4,5	100 - 250
Bakken (North Dakota)	2.600 – 3.400	6,5 – 8,5	300 – 800
Eagle Ford	1.200 – 2.700	5,5 – 6,5	300 – 600
Permian	1.800 – 4.000	4,0 – 6,0	125 – 400
Niobrara	2.100 – 2.400	4,5 – 5,5	200 - 300

Eigene Darstellung, Datenquelle: Rodgers (2013).

Setzt man die in Tabelle 6.25 aufgeführten, nominalen Erschließungskosten ins Verhältnis zur von Rogers geschätzten, kumulierten Fördermenge über die Nutzungsdauer eines Förderbohrlochs, erhält man die in Tabelle 6.26 aufgeführten Explorations- und Erschließungskosten je Barrel.

Tabelle 6.26: Explorations- und Erschließungskosten je Barrel

	Bakken (ND)	**Permian**	**Niobrara**	**Eagle Ford**
Erschließungskosten				
	8,13 – 28,33	10,00 – 48,00	15,00 – 27,50	9,17 – 21,67
Explorationskosten (Annahme: Verhältnis 0,27:1)				
	2,20 – 7,65	2,70 – 12,96	4,05 – 7,43	2,48 – 5,85
Erschließungskosten (1 – 2 Jahre, Diskontfaktor 10 %)				
	8,94 – 32,72	11,00 – 55,44	16,50 – 31,76	10,09 – 25,03
Explorationskosten (1 – 3 Jahre, Diskontfaktor 10 %)				
	2,66 – 11,25	3,27 – 19,05	4,90 – 10,92	3,00 – 8,60
Explorations- und Erschließungskosten				
	11,60 – 43,97	14,24 – 74,49	21,40 – 42,68	13,09 – 33,63

Eigene Darstellung

[1134] Vgl. Hess Corporation (2015), S. 6 und Gray (2014).

Wie in der Tabelle zu sehen, weisen die realen Explorations- und Erschließungskosten aufgrund der Bandbreite der Lagerstättentiefe und kumulierten Fördermenge, ebenfalls eine große Spanne für die verschiedenen Tight-Oil-Regionen auf.
Ollenberger (2014) nahm ebenfalls Schätzungen zu den Explorations- und Erschließungskosten der vier bisher bedeutendsten Light-Tight-Oil-Formationen vor. Die Ergebnisse seiner Studie sind in Tabelle 6.27 zusammengefasst.

Tabelle 6.27: US-Tight-Oil-Explorations- und Erschließungskosten nach Ollenberger

	Bakken	**Permian**	**Niobrara**	**Eagle Ford**
Kumulierte Fördermenge	425 – 742	550 – 740	275 – 438	600 – 1050
Bohrlochkosten	7,7 – 8,8	7,3 – 8,3	4,1 – 5,1	7,1 – 7,8
Erschließungskosten	10,38 – 20,71	9,87 – 15,09	9,36 – 18,55	6,76 – 13,00
Explorationskosten	2,80 – 5,59	2,66 – 4,07	2,53 – 5,01	1,83 – 3,51
Aufgezinste Erschließungskosten	11,42 – 23,92	10,86 –16,83	10,30 – 20,68	7,44 – 15,02
Aufgezinste Explorationskosten	3,39 – 8,22	3,22 – 5,98	3,06 – 7,36	2,21 – 5,16
Expl.- und Erschließungskosten	14,81 – 32,14	14,08 – 22,81	13,36 – 28,04	9,65 – 20,18
E&D-Kosten Ollenberger (3 Jahres-Durchschnitt)	15,34 – 29,11	10,79 – 25,70	11,94 – 39,20	9,41 – 51,89

Eigene Darstellung basierend auf Ollenberger (2014), S. 7-16.

Bildet man nun basierend auf diesen Schätzungen eine Spanne hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten, so belaufen sich diese in der Bakken-Formation auf 11,60 bis 43,97 US-$ je Barrel, in der Permian-Formation auf 10,79 bis 74,49 US-$ je Barrel, in der Niobrara-Formation auf 11,94 bis 42,68 US-$ je Barrel und in der Eagle Ford-Formation auf 9,41 bis 51,89 US-$ je Barrel. Diese Kostenspannen sollen für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Tight-Oil-Projekte angenommen werden.
Die Fördermenge aus konventionellen Onshore-Feldern betrug 2014 noch ca. 2,85 mb/d, von denen gemäß Daten des Oil & Gas Journal (2014), ca. 0,65 mb/d mittels tertiärer EOR-Methoden (davon ca. 0,25 mb/d thermische EOR-Methoden und ca. 0,4 mb/d CO_2- und chemische EOR-Methoden) gefördert wurden.[1135]
Da die Fördermenge aus konventionellen Onshore-Projekten in den USA bereits seit Mitte der 1980er Jahre rückläufig ist und sich der Anstieg der US-Fördermenge in der jüngeren Vergangenheit nahezu ausschließlich auf Tight-Oil-Projekte zurückführen lässt, kann die Annahme getroffen werden, dass die noch in der Förderphase befindlichen Onshore-Felder des Landes sich überwiegend bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befinden.
So wurden im Jahr 2008, dem letzten Jahr vor dem massiven Anstieg der US-Fördermenge durch die Tight-Oil-Förderung, ca. 4,15 mb/d aus ca. 369.000 Bohrlöchern gefördert.[1136] Bei einem, in dieser Arbeit angenommenen, natürlichen Fördermengenrückgang

[1135] Vgl. Koottungal (2014).
[1136] Vgl. EIA (2010).
In dieser Statistik sind nicht alle US-Bundesstaaten enthalten. Die in der Statistik enthaltenen Bohrlöcher machten im Jahr 2014 ca. 83 % an der US-Fördermenge aus.

von 5 % p. a. bei Onshore-Feldern, wäre die Fördermenge bis zum Jahr 2014 auf ca. 3,05 mb/d gesunken.

Die Erschließungskosten (je Barrel) der noch in der Förderphase befindlichen konventionellen Onshore-Felder in den USA lassen sich anhand von Daten zu den Erschließungskosten und Fördermenge der US-Onshore-Felder schätzen. Daten zu den Onshore-Erschließungskosten (in 2009er US-$) veröffentlichte die EIA für die Jahre 1981 bis 2009. Da die von der EIA veröffentlichten Kosten sich nicht auf ein bestimmtes Jahr innerhalb der Erschließungsphase beziehen, wird unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase davon ausgegangen, dass die Ölförderung drei bis vier Jahre nach der getätigten Erschließungsinvestition einsetzt. Unter Berücksichtigung der ersten drei Jahre der Förderphase aus Erschließungsinvestitionen ergeben sich für konventionelle US-Onshore-Felder, die zwischen 1987 und 2008 (d.h. vor dem Einsetzen des Tight-Oil-Booms) die Förderphase erreichten, Erschließungskosten (in 2009er Dollar) von 4,11 bis 19,38 US-$ je Barrel.[1137] Werden diese Kosten mittels des UCCI, der zwischen 2009 und 2014 um 13,2 % stieg, in das Jahr 2014 extrapoliert, ergeben sich für 2014 Erschließungskosten von 4,65 bis 21,94 US-$ je Barrel. Werden diese unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % aufgezinst, ergeben sich Erschließungskosten von 6,24 bis 32,71 US-$ je Barrel.

Unter der Annahme eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 belaufen sich die Explorationskosten auf 1,26 bis 5,92 US-$ je Barrel. Bei einer Explorationsdauer von fünf Jahren ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 2,73 bis 15,49 US-$ je Barrel.

Somit belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten konventioneller Onshore-Projekte in den USA auf ca. 8,97 bis 48,20 US-$ je Barrel.

Für die konventionellen Lagerstätten, aus denen mittlerweile mittels tertiärer Fördermethoden Öl gefördert wird, wird basierend auf der Schätzung der IEA zu den zusätzlichen Erschließungskosten (für die notwendige Errichtung zusätzlicher Infrastruktur und Injektionsbohrlöcher bzw. die Umrüstung von Bohrlöchern), bei EOR-Projekten die Annahme getroffen, dass sich auf diese auf 9 bis 10 US-$ je Barrel belaufen. Unter dieser Annahme ergeben sich für solche Projekte Explorations- und Erschließungskosten von 17,97 bis 58,20 US-$ je Barrel.

Die nicht aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten in Alaska betrugen gemäß Berman (2006) im Jahr 2005 ca. 3,5 bis 3,6 US-$ je Barrel.[1138] Unter Berücksichtigung der Entwicklung des UCCI, der zwischen 2005 und 2014 um 92,6 % anstieg, hätten sich die Kosten im Jahr 2014 auf ca. 6,74 US-$ je Barrel belaufen. Unter Berücksichtigung eines Verhältnisses der Explorations- zu den Erschließungskosten von 0,27:1 würden 5,31 US-$ je Barrel auf die Erschließungskosten und 1,43 US-$ je Barrel auf die Explorationskosten entfallen. Unter Berücksichtigung einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase, einer fünf-jährigen Explorationsphase und einem Diskontfaktor von 10 %

[1137] Vgl. Tabelle 9.9.
[1138] Vgl. Berman (2006), S. 11.

würden sich aufgezinste Explorationskosten von 3,09 bis 3,74 und aufgezinste Erschließungskosten von 7,13 bis 7,92 US-$ je Barrel ergeben, so dass sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 10,22 bis 11,66 US-$ je Barrel belaufen würden. Offshore befanden sich 2014 mit Northstar und Oooguruk zwei Projekte in Alaska in der Förderphase. Die Erschließungskosten des in zwölf Metern Wassertiefe befindlichen Northstar-Projekts, das im Jahr 2001 die Ölförderung aufnahm, beliefen sich auf ca. 1,5 Mrd. US-$ bei geschätzten Reserven von 176 Mio. Barrel. Somit ergeben sich Erschließungskosten von 8,52 (2001er Dollar) je Barrel. Aus dem Oooguruk-Feld in einer Wassertiefe von zwei Metern wird seit 2008 Öl gefördert. Die Erschließungskosten betrugen 525 Mio. US-$. Da sich die Reserven gemäß Schätzungen auf ca. 90 Mio. Barrel belaufen, ergeben sich Erschließungskosten von ca. 6,83 (2008er Dollar) je Barrel.[1139] Unter Berücksichtigung des UCCI als Maß für die Entwicklung der Explorations- und Erschließungskosten ergeben sich 2014er-Kosten von 19,35 US-$ je Barrel für das Northstar-Projekt und 6,13 US-$ je Barrel für das Oooguruk-Feld.
Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 25,99 bis 28,85 bzw. 8,23 bis 9,14 US-$ je Barrel. Die aufgezinsten Explorationskosten belaufen sich unter den üblichen Annahmen auf 11,28 bis 13,66 bzw. 3,59 bis 4,34 US-$ je Barrel, so dass sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 37,27 bis 42,51 US-$ je Barrel für das Northstar-Projekt und 11,82 bis 13,48 US-$ je Barrel für das Oooguruk-Projekt ergeben. Für die Explorations- und Erschließungskosten alaskanischer Flachwasser-Offshore-Projekte, die im Jahr 2014 mit ca. 50.000 b/d zur Fördermenge beitrugen, soll entsprechend eine Spanne von 11,82 bis 42,51 US-$ je Barrel angenommen werden.
Eine Übersicht über die bedeutendsten, seit 2007 erschlossenen Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasserlagerstätten im Golf von Mexiko, für die Informationen zu Wassertiefe, Ölvorkommen und Erschließungskosten vorliegen, liefert Tabelle 6.28.

Tabelle 6.28: Projekte im US-Golf von Mexiko

Projekt (Förderstart)	**Wassertiefe**	**Betreiber**	**Geschätzte Reserven**	**Geschätzte Investitionen (Credit Suisse)**	**Kosten (US-$/b) (Extrapoliert)**
2014 noch in der Erschließungsphase					
Stones (2016)	2900	Shell	250 Mio. 2 Mrd. (Ressourcen)	7,1 Mrd.	28,40
Big Foot (2018)	1500	Chevron	200 Mio.	3,5 Mrd.	17,50
Heidelberg (2016)	1620	Anadarko	200 Mio.	6,3 Mrd.	31,50
Lucius (2015)	2164	Anadarko	300 Mio.	3,8 Mrd.	12,67
2014 in der Förderphase					
Cardamom (2014)	800	Shell	140 Mio.	1,8 Mrd.	12,86
Jack/St. Malo (2014)	2100	Chevron	> 500 Mio.	15,1 Mrd.	30,20
Tubular Bells (2014)	1300	Hess	120 Mio.	1,9 Mrd.	15,83

[1139] Vgl. Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.).

Caesar (2012)	1372	Anadarko	200 – 400 Mio. (Ressourcen)	3,0 Mrd.	7,50 – 15,00 (7,60 – 15,20)
Tahiti (2009)	1200	Chevron	400 – 500 Mio.	4,7 Mrd.	9,40 – 11,75 (10,65 – 13,31)
Shenzi (2009)	1300	BHP Biliton	350 - 400	6,4 Mrd.	16,00 – 18,29 (18,13 – 20,72)
Neptun (2008)	1300	BHP Biliton	100 – 150 Mio.	2,5 Mrd.	16,67 – 25,00 (17,52 – 26,28)
Blind Faith (2008)	2100	Chevron	100 Mio.	1,9 Mrd.	19,00 (19,97)
Atlantis (2007)	2160	BP	635 Mio.	12,7 Mrd.	20,00 (24,58)

Datenquellen: Offshore-mag (2015), S. 48-53, www.chevron.com, www.shell.com, www.statoil.com, Offshore-Technology (o. J.), Subseaiq (o. J.), Credit Suisse Global Equity Research (2013), S. 28 und O'Keefe, B. (2014).

Wie in Tabelle 6.28 dargestellt, beliefen sich die in das Jahr 2014 extrapolierten Erschließungskosten der betrachteten Lagerstätten im Golf von Mexiko auf 7,60 bis 30,20 US-$ je Barrel. Hinsichtlich der Übersichtstabelle gilt es zu berücksichtigen, dass diese nicht alle neuen Ölprojekte der jüngeren Vergangenheit und Gegenwart aufführt, da für viele Projekte entweder keine Angaben zu den Ölvorkommen oder den Erschließungskosten vorliegen.

Bei solchen in der Förderphase befindlichen Projekten, die sich gemäß der in dieser Arbeit vorgenommenen Abgrenzung von Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasser-Feldern (1.500 m) in tiefen Gewässern befinden, belaufen sich die Erschließungskosten auf 7,60 bis 26,28 US-$ je Barrel, bei Ultra-Tiefwasser-Lagerstätten auf 19,97 bis 30,20 US-$ je Barrel. Unter Berücksichtigung einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 10,21 bis 39,18 US-$ je Barrel bei Tiefwasser-Projekten und 26,82 bis 45,03 US-$ je Barrel bei Ultra-Tiefwasser-Projekten.

Unter der Annahme eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 belaufen sich die Explorationskosten auf 2,05 bis 7,10 bzw. 5,39 bis 8,15 US-$ je Barrel. Die aufgezinsten Explorationskosten betragen unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase und eines Diskontfaktors von 10 % 4,43 bis 15,58 bzw. 11,66 bis 21,33 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 14,64 bis 54,76 US-$ je Barrel bei Tiefwasser-Projekten und 38,48 bis 66,36 US-$ je Barrel bei Ultra-Tiefwasser-Projekten.

Basierend auf der Annahme aus Abschnitt 5.2.1, dass die Bohrlochkosten – und entsprechend auch Erschließungskosten – bei Lagerstätten in flachen Gewässern etwa halb so hoch ausfallen im Vergleich zu den Kosten bei Tiefwasser-Projekten, wird für die Flachwasserprojekte im Golf von Mexiko angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten ca. 7,32 bis 27,38 US-$ je Barrel betragen.

Gemäß Daten des Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) stammten 81,56 % der Fördermenge im Jahr 2014 aus Tiefwasser-Projekten in einer Tiefe von über

ca. 300 Metern (1.000 Fuß).[1140] Basierend auf den Daten des BSEE wird für die Angebotskurven für 2014 eine Fördermenge von ca. 250.000 b/d aus Flachwasserprojekten angenommen.

Förderkosten

Die Förderkosten von Tight-Oil-Projekten variieren sehr stark zwischen verschiedenen Ölgesellschaften und Lagerstätten. Sie fallen aber geringer aus als bei konventionellen Projekten, bei denen tertiäre Fördermethoden angewandt werden. So ist das Fracking, bei dem Wasser mit Stützmitteln und Chemikalien in die Lagerstätte injiziert wird, im Vergleich zu tertiären Fördermethoden weniger energieaufwändig. Die durchschnittlichen Förderkosten kleinerer Ölgesellschaften, die im Jahr 2014 ausschließlich Tight-Oil aus den Formationen Bakken und Eagle-Ford gefördert haben, entsprachen den in Abschnitt 5.2.1 angenommenen Kosten sekundärer Fördermethoden. Eine Übersicht über diese Ölgesellschaften liefert Tabelle 6.29.

Tabelle 6.29: US-Onshore-Förderkosten verschiedener Ölgesellschaften im Jahr 2014

Ölgesellschaft	Förderkosten	Anmerkung
Emerald Oil	15,88 US-$/b	Bakken
Continental Resources	5,67 US-$/b	Bakken
Earthstone Energy Inc.	6,96 – 9,16 US-$/b	Eagle-Ford
EOG Resources	6,44 US-$/b	Eagle-Ford und Bakken
Halcon Resources Corp.	9,52 US-$/b	Eagle-Ford und Bakken

Datenquellen: Emerald Oil (2015a), S. 4f, 44 und Continental Resources (2015), S. 11-15 und Earthstone Energy Inc. (2015), S. 25, Version vom 27.03.2015 und EOG Resources (2015), S. 2, 32 und F-41 und Halcon Resources (2015), S. 4, 10.

Basierend hierauf sollen für Tight-Oil-Projekte Förderkosten von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen werden.

Für die konventionellen Onshore-Lagerstätten des Landes, die sich überwiegend bereits in einem fortgeschrittenen Stadium der Förderphase befinden, wird die Annahme getroffen, dass hauptsächlich sekundäre und tertiäre Fördermethoden Anwendung finden, so dass sich die Förderkosten auf 5 bis 28 US-$ je Barrel belaufen sollten.

Die durchschnittlichen Förderkosten in Alaska betrugen gemäß eigenen Berechnungen basierend auf Daten des alaskanischen Finanzministeriums[1141] im Jahr 2014 ca. 16,80 US-$ je Barrel. Bildet man zur Berücksichtigung der Heterogenität der Lagerstätten und des unterschiedlichen Fortschritts in der Förderphase ein Intervall von ±50 % um diesen Wert, ergeben sich Förderkosten von 8,40 bis 25,20 US-$ je Barrel.

Das Datenmaterial zu den Förderkosten im Golf von Mexiko fällt insgesamt – zumindest im Vergleich zur Tight-Oil-Förderung – relativ überschaubar aus.

[1140] Vgl. Bureau of Safety and Environmental Enforcement (2014).

[1141] Vgl. Alaska Department of Revenue (2015), S. 8.

Fördermenge ca. 193,85 Mio. Barrel (0,5311 mb/d) im Jahr 2014 und Förderkosten (operating expenses) in Höhe von 3.253,9 Mio. US-$.

Die W&T Offshore Inc., eine relativ kleine Ölgesellschaft, deren Fördermenge zu etwa 93 % aus dem Golf von Mexiko stammt, wies für 2014 Förderkosten von ca. 16,15 US-$ je Barrel auf.[1142] Aufgrund des hohen Anteils der Offshore-Förderung im Golf von Mexiko an der Gesamtfördermenge dieser Ölgesellschaft sollten die Förderkosten im Golf von Mexiko nur unwesentlich von den durchschnittlichen Förderkosten dieser Ölgesellschaft abweichen.
Die ebenfalls Offshore-Projekte im Golf von Mexiko betreibende US-Ölgesellschaft Hess Corporation wies für ihre US-Offshore-Projekte im Jahr 2014 durchschnittliche Förderkosten von 5,06 US-$ je Barrel auf.[1143]
Die US-Energieagentur schätzte die Förderkosten (lifting costs) für US-Offshore-Felder zwischen 2007 und 2009 auf ca. 10 US-$ je Barrel (2009er Dollar) und die Explorations- und Erschließungskosten auf ca. 41,50 US-$ je Barrel (2009er Dollar), so dass sie die Gesamtkosten für US-Offshore-Projekte – und diese beziehen sich nahezu ausschließlich auf den Golf von Mexiko – auf durchschnittlich 51,50 US-$ schätzte.[1144] Unter Berücksichtigung des UOCI als Maß für die Entwicklung der Förderkosten, der zwischen 2009 und 2014 um ca. 18,7 % angestiegen ist, hätten sich die Förderkosten im Golf von Mexiko im Jahr 2014 auf durchschnittlich ca. 11,87 US-$ je Barrel belaufen.
Vor dem Hintergrund der extrapolierten Kostenschätzung der EIA und der von den Ölgesellschaften Hess Corporation und W&T Offshore Inc. für 2014 ausgewiesenen Förderkosten wird im Folgenden eine Förderkostenspanne von 5 bis 20 US-$ je Barrel (in Abschnitt 5.2.1 angenommene Kosten für sekundäre Fördermethoden) für Offshore-Projekte im Golf von Mexiko angenommen.
Hinsichtlich der fiskalischen Kosten werden die auf Bundesebene erhobenen Royalties von 12,5 % auf den Wert des geförderten Rohöls für alle Projekte in den USA unterstellt. Dass sich auch private Grundstückseigner, die für ihre Grundstücke Förderrechte vergeben, an diesem Royalty-Satz zu orientieren scheinen, zeigen die von Fitzgerald und Rucker (2014) ermittelten Royalties im US-Bundesstaat Montana (vgl. Abschnitt 6.2.1.2).
Somit ergeben sich die in Abbildung 6.80 dargestellten, auf den in der Förderphase anfallenden Kosten beruhenden kurzfristigen Angebotskurven für 2014.

[1142] Vgl. W&T Offshore Inc. (2015), S. 50 und W&T Offshore Inc. (2015a), S. 2.
[1143] Vgl. Hess Corporation (2015a), S. 9.
[1144] Vgl. EIA (2011), S. 19-24.

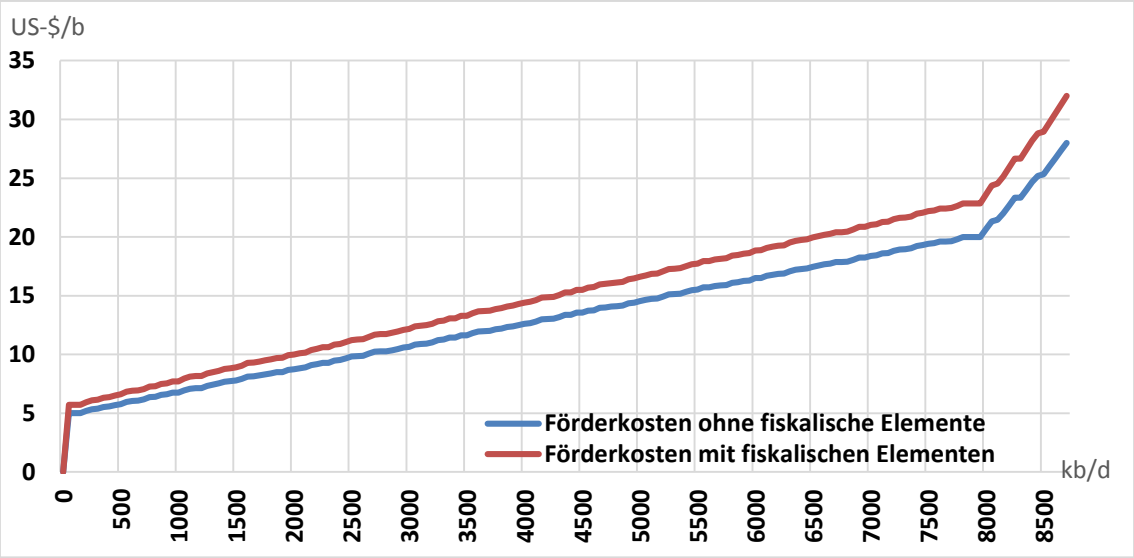


Abbildung 6.80: Kurzfristige Angebotskurven in den USA

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.80 zu sehen, belaufen sich die reinen Förderkosten für die meisten Projekte mit einer Gesamtfördermenge von ca. 8,1 mb/d auf maximal 20 US-$ je Barrel. Erst für die mittels EOR-Methoden betriebenen Projekte, deren Anteil an der Fördermenge ca. 0,6 mb/d beträgt, steigen die Förderkosten bis auf ca. 28 US-$ je Barrel an. Werden auch die angenommenen Royalties von 12,5 % erhoben, steigen die laufenden Kosten auf maximal ca. 32 US-$ je Barrel an.

In Abbildung 6.81 sind die Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekte in den USA dargestellt.

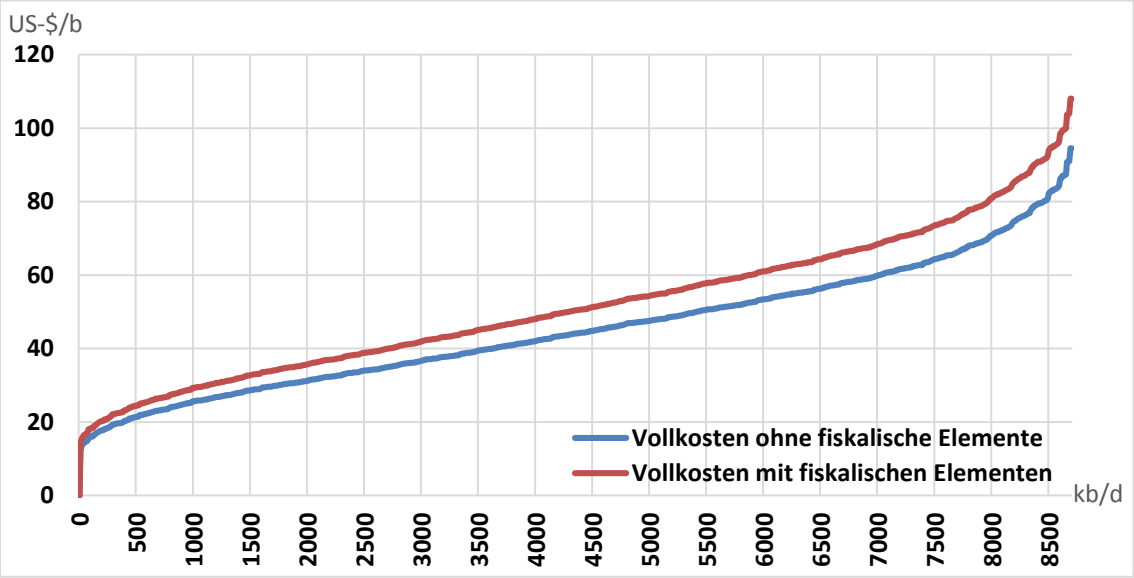


Abbildung 6.81: US-Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Die technischen Vollkosten belaufen sich demnach auf ca. 12 bis 95 US-$ je Barrel. Werden auch die Royalties berücksichtigt, steigen die Kosten auf bis zu 108 US-$ je Barrel. Bei Projekten mit einer Gesamtfördermenge von ca. 3,5 mb/d wäre, nur unter Berücksichtigung der technischen Vollkosten, über den jeweiligen Förderzeitraum ein Ölpreis von durchschnittlich mindestens 50 US-$ je Barrel notwendig, damit die Ölförderung wirtschaftlich betrieben werden kann. Werden auch die Royalties berücksichtigt, wären Projekte mit einer Gesamtfördermenge von ca. 4,5 mb/d bei einem Ölpreis von 50 US-$ je Barrel nicht wirtschaftlich.

6.2.1.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Tabelle 6.30 liefert eine Übersicht über die von der US-Energieagentur zuletzt vorgenommenen Prognosen zur Entwicklung der US-Fördermenge bis zu den Jahren 2020 und 2025. Gegenüber ihrer Prognose von 2014 erwartet die EIA in ihrer jüngsten Prognose aus dem Jahr 2015 eine um über 1 mb/d höhere Fördermenge für die Jahre 2020 und 2025. Die Anhebung der Prognosen lässt sich auf die jüngere Entwicklung der Tight-Oil-Fördermenge zurückführen, die bereits Ende 2014 mit ca. 4,5 mb/d nahezu das von der EIA erst für 2020 prognostizierte Niveau von ca. 4,8 mb/d erreichte. Entsprechend erhöhte die EIA ihre Prognose zur Tight-Oil-Fördermenge um ca. 0,8 mb/d.

Tabelle 6.30: Prognose der EIA 2015 (und 2014) zu Ölpreis und US-Fördermenge

	2020	**2025**
Realer Ölpreis (2013er, 2012er Dollar)	75,00 (92,93)	87,00 (104,90)
Lower 48 Onshore	8,03 (7,21)	8,01 (7,04)
Tight-Oil	5,60 (4,79)	5,31 (4,54)
CO_2-EOR	0,35 (0,36)	0,47 (0,47)
Sonstige	2,08 (2,06)	2,23 (2,03)
Lower 48 Offshore	2,15 (1,90)	1,95 (1,64)
Alaska	0,42 (0,44)	0,32 (0,33)
Onshore	0,30	0,23
Offshore (flach)	0,12	0,09
Gesamt	10,60 (9,55)	10,28 (9,00)

Quellen: EIA (2014), S. A-28 und EIA (2015), S. A-28.

Schätzungen zur zukünftigen Entwicklung der Tight-Oil-Fördermenge sind, wie auch anhand der Prognosen der EIA zu sehen, mit, im Vergleich zur konventionellen Ölförderung, erheblichen Unsicherheiten verbunden. Dies begründet sich durch das bereits erörterte Förderprofil von Tight-Oil-Projekten. Dadurch, dass ein Großteil der Förderung aus einem Projekt bereits in den ersten Monaten erfolgt und die Förderphase insgesamt deutlich kürzer ausfällt als bei konventionellen Ölprojekten, führen ausbleibende Investitionen in neue Projekte bei Tight-Oil zu einem deutlich schnelleren Rückgang der Fördermenge als bei der konventionellen Ölförderung. Gleichzeitig haben die, im Vergleich zu konventionellen Ölprojekten, deutlich kürzeren Explorations- und Erschließungsphasen zur Folge, dass die Fördermenge aus Tight-Oil-Projekten sehr schnell ansteigen kann.

Auf die zukünftigen Explorations- und Erschließungskosten von Tight-Oil-Projekten wirken sich zwei gegenläufige Effekte besonders aus. So sollten Erfahrungskurveneffekte über die Zeit zu sinkenden Explorations- und Erschließungskosten (z. B. in US-$ je Bohrmeter) und einer höheren Fördermenge je Bohrloch führen. Auf der anderen Seite sollten die Kosten je Barrel unter der Annahme, dass die ergiebigsten Lagerstätten zuerst erschlossen werden, mit der Zeit ansteigen.
In der jüngeren Vergangenheit konnten viele Ölgesellschaften ihre Explorations- und Erschließungskosten bei Tight-Oil-Lagerstätten erheblich senken. So sanken die durchschnittlichen Bohrlochkosten der Hess Corporation zwischen dem ersten Quartal 2012 und dem vierten Quartal 2014 um 6,3 Mio. US-$ und bei Emerald Oil zwischen dem vierten Quartal 2012 und dem vierten Quartal 2014 um 4,6 Mio. US-$. Gleichzeitig sank die durchschnittliche Anzahl an Bohrtagen je Bohrloch um neun Tage bei Hess und 17 Tage bei Emerald. Jedoch zeigen die Daten auch, dass die Erfahrungskurveneffekte nachlassen, d. h. die Rate der Kostensenkungen und Reduktion der Bohrlochtage zuletzt abnahm (vgl. Tabelle 9.4).
Abbildung 6.82 zeigt die durchschnittliche tägliche Fördermenge der ersten 90 Tage von neuen Bohrlöchern in der Bakken-Formation.

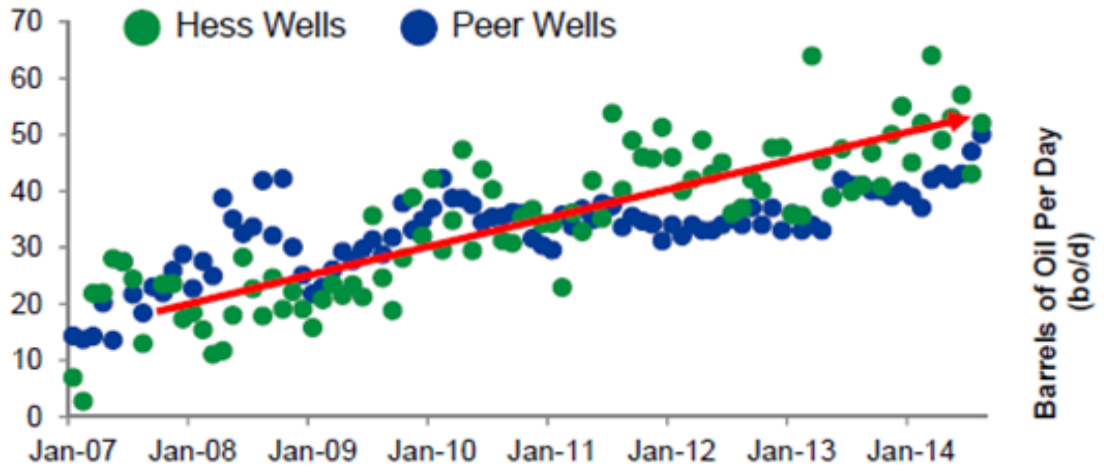


Abbildung 6.82: Durchschnittliche tägliche Fördermenge eines neuen Bohrlochs in der Bakken-Formation

Quelle: Hess Corporation (2015), S. 6.

Zwar ist die anfängliche Fördermenge in den vergangenen Jahren stetig gestiegen, jedoch zeigt sich auch hier eine Abnahme der Steigerungsrate.
Hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten bis 2019 wird die Annahme getroffen, dass sich die beiden gegenläufigen Effekte in etwa ausgleichen, so dass weiterhin Explorations- und Erschließungskosten von 9,41 bis 74,49 US-$ je Barrel angenommen werden. Für den Zeitraum nach 2019 wird hingegen angenommen, dass die Erfahrungskurveneffekte nicht mehr ausreichen, um die steigenden Kosten, die daraus resultieren, dass die ergiebigsten Lagerstätten bereits erschlossen wurden, auszugleichen. Daher wird

für Tight-Oil-Projekte die zwischen 2020 und 2024 die Förderphase erreichen, angenommen, dass sie sich in der oberen Hälfte der Explorations- und Erschließungskosten befinden, d.h. auf 41,95 bis 74,49 US-$ je Barrel belaufen.
Für den Zeitraum bis 2020 prognostiziert die EIA, basierend auf der Fördermenge von 3,9 mb/d im Jahr 2014 einen jährlichen Anstieg um 6,2 % auf 5,6 mb/d bis 2020. Berücksichtigt man diesen jährlichen Anstieg, ergibt sich für 2019 eine Fördermenge von 5,25 mb/d. Daran anschließend prognostiziert die EIA einen jährlichen Rückgang der Tight-Oil-Fördermenge um 1 % auf ca. 5,3 mb/d im Jahr 2025. Unterstellt man diese Fördermengenrückgangsrate für den Zeitraum von 2020 bis 2024, ergibt sich für 2024 eine Fördermenge von ca. 5,05 mb/d.
Hinsichtlich der Fördermenge bereits in der Förderphase befindlicher Projekte wird aufgrund der hohen Rückgangsraten in den ersten Jahren der Förderphase die Annahme getroffen, dass diese in fünf Jahren um ca. 80 % sinkt. Somit würden im Jahr 2019 noch ca. 0,8 mb/d aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Tight-Oil-Projekten stammen und 4,45 mb/d aus Projekten, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen.
Hinsichtlich der Ölprojekte in seichten Gewässern im Golf von Mexiko, die 2014 mit ca. 0,25 mb/d zur Fördermenge beitrugen, wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. angenommen, so dass die Fördermenge aus den bisher in der Förderphase befindlichen Projekten auf ca. 0,15 mb/d im Jahr 2019 und ca. 0,1 mb/d im Jahr 2024 sinken würde.
Für Projekte in tiefen und sehr tiefen Gewässern wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 12,5 % p. a. angenommen. Demnach würde die Fördermenge aus tiefen Gewässern, die im Jahr 2014 ca. 0,7 mb/d ausmachte, bis 2019 auf ca. 0,35 mb/d und bis 2024 auf ca. 0,2 mb/d sinken. Die Fördermenge aus ultra-tiefen-Gewässern, die 2014 ca. 0,45 mb/d betrug, würde bis 2019 auf ca. 0,25 mb/d und bis 2024 auf ca. 0,10 mb/d sinken.
Gemäß Daten der EIA sollen zwischen 2015 und 2022 (für spätere Jahre liegen keine Informationen vor) 48 große Projekte im Golf von Mexiko die Förderphase erreichen. Davon befinden sich gemäß der in dieser Arbeit getroffenen Abgrenzung 15 (31,25 %) in tiefen Gewässern und 33 (68,75 %) in ultratiefen Gewässern.[1145]
Gemäß der in Tabelle 6.30 dargestellten, aktuellen Prognose der EIA würde die Offshore-Fördermenge im Golf von Mexiko gegenüber 2014 (1,4 mb/d) bis 2020 jährlich um 7,5 % (auf 2,15 mb/d) steigen. Unter der Annahme dieser Steigerungsrate ergibt sich für 2019 eine Fördermenge von 2,0 mb/d. Da die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten, wie bereits erörtert, bis 2019 auf 0,75 mb/d sinken würde, stammen 1,25 mb/d aus solchen Projekten, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen. Für diese wird, basierend auf der Verteilung neuer Projekte, angenommen, dass 0,4 mb/d aus Tiefwasser-Projekten stammen und 0,85 mb/d aus Ultra-Tiefwasser-Projekten. 0,15 mb/d der Offshore Fördermenge im Jahr 2019 würden somit

[1145] Vgl. EIA (2015b), S. 139f.

aus Lagerstätten in flachen Gewässern, 0,75 mb/d aus Lagerstätten in tiefen Gewässern und 1,1 mb/d aus Lagerstätten in ultra-tiefen Gewässern stammen.
Während für die Explorations- und Erschließungskosten der Tiefwasserprojekte die auch für 2014 geschätzten Kosten angenommen werden, werden bei Ultratiefwasserprojekten auch die in Tabelle 6.28 aufgeführten, noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekte berücksichtigt, deren nominale Erschließungskosten sich auf 12,67 bis 31,50 US-$ je Barrel belaufen. Aufgezinst belaufen sich diese auf 17,02 bis 46,97 US-$ je Barrel. Die Explorationskosten belaufen sich unter den üblichen Annahmen auf 3,42 bis 8,51 US-$ je Barrel und die aufgezinsten Explorationskosten auf 7,39 bis 22,27 US-$ je Barrel, so dass sich Explorations- und Erschließungskosten von 24,41 bis 69,24 US-$ je Barrel ergeben.
Eine zuletzt im Dezember 2014 aktualisierte Analyse der technisch förderbaren Offshore-Ölvorkommen der USA durch das Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) schätzt die bisher unentdeckten, technisch förderbaren Ölvorkommen im Golf von Mexiko auf ca. 48 Mrd. Barrel, so dass insbesondere für die Ultra-Tiefwasser-Gebiete noch erhebliches Potential bestehen würde.[1146] Die nachgewiesenen Reserven im Golf von Mexiko sind aufgrund von Neufunden in den vergangenen Jahren auf ca. 5 Mrd. Barrel (Ende 2013) angestiegen.[1147]
Gemäß eigenen Berechnungen betrug der Rückgang der Onshore-Fördermenge der kontinentalen Vereinigten Staaten im Zeitraum zwischen 1986 und 2005 durchschnittlich ca. 3,5 % und schwächte sich zwischen 1996 und 2005 auf ca. 3,0 % ab. In den für diese Schätzung verwendeten Fördermengendaten der EIA sind jedoch auch Felder enthalten, die zwischen 1986 und 2005 die Förderphase erreichten, so dass der natürliche Fördermengenrückgang der bereits in der Förderphase befindlichen Ölfelder höher als die berechneten 3,0 bis 3,5 % ausfallen dürfte. Somit scheint auch hier ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % p. a. realistisch. Ausgehend von der Fördermenge aus konventionellen Onshore-Feldern von 2,85 mb/d im Jahr 2014 würde die konventionelle Onshore-Fördermenge unter der Annahme des Fördermengenrückgangs um 5 % p. a. bis 2019 auf ca. 2,2 mb/d und bis 2024 auf 1,7 mb/d sinken. Während die Prognose der EIA für das Jahr 2020 ebenfalls einen jährlichen Fördermengenrückgang von 5 % bei Onshore-Projekten beinhaltet, prognostiziert sie für den sich daran anschließenden Zeitraum einen leichten Anstieg der Fördermenge. Da die meisten konventionellen Onshore-Projekte des Landes sich bereits in einem weit fortgeschrittenen Stadium der Förderphase befinden, wird für den Zeitraum bis 2024 lediglich eine Beibehaltung der Fördermenge aus dem Jahr 2019 angenommen. Die Lücke der Fördermenge von 0,5 mb/d gegenüber der Fördermenge bei einer natürlichen Rückgangsrate von 5 % p. a. würde durch die Anwendung tertiärer Fördermethoden geschlossen werden. Somit würden 2024 aus konventionellen Onshore-Lagerstätten ca. 1,3 mb/d mittels primärer und sekundärer und ca. 0,9 mb/d mittels tertiärer Fördermethoden gefördert.

[1146] Vgl. Bureau of Ocean Energy Management (2014).
[1147] Vgl. EIA (2014a).

Für Alaska wies die EIA zuletzt nachgewiesene Reserven von ca. 3,4 Mrd. Barrel auf.[1148] Die Fördermenge Alaskas wird, basierend auf der Prognose der EIA für 2019 auf ca. 0,45 mb/d und für 2024 auf ca. 0,35 mb/d geschätzt. Von den 0,45 mb/d im Jahr 2019 stammen 0,05 mb/d aus neuen Offshore-Projekten in flachen Gewässern, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen. Für diese werden die Explorations- und Erschließungskosten des Northstar-Projekts von 37,27 bis 42,51 US-$ je Barrel angenommen. Für 2024 wird die Annahme getroffen, dass von der alaskanischen Fördermenge von 0,35 mb/d noch 0,25 mb/d aus Onshore-Lagerstätten stammen und 0,10 mb/d aus Offshore-Lagerstätten.

Während die beiden großen Onshore-Felder Alaskas (Prudhoe-Bay und Kuparuk) weitestgehend erschöpft sind und auch zukünftig von einer weiter sinkenden Fördermenge aus diesen Feldern auszugehen ist, besteht für zukünftige Fördermengensteigerungen lediglich Potential in den tieferen, dem Bund gehörenden, Offshore-Gebieten Alaskas. Gemäß BOEM (2014) weisen die Offshore-Gebiete Alaskas, insbesondere in der Beaufort See und der Tschkutschensee, mit bisher unentdeckten technisch förderbaren Ölvorkommen von ca. 27 Mrd. Barrel noch erhebliches Potential auf. Allerdings wären gemäß derselben Studie bei einem Ölpreis von 30 US-$ nur ca. 1,2 Mrd. Barrel wirtschaftlich förderbar, bei einem Ölpreis von 60 US-$ ca. 11 Mrd. Barrel und bei einem Ölpreis von 110 US-$ ca. 20 Mrd. Barrel.[1149]

Auch die für die Angebotskurven vorgenommenen Schätzungen der Explorations- und Erschließungskosten in flachen Gewässern wies für die Ölfelder in Alaska um ca. 55 % höhere Kosten im Vergleich zu Flachwasserfeldern im Golf von Mexiko auf.[1150] Dies lässt sich vor allem auf die härteren klimatischen Bedingungen und längeren Transportwege zurückführen.

Die sich aus den getroffenen Annahmen und Berechnungen ergebenden, Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 sind in Abbildung 6.83 dargestellt. Demnach würde die Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 9,9 mb/d ansteigen und anschließend bis zum Jahr 2024 auf ca. 9,55 mb/d sinken.

[1148] Vgl. EIA (2015b), S. 129.
[1149] Vgl. Bureau of Ocean Energy Management (2014).
[1150] 11,28 bis 42,51 US-$ je Barrel in Alaska gegenüber 7,32 bis 27,38 US-$ je Barrel im GOM.

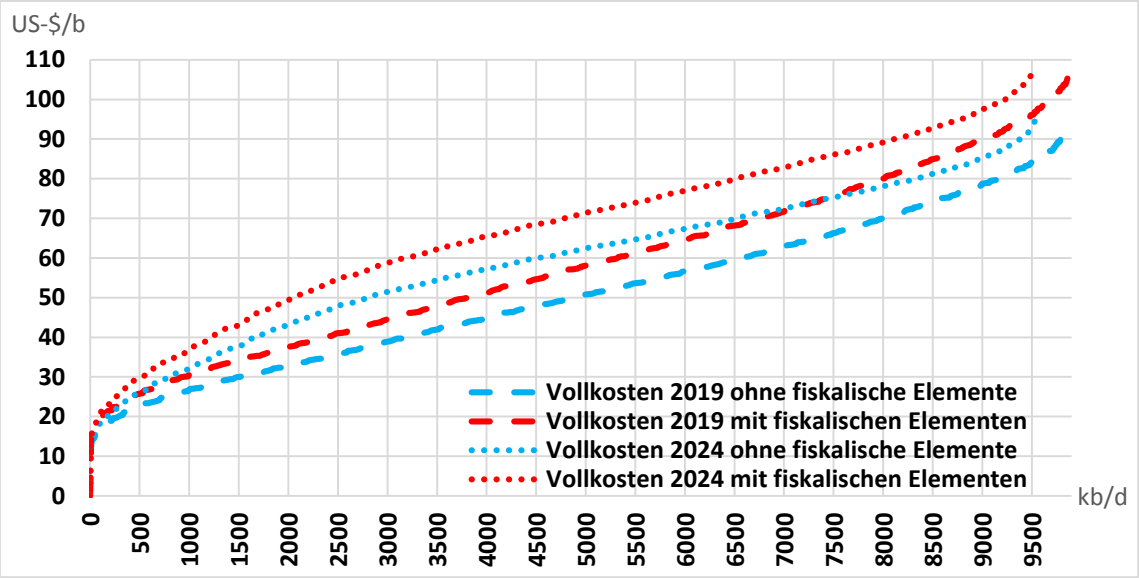


Abbildung 6.83: US-Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Die langfristigen Angebotskurven für die USA, in denen die entscheidungsrelevanten Grenzkosten, und somit keine bereits versunkenen Kosten, Berücksichtigung finden, sind in Abbildung 6.84 dargestellt.

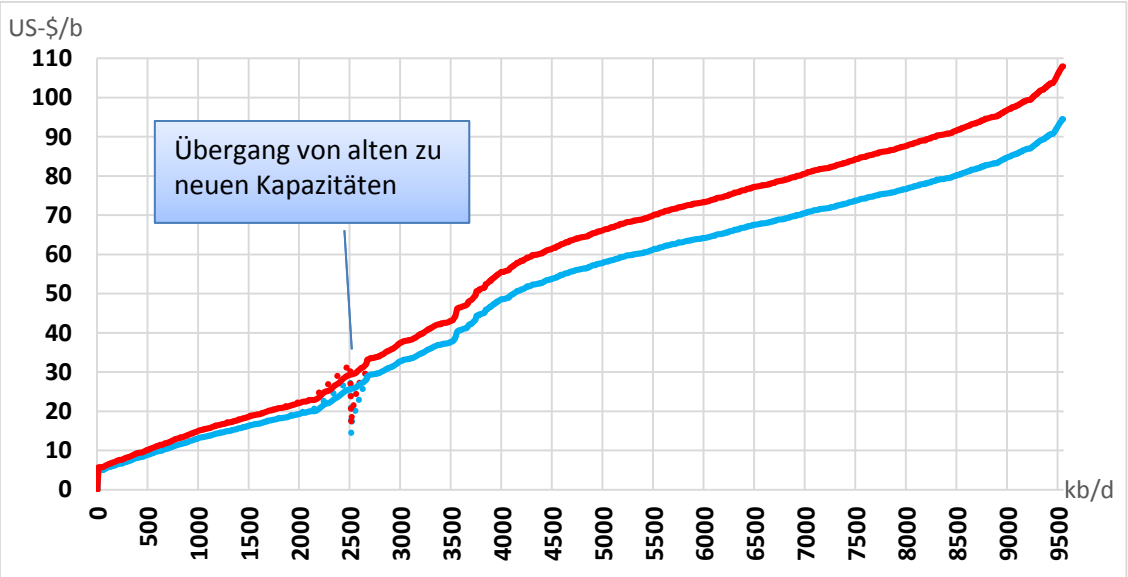


Abbildung 6.84: Langfristige Angebotskurven in den USA

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.84 dargestellt, stammen nur ca. 2,5 mb/d der für das Jahr 2024 prognostizierten US-Fördermenge aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten. Gegenüber dem Jahr 2014 entspräche dies einem Rückgang um ca. 6,2 mb/d.

Dieser Rückgang begründet sich insbesondere durch das Förderprofil der Tight-Oil Projekte, die im Jahr 2014 mit ca. 3,9 mb/d zur Fördermenge beitrugen. Einschließlich fiskalischer Elemente belaufen sich die Grenzkosten der 2,5 mb/d aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten auf maximal 32 US-$ je Barrel.
Für etwa 7 mb/d der prognostizierten Fördermenge wären Investitionen in die Exploration und Erschließung neuer Felder, oder Ausweitung bzw. Umrüstung bereits in der Förderphase befindlicher Felder notwendig. Die langfristigen Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich bei Berücksichtigung ausschließlich technischer Kosten auf ca. 15 bis 95 US-$ je Barrel. Werden auch die, sich auf die Grenzkosten auswirkenden, Royalties berücksichtigt, steigen die langfristigen Grenzkosten auf ca. 16 bis 108 US-$ je Barrel an. Über 5,5 mb/d von der zusätzlichen Fördermenge weisen technische Grenzkosten von über 50 US-$ je Barrel auf, so dass bis zum Jahr 2024 ein erheblicher Rückgang der US-Fördermenge auf das Niveau vor dem Einsetzen des Fracking-Booms zu erwarten wäre, sollte der Ölpreis für einen längeren Zeitraum unter 50 US-$ je Barrel notieren.
Aufgrund des Förderprofils von Tight-Oil-Projekten, bei denen der Großteil des in der Lagerstätte befindlichen, förderbaren Rohöls bereits in den ersten Monaten der Förderphase extrahiert wird, unterliegen die langfristigen Angebotskurven erheblichen Unsicherheiten. So belaufen sich unter den getroffenen Annahmen zu den zukünftigen Explorations- und Erschließungskosten die technischen Grenzkosten neuer Tight-Oil-Projekte, auf ca. 53 US-$ je Barrel (für Projekte die bis zum Jahr 2019 die Förderphase erreichen) bzw. ca. 70 US-$ je Barrel (bei Projekten, die in den Jahren 2020 bis 2024 die Förderphase erreichen). Aufgrund des recht breiten Kostenbandes (ca. 15 bis 95 US-$ je Barrel) bei Tight-Oil-Projekten und der kurzen Erschließungsdauer, sollte sich die Tight-Oil-Fördermenge im Vergleich zu konventionellen Ölprojekten deutlich preiselastischer verhalten. Demnach könnten sich die USA zukünftig zu einem zweitem Swing-Producer entwickeln, der seine Fördermenge kurzfristig an Marktentwicklungen anpassen kann.
Die prognostizierte alaskanische Fördermenge unterliegt ebenfalls erheblichen Unsicherheiten. So hängt es maßgeblich von der Entscheidung des Innenministeriums ab, ob Offshore-Gebiete vor der Küste Alaskas für Explorations- und Förderpachten freigegeben werden. Hier scheint das Potential vorerst begrenzt, da im Rahmen des aktuellen Fünf-Jahres-Plans (2012-2017) seit 2012 keine neuen Vergaberunden für Alaska stattfanden und erst für 2016 und 2017 wieder solche vorgesehen sind.[1151]
Der erste von der Obama-Administration entwickelte Entwurf des Fünf-Jahres-Plans von 2017 bis 2022 wiederum sieht Vergaberunden für Alaska erst wieder in den Jahren 2020 bis 2022 für drei Gebiete (Beaufort See und Tschkutschensee im Norden, Cook Inlet im Süden) vor. Weite Gebiete vor der Küste Alaskas werden somit auch weiterhin für Ölprojekte ausgeschlossen.[1152] Insofern ist in den kommenden Jahren von keinem Anstieg der Ölförderung aus Offshore-Lagerstätten vor Alaska auszugehen. Auch scheint die Erschließung der Lagerstätten in tieferen Gewässern vor der Küste Alaskas gegenwärtig nicht wirtschaftlich zu sein, wie die Entscheidung von Shell im September 2015 zeigt,

[1151] Vgl. Bureau of Ocean Energy Management (o. J.).
[1152] Vgl. Bureau of Ocean Energy Management (o. J., a) und Bureau of Ocean Energy Management (o. J.).

von weiteren Explorationen vor der Küste Alaskas auf absehbare Zeit abzusehen, was Shell mit enttäuschenden Resultaten jüngster Explorationsbohrungen und den hohen Kosten begründete.[1153]

[1153] Vgl. Shell (2015a). Die Explorationsbohrungen fanden in Wassertiefen von ca. 45 Metern statt.

6.2.2 Kanada

Der nordamerikanische Staat Kanada verfügte Ende 2014 gemäß BP-Statistikjahrbuch über Ölreserven in Höhe von ca. 172,9 Mrd. Barrel, womit das Land die größten wirtschaftlich förderbaren Vorkommen aller Nicht-OPEC-Länder aufweist. Die Fördermenge des Landes betrug im Jahr 2014 ca. 4,3 mb/d.[1154]

Die Besiedlung Kanadas durch die Europäer (Briten und Franzosen) setze im frühen 17. Jahrhundert ein. 1791 trat der Canada Act in Kraft, gemäß dem das Land, das sich zu dieser Zeit aus drei britischen Kolonien im Nordosten Nordamerikas zusammensetzte, in die beiden Provinzen „Upper Canada“ und „Lower Canada“ geteilt wurde.[1155] Zu Beginn des 19. Jahrhunderts setzte die Besiedlung der westlichen Regionen Kanadas ein. Die Gebietsansprüche lagen zunächst bei den Handelsgesellschaften[1156], die Expeditionen in den Westen und Nordwesten des Landes vorgenommen hatten.[1157]

Nach dem Ende des britisch-amerikanischen Krieges von 1812 bis 1814 erwuchs unter den Einwohnern Kanadas der Wunsch nach größerer Autonomie von Großbritannien. Die daraus entstandenen Bevölkerungsaufstände resultierten im 1840 vom britischen Parlament verabschiedeten und 1841 in Kraft getretenen Act of Union, gemäß dem die beiden Teilprovinzen zur Vereinigten Provinz von Kanada zusammengeschlossen wurden, die eine auf dem Canada Act von 1791 basierende Verfassung erhielt.[1158]

Wachsende Unzufriedenheit in den Teilprovinzen Upper- und Lower-Canada mit dem Act of Union, Sorgen vor dem Versuch einer Invasion durch die USA während des amerikanischen Bürgerkrieges, sowie die Bemühungen der Ostprovinzen Nova Scotia, New Brunswick und Prince Edward Island um die Bildung einer Union mündeten in der Verabschiedung des Britisch North America Act durch das britische Parlament im Jahr 1867. Durch diesen wurde die Dominion of Canada gegründet. Dieser gehörten zunächst Nova Scotia, New Brunswick, Quebec (vormals Lower-Canada) und Ontario (vormals Upper-Canada) an. Staatsoberhaupt blieb die britische Krone vertreten durch einen Generalgouverneur. Die Regierung sollte ein 13-köpfiges Kabinett mit dem Premierminister als Regierungschef stellen. Die Legislative sollte ein, aus zwei Kammern bestehendes, Parlament bilden. Zudem wurden den Provinzen weitreichende eigene legislative Befugnisse eingeräumt.[1159]

Noch im Dezember des Jahres 1867 verabschiedete das neuformierte Parlament eine Resolution, gemäß der das britische Parlament dazu aufgefordert wurde, die westlichen Territorien Kanadas mit der Dominion zu vereinigen. Ein Jahr später wurde ein Abkommen mit der Hudson‘s Bay Company erzielt, gemäß dem diese ihre Territorien im Nordwesten des Landes (mit Ausnahme der Gebiete um ihre Handelsposten) gegen eine Kompensationszahlung an den neuen kanadischen Staat abtrat.[1160]

[1154] Vgl. BP (2015), S. 6, 8.
[1155] Vgl. Riebdeau (2000), .75-81 und Thomson (1911), S. 141.
[1156] Insbesondere die Hudson’s Bay Company.
[1157] Vgl. Thomson (1911), S. 158-166.
[1158] Vgl. Riebdeau (2000), S. 90-93 und 111-119.
[1159] Vgl. Thomson (1911), S. 182-187 und Riebdeau (2000), S. 133-148.
[1160] Vgl. Thomson (1911), S. 188f.

In den ersten Jahren nach der Staatsgründung traten mit Manitoba (1870), British Columbia (1871) und Prince Edward Island (1873) drei weitere Provinzen dem Dominion bei. Alberta und Saskatchewan folgten im Jahr 1905.[1161] Nach einem entsprechenden Bevölkerungsreferendum folgte 1949 der Beitritt Neufundlands zu Kanada.[1162]
Die letzten Schritte zur Loslösung Kanadas von Großbritannien stellten die Einführung der neuen Landesflagge im Jahr 1965 und die Einführung der neuen Verfassung (Constitution Act, 1982), die den British North America Act von 1867 ablöste und gemäß der das britische Parlament kein Mitspracherecht mehr bei Verfassungsentscheidungen in Kanada ausüben konnte, dar.[1163]
Den letzten Schritt der Ausweitung des Landes stellte die Aufnahme des Territoriums Nunavut im Jahr 1999 dar.[1164]

6.2.2.1 Geschichte der kanadischen Ölindustrie

Die Geschichte der kanadischen Ölindustrie reicht zurück bis in die Mitte der 1850er Jahre. Aus Übersichtlichkeitsgründen wird die Historie der kanadischen Ölindustrie in drei inhaltliche Abschnitte – konventionelle Ölindustrie, Ölsandindustrie und Entwicklung des rechtlichen und fiskalischen Rahmens – gegliedert.

Geschichte der konventionellen Ölförderung in Kanada

Ihre Anfänge hat die kanadische Ölindustrie in der Provinz Ontario. Dort wurde 1858 bei einer Trinkwasserbohrung in einer Tiefe von 20 Metern Öl entdeckt. Dieser erste Ölfund fand somit ein Jahr vor der ersten erfolgreichen Ölbohrung durch Edwin Drake im weniger als 250 km Luftlinie entfernten Titusville, Pennsylvania statt. Die Bohrung von Drake gilt jedoch als erste erfolgreiche Ölbohrung Nordamerikas, da sie von Anfang an der Entdeckung von Ölvorkommen galt.[1165]
In Lambton County, dem Landkreis in dem 1858 Öl entdeckt worden war, wurden Ende der 1850er/Anfang der 1860er Jahre weitere Bohrungen vorgenommen und Ölvorkommen entdeckt. Innerhalb kurzer Zeit stieg die Fördermenge der Region von 10.000 Barrel im Jahr 1860 auf 370.000 Barrel im Jahr 1862 an.[1166]
Dieser erste Boom, der sich im weiteren Verlauf der 1860er Jahre auch auf umliegende Orte und Gemeinden im Südwesten Ontarios ausweitete, verebbte jedoch bereits wenige Jahre später aufgrund sinkender Fördermengen und in den 1880er Jahren wurde Kanada zu einem Nettoimporteur von Rohöl.[1167] 1880 schlossen sich die Betreiber mehrerer, in Ontario angesiedelter, Raffinerien zusammen und gründeten Imperial Oil, die bis heute zu den größten vertikal integrierten Ölgesellschaften Kanadas zählt.[1168]

[1161] Vgl. Ebenda, S. 190f, 199.
[1162] Vgl. Riebdeau (2000), S. 244.
[1163] Vgl. Ebenda, S. 254, 275-278.
[1164] Vgl. Ebenda, S. 282.
[1165] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 29.
[1166] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 29 und Gould (1976), S. 41f.
[1167] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 30.
[1168] Vgl. Gould (1976), S. 45.

Die Anfänge der Ölindustrie im Westen des Landes liegen im frühen 20. Jahrhundert. So wurde 1902 im Südwesten Albertas am Rand der Rocky Mountains die erste erfolgreiche Explorationsbohrung Westkanadas vorgenommen. Allerdings hatten dieser und darauf folgende Funde zunächst noch zu keine dauerhafte Ölförderung in der Region zur Folge.[1169] Nachdem im Turner Valley, ca. 40 km südwestlich von Calgary, seit 1914 nur Erdgas- und Naphtha-Vorkommen entdeckt worden waren, wurde im Juni 1936 das erste große Ölvorkommen der Region entdeckt. In der Folge wurde das Turner Valley zu einer der bedeutendsten Förderregionen des Britischen Empire und erreichte im Jahr 1942 sein Fördermaximum mit ca. 27.000 b/d. Während des Zweiten Weltkriegs trug dieses Feld mit ca. 95 % zur kanadischen Fördermenge bei.[1170]

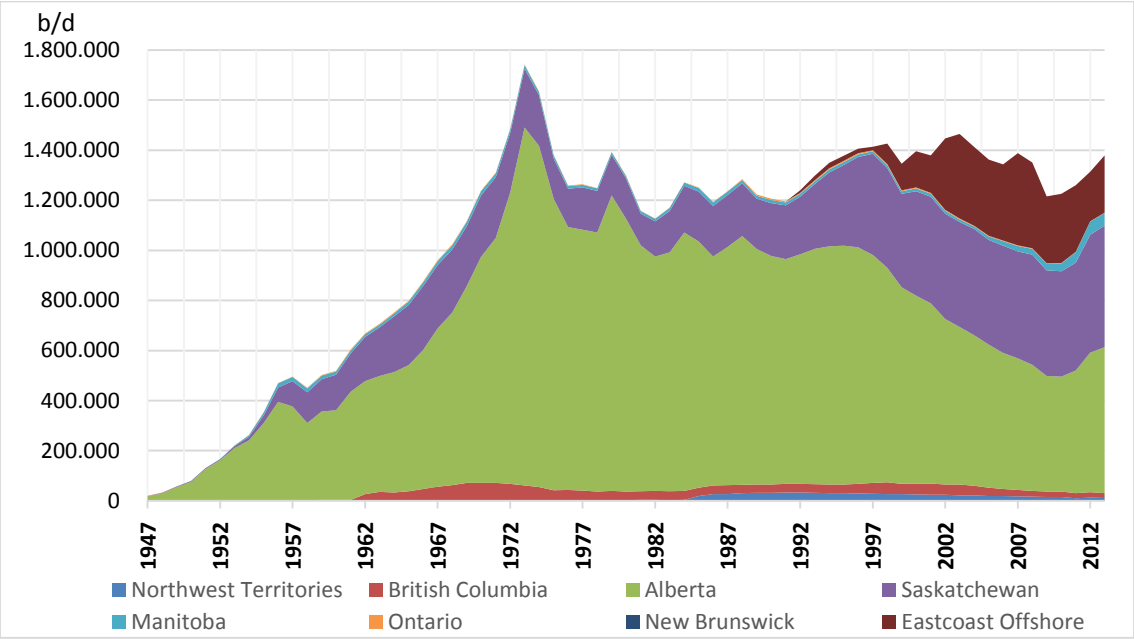


Abbildung 6.85: Konventionelle kanadische Ölförderung nach Regionen seit 1947

Datenquelle: CAPP's Statistical Handbook Data.

Als Geburtsstunde des modernen Ölzeitalters Kanadas gilt der 13. Februar 1947, als erstmals aus dem von Imperial Oil im Winter 1946/47 entdeckten Leduc-Woodbend-Feld ca. 40 km südlich von Edmonton Öl gefördert wurde. Auf den Fund dieses Feldes folgte eine Dekade großer Explorationsprojekte sowohl in Alberta, als auch in den Nachbarprovinzen British Columbia und Saskatchewan, sowie der Provinz Manitoba. Diese Explorationen führten zur Entdeckung einer Vielzahl weiterer Lagerstätten, insbesondere in Alberta und Saskatchewan. Die bedeutendsten dieser Entdeckungen, zu denen auch Pembina, das größte konventionelle Ölfeld Westkanadas, im Jahr 1953 zählt, wurden in den 1950ern gemacht. Der vorerst letzte große Fund eines konventionellen Ölfelds in Alberta

[1169] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 33f.
[1170] Vgl. Ebenda, S. 36-39.

ereignete sich 1966.[1171] In den auf den „Leduc-Fund“ folgenden zweieinhalb Dekaden stieg die kanadische Fördermenge aus konventionellen Ölvorkommen, wie in Abbildung 6.85 zu sehen, bis auf ca. 1,74 mb/d im Jahr 1973 an. Mit ca. 95 % trugen zur damaligen konventionellen Fördermenge die beiden Provinzen Alberta (ca. 82 %) und Saskatchewan (ca. 13 %) bei.

Explorationsvorhaben im westkanadischen Teil des Polarkreises, die zwischen 1957 und 1967 von verschiedenen Ölgesellschaften durchgeführt wurden, scheiterten daran, dass entweder gar keine oder nicht wirtschaftlich förderbare Vorkommen entdeckt wurden. So waren die entdeckten Vorkommen recht gering und Ölprojekte in der Region mit hohen Kosten und Risiken verbunden. 1968 wurde mit der Panarctic Oils Ltd. eine Ölgesellschaft gegründet, die die Anteile von 75 privaten Ölgesellschaften, die Förderrechte im Polargebiet Kanadas hielten, übernahm und deren Hauptanteilseigner mit 45 % der kanadische Staat wurde. Diese Ölgesellschaft führte bis 1986 Explorationsprojekte – sowohl an Land als auch Offshore – in der westkanadischen Arktis durch. 1986 wurden die Explorationen eingestellt und stattdessen auf experimenteller Basis mit der Förderung der entdeckten Vorkommen begonnen. Die Fördermenge aus dem einzigen betriebenen Feld belief sich zwischen 1985 und 1997 auf insgesamt 2,8 Mio. Barrel.[1172]

Die Ölförderung in den Northwest Territories stammt nahezu ausschließlich aus dem seit 1985 in der Förderphase befindlichen Norman Wells-Feld, das von Imperial Oil betrieben wird. Sein Peak Niveau von 22.000 b/d erreichte das Feld Anfang der 1990er Jahre. Seitdem ist die Fördermenge rückläufig und betrug 2012/13 noch ca. 14.000 b/d. Die aggregierte Fördermenge aus dem Feld belief sich bis 2013 auf über 250 Mio. Barrel.[1173]

Auf den Fund der Felder Prudhoe-Bay und Kuparuk im alaskanischen Teil der Beaufortsee Ende der 1960er Jahre folgte ab 1972/73 bis Mitte der 1980er Jahre auch eine Vielzahl an Explorationsprojekten in den kanadischen Gebieten der Beaufortsee.[1174] Den größten dortigen Fund stellte das 1984 entdeckte Amauligak-Feld dar, dessen Reserven auf ca. 300 Mio. Barrel geschätzt werden.[1175]

Vor der ostkanadischen Küste wurden erstmal 1943 Explorationsbohrungen vorgenommen, die jedoch ohne Erfolg blieben und entsprechend bereits 1945 wieder aufgegeben wurden. Mit dem Erwerb von Offshore-Explorationslizenzen vor der Küste Nova Scotias im Jahr 1958 durch die US-Ölgesellschaft Mobil stiegen die Explorationstätigkeiten in dieser Region wieder deutlich an. So erwarben in der Folge auch Shell und die 1975 gegründete staatliche kanadische Ölgesellschaft Petro-Canada entsprechende Lizenzen.[1176] Während die erste Explorationsbohrung 1967 vor der Küste Nova Scotias durch Shell vorgenommen wurde, erfolgte die erste Entdeckung eines wirtschaftlich förderbaren Vorkommens erst 1973 mit dem Cohasset-Feld durch Mobil. Nur acht bzw. vier Kilometer vom Cohasset-Feld entfernt folgten zwei weitere Funde (Panuke- und Balmoral-Feld).

[1171] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 45-48 und Laxer (1983), S. 6f, 11.
[1172] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 88-90 und Masterson (2013), S. 13f.
[1173] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 93 und Babiy (2013).
[1174] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 91-93.
[1175] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 13.
[1176] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 94-96.

Da die drei Felder einzeln kaum wirtschaftlich gewesen wären – insbesondere nach dem Ölpreisverfall Mitte der 1980er Jahre – beschlossen die beteiligten Ölgesellschaften (Mobil, Shell, Petro-Canada), die drei Felder im Rahmen eines Joint-Ventures gemeinschaftlich zu erschließen. Dazu wurde die LASMO Nova Scotia Ltd. gegründet.[1177] Die Förderung aus dem Gemeinschaftsprojekt setzte im Juni 1992 ein. Das Fördermaximum wurde bereits ein Jahr später im August 1993 mit durchschnittlich ca. 40.000 b/d erreicht. Ab Mitte der 1990er Jahre sank die Fördermenge und belief sich im Herbst 1999 auf noch ca. 4.000 b/d. Im Dezember 1999 wurde die Förderung schließlich eingestellt. Die aggregierte Fördermenge aus den drei Feldern betrug bis dahin ca. 44,5 Mio. Barrel.[1178]
Vor den Küsten Neufundlands und Labradors wurden ebenfalls ab Ende der 1960er / Anfang der 1970er Jahre erste Explorationen unternommen. Der Fokus der Explorationen wurde auf die Grand Banks östlich und südöstlich von Neufundland gelegt, wo sich das sogenannte Jeanne d'Arc Becken befindet.[1179] Dort wurden zwischen 1979 und 1984 vier der bedeutendsten Ölfunde Nordamerikas seit Ende der 1970er Jahre gemacht. Das 1979 entdeckte Hibernia-Feld, aus dem seit November 1997 Öl gefördert wird, weist Reserven von ca. 865 Mio. Barrel auf. Die 1984 entdeckten Felder Terra Nova und White Rose, mit Vorkommen von ca. 400 Mio. bzw. ca. 280 Mio. Barrel, erreichten die Förderphase in den Jahren 2002 bzw. 2010.[1180] Das Hebron-Feld, das 1981 entdeckt wurde und dessen Reserven sich gemäß Schätzungen auf 325 Mio. Barrel[1181] bis 700 Mio. Barrel[1182] belaufen sollen, hat die Förderphase noch nicht erreicht.
Insgesamt stieg die Fördermenge aus den ostkanadischen Offshore-Feldern, wie in Abbildung 6.85 zu sehen, seit Inbetriebnahme des Cohasset-Feldes 1992 bis 2007 auf ca. 370.000 b/d an und ist seitdem rückläufig.

Geschichte der kanadischen Ölsandindustrie

Während die Förderung konventioneller Ölvorkommen in Kanada in den vergangenen 20 Jahren stagnierte, nahm die Bedeutung der unkonventionellen Ölsandvorkommen im Nordosten Albertas, insbesondere in den vergangenen zehn Jahren, deutlich zu.
Erste Berichte zu den Bitumen-Vorkommen im Norden Albertas reichen bis in das 18. Jahrhundert zurück. Auf erste, 1875 vorgenommene geologische Untersuchungen der Vorkommen folgten Explorationsbohrungen, die jedoch scheiterten. So kam auch eine 1913 durchgeführte Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zu den Vorkommen zu dem Schluss, dass es sich bei den Bitumenvorkommen ausschließlich um ein Gemisch aus Öl und Sand handelt und nicht um frei fließendes Öl.[1183]

[1177] Vgl. Ebenda, S. 96.
[1178] Vgl. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (o. J.), eigene Berechnungen zu Fördermengen basierend auf Daten aus: Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (o. J., b).
[1179] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 96f.
[1180] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 13 und EIA (2014, KAN).
[1181] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 12.
[1182] Vgl. EIA (2014, KAN).
[1183] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 71f.

Während das Bitumen in den 1920ern zum Pflastern von Straßen und Bürgersteigen genutzt wurde, fanden an der University of Alberta 1923/24 erste Versuche der Trennung des Öls (Bitumens) vom Sand statt. Diese Experimente führten zu dem noch heute in ähnlicher Form angewandten Verfahren der Trennung mittels heißem Wasser.[1184]
Erste Versuche der kommerziellen Ölsandförderung mittels des Tagebau-Verfahrens (Mining) und der anschließenden Trennung des Öls vom Sand wurden im Rahmen zweier Projekte kleiner privater Ölgesellschaften zwischen 1925 und 1949 unternommen. Die Projekte scheiterten an zu hohen Kosten, Unfällen und schließlich am Fund des Leduc-Feldes im Jahr 1947 und dem damit verbundenen Anstieg der Förderung von konventionellem Öl in West-Kanada.[1185]
Nachdem in den späten 1940er und 1950er Jahren hauptsächlich geologische Studien und Probebohrungen zur besseren Beurteilung der Ölsandvorkommen vorgenommen worden waren, wurde 1959 ein neues Mining-Projekt mit einer täglichen Kapazität von 3.000 Barrel nördlich von Fort McMurray begonnen. Zur Förderung des Ölsands wurde erstmals ein Schaufelradbagger eingesetzt. Dieses Projekt gilt daher als Vorläufer der modernen Ölsandindustrie.[1186]
1962 erhielt die Great Canadian Oil Sands Limited (GCOS) die Genehmigung, ein Mining-Projekt mit einer Kapazität von 30.000 b/d in der Nähe von Fort McMurray zu betreiben. Um die konventionelle Ölindustrie zu schützen, wurde die Fördermenge aus Ölsand-Projekten zu diesem Zeitpunkt noch von der albertanischen Regierung auf maximal 5 % der Menge in Alberta geförderten konventionellen Rohöls beschränkt. Aufgrund finanzieller Schwierigkeiten der GCOS verzögerte sich der Bau der Anlagen und wurde das Projekt schließlich von der Sun Oil Company übernommen. Diese legte neue Projektpläne, die eine Kapazität von 45.000 b/d vorsahen vor, die 1964 genehmigt wurden. 1967 schließlich nahm das Suncor genannte Projekt die Förderung auf. Die Kapazität wurde bis Anfang der 1990er Jahre auf ca. 60.000 b/d ausgebaut, wobei die Förderkosten je Barrel an synthetischem Öl zu diesem Zeitpunkt 15,75 CAN-$ betrugen.[1187]
Für das zweite große Mining-Projekt, das von einem Konsortium aus mehreren Ölgesellschaften betriebene Syncrude-Projekt, wurde ebenfalls 1962 der Antrag auf Genehmigung des Projekts mit einer Kapazität von 100.000 b/d gestellt. Dieser wurde jedoch von der Regierung der Provinz, wegen der Sorge vor einem die Ölindustrie Albertas belastenden Überangebot an Rohöl, abgelehnt. Erst 1969 wurde ein zweiter Antrag angenommen. Da die Projektkosten von ursprünglich veranschlagten 1 Mrd. CAN-$ auf 2,3 Mrd. CAN-$ anstiegen, zog sich die, mit 30 % am Projekt beteiligte Ölgesellschaft Atlantic Richfield Ende 1974 aus dem Projekt zurück. Vor dem Hintergrund der ersten Ölkrise und der damit verbundenen Sorgen um die Versorgungssicherheit beschloss der kanadische Staat, sich an dem sonst vor dem Aus stehenden Projekt zu beteiligen. So übernahm der Bund

[1184] Vgl. Ebenda, S. 72.
[1185] Vgl. Ebenda, S. 73.
[1186] Vgl. Ebenda, S. 74f.
[1187] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 75.

15 %, die Provinz Alberta 10 % und die Provinz Ontario die verbleibenden 5% der ehemaligen Anteile der Atlantic Richfield. Im Sommer 1978 schließlich wurde erstmals durch das Syncrude-Projekt Öl gefördert.[1188]
Zwar bestanden bereits seit den 1960er Jahren Pläne für weitere Mining-Projekte, jedoch wurden erst in den 2000er Jahren neue Mining-Projekte umgesetzt.[1189] Dass die Fördermenge aus Mining-Projekten, wie in Abbildung 6.86 zu sehen, dennoch auf ca. 300.000 b/d Ende der 1990er Jahre anstieg, ist auf Ausweitungen der Kapazitäten der beiden ersten Projekte Suncor und Syncrude zurückzuführen.

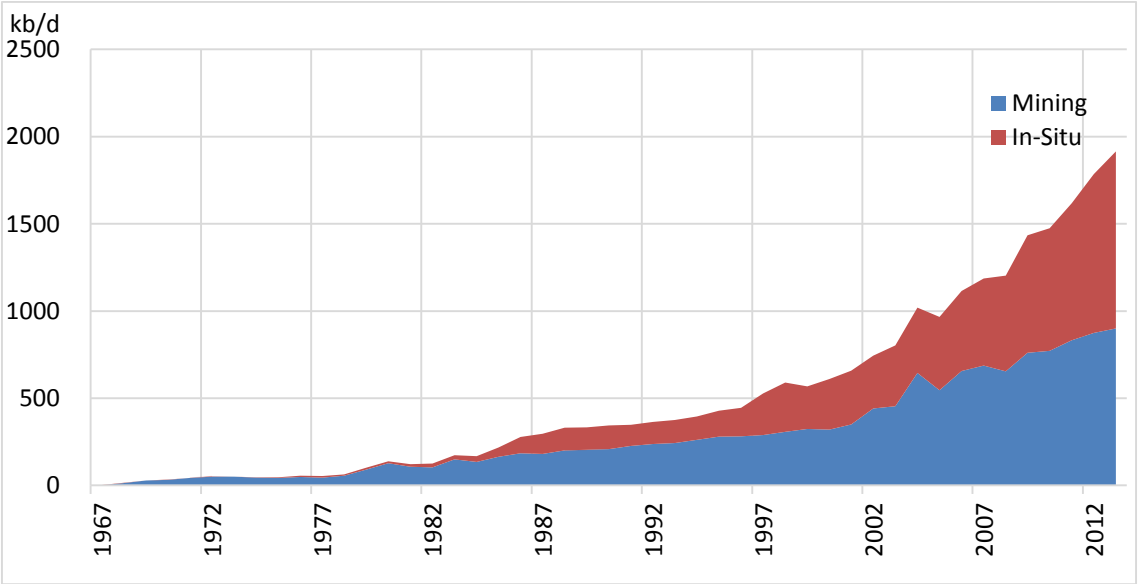


Abbildung 6.86: Entwicklung der Ölsandfördermenge

Datenquelle: Canadian Association of Petroleum Producers (2015a).

Während die Ölsandförderung mittels Tagebau-Verfahren nur für Vorkommen geeignet ist, die sich relativ nah an der Erdoberfläche befinden (bis zu ca. 70 Meter), ist es für den größten Teil der Vorkommen (ca. 80%) sinnvoller, die Förderung mittels sogenannter In-Situ-Verfahren zu betreiben, bei denen das Bitumen im Reservoir erhitzt und dadurch fließfähiger gemacht wird und dann – ähnlich konventioneller Ölförderung – zur Oberfläche gepumpt werden kann.[1190]
Erste Experimente zur In-Situ-Förderung, bei der heißer Wasserdampf zur Verflüssigung des Öls in das Reservoir gepumpt wurde, fanden in Alberta bereits ab 1910 statt, waren aber zunächst nicht erfolgreich bzw. nicht wirtschaftlich. In der Folge wurden auch andere Verfahren zur In-Situ-Förderung vorgeschlagen und in den 1960er und 1970er Jahren erste Pilotanlagen errichtet. Es dauerte jedoch bis in die 1980er Jahre, ehe erstmals kommerzielle In-Situ-Projekte vorgenommen wurden.[1191]

[1188] Vgl. Ebenda, S. 76f.
[1189] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 77f und Canadian Oilsands Navigator (2015).
[1190] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2011), S. 6f.
[1191] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 78-80.

Die ersten dieser Projekte stellten das von Imperial Oil betriebene „Cold Lake"-Projekt, das 1985 die Förderung aufnahm und dessen Kapazität bis 1991 auf 90.000 b/d anstieg, das von Canadian Natural Resources Limited mit einer Kapazität von ca. 58.000 b/d betriebene und seit 1985 Öl fördernde „Primrose & Wolf Lake"-Projekt, sowie das von Royal Dutch/Shell betriebene „Peace River"-Projekt, das die Förderung 1986 aufnahm und eine Kapazität von ursprünglich 10.000 b/d aufwies, dar.[1192]

Aufgrund der niedrigen Ölpreise ab der zweiten Hälfte der 1980er Jahre bis Ende der 1990er Jahre und der fiskalischen Bedingungen, auf die im Folgenden noch eingegangen wird, wurden erst Ende der 1990er Jahr wieder neue In-Situ-Projekte in Angriff genommen.

Wie in Abbildung 6.86 zu sehen, stieg die Fördermenge aus In-Situ-Projekten ab 1988 auf ca. 130.000 b/d an und blieb auf diesem Niveau bis Mitte der 1990er Jahre. Während der Anstieg der Fördermenge in den Jahren 1995 und 1996 auf Erweiterungen der Kapazitäten der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte zurückzuführen ist, erfolgte der Anstieg seit Ende der 1990er Jahre insbesondere aufgrund der einsetzenden Förderung aus neuen Projekten.[1193]

Nachdem Mitte der 1980er Jahre letztmals für mehr als eine Dekade neue Ölsandprojekte in Betrieb gegangen waren, beginnt die jüngere, bis heute reichende Historie der Ölsandindustrie mit den Reformen der fiskalischen Behandlung der Ölsandindustrie in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre.

So stellte das 1997 eingeführte „Generic Regime" erstmals einheitliche Royalty-Regelungen für alle neuen Ölsandprojekte, und damit auch Planungssicherheit für an Investitionen in diesem Bereich interessierte Ölgesellschaften her und lieferte durch den niedrigen Royalty-Satz (1% auf den Förderwert) vor Erreichen des Payout auch fiskalische Anreize für Investitionen.[1194]

Im Jahr 2002 nahm mit dem Muskeg-River-Projekt erstmals seit 1978 wieder ein neues Mining-Projekt die Förderung auf. Zudem erfolgte im selben Jahr der Förderstart neuer In-Situ-Projekte bzw. wurde die Fördermenge bereits in der Förderphase befindlicher In-Situ-Projekte durch Erweiterungen erhöht.[1195]

In Reaktion auf die gestiegenen Ölpreise reformierte die Regierung Albertas im Jahr 2007 ein weiteres Mal den fiskalischen Rahmen für Ölsandprojekte. So wurde im Oktober 2007 der im Januar 2009 in Kraft getretene und bis heute gültige „New Royalty Framework" verabschiedet, der in Bezug auf den Ölpreis einen progressiven Verlauf der Royalty-Sätze vorsieht. Das mit der Reform verfolgte Ziel bestand darin, den Anteil der Provinz an den durch die Ölsandförderung erwirtschafteten Gewinnen bei hohen Ölpreisen zu steigern, während die Ölgesellschaften bei niedrigen Ölpreisen nicht stärker belastet werden sollten als bisher.[1196]

[1192] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 80f und Canadian Oilsands Navigator (2015).
[1193] Vgl. Canadian Oilsands Navigator (2015).
[1194] Vgl. Plourde (2009), S. 115-117.
[1195] Vgl. Canadian Oilsands Navigator (2015).
[1196] Vgl. Plourde (2009), S. 118-120, 137.

Der durch die Subprime-Krise (und daraus folgenden Wirtschaftskrise) verursachte Ölpreiseinbruch in der zweiten Jahreshälfte 2008 wirkte sich auch auf die Investitionstätigkeit in der Ölsandindustrie aus. So wurden gemäß Forbes (2009) die beabsichtigten Investitionen im Ölsandsektor innerhalb von sechs Monaten um 70 Mrd. Dollar, von 100 auf 30 Mrd. Dollar, gekürzt.[1197]

Tabelle 6.31: Ölsandprojekte in Alberta seit 2002

Jahr	Mining (Anzahl)	Anstieg der Kapazität Mining (b/d)	In-Situ (Anzahl)	Anstieg der Kapazität In-Situ (b/d)
2002	1	155.000	3	73.000
2003	-		1	6.000
2004	-		1	35.000
2005	-		1	10.000
2006	1	116.000	3	95.000
2007	1	4.000	6	130.000
2008	2	158.000	4	116.000
2009	-		3	82.000
2010	1	100.000	2	20.000
2011	-		10	1.606.000
2012	1	180.000	4	96.000
2013	1	110.000	4	140.000
2014	2	17.000	10	599.000

Datenquelle aus Canadian Oilsands Navigator (2015).

Aufgrund der Investitionskürzungen nahmen in den Jahren 2009 und 2010, wie in Tabelle 6.31 zu sehen, nur ein Mining- und fünf In-Situ Projekte die Förderung auf bzw. standen größere Förderkapazitäten aufgrund von Erweiterungsprojekten zur Verfügung, so dass die Ölsand-Förderkapazität in diesen beiden Jahren insgesamt nur um ca. 200.000 b/d anstieg.

Der Anstieg der Ölpreise ab März 2009 und ein durchgängig wieder über 70 US-$ je Barrel notierender Ölpreis ab Oktober 2009 hatten zur Folge, dass in die vorläufig verschobenen Projekte wieder investiert wurde, so dass im Jahr 2011 insgesamt 10 neue In-Situ-Projekte bzw. Erweiterungen mit einer Gesamtförderkapazität von über 1,6 mb/d die Förderung aufnahmen.

Dies hatte zur Folge, dass gemäß CAPP (2014) im Jahr 2011 die Fördermenge aus In-Situ-Projekten (ca. 847.000 b/d) erstmals die der Mining-Projekte (ca. 772.000 b/d) übertraf.[1198]

Geschichte der rechtlichen und fiskalischen Behandlung der Ölindustrie in Kanada

In der Frühphase der kanadischen Ölindustrie lagen die Eigentumsrechte an den Öl- und Gasvorkommen noch bei den jeweiligen Grundstückseigentümern. Das „Law of Capture“ hatte zur Folge, dass die Grundstückseigentümer in den ölreichen Gemeinden Ontarios in

[1197] Vgl. Helman und Fahey (2009).
[1198] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2014).

kurzer Zeit viele Ölbohrungen vornahmen, um einen möglichst großen Anteil der Vorkommen aus einer, sich möglicherweise über mehrere Grundstücke erstreckenden, Lagerstätte zu fördern. Dies führte zu einer ineffizienten Ausbeutung der Lagerstätten – aufgrund des schnell abnehmenden Lagerstättendrucks konnte nur ein relativ kleiner Teil der eigentlich förderbaren Vorkommen tatsächlich gefördert werden – und war eine Hauptursache für das relativ schnelle Abebben des Booms in einigen Gemeinden.[1199]
Neben privaten Haushalten erhielten mit der Hudson's Bay Company (1869) und der Canadian Pacific Railroad Company (1881) zwei Unternehmen durch den kanadischen Staat Eigentumsrechte an Land und darunter befindlichen Rohstoffen.[1200]
1887 schließlich wurden die Gesetze durch die kanadische Bundesregierung dahingehend geändert, dass die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen ab diesem Zeitpunkt nicht mehr beim Grundstückseigentümer liegen, sondern auf den kanadischen Staat übergehen sollten. Ausgenommen davon waren Grundstücke, die vor 1887 von privaten Haushalten erworben worden waren und solche, die an die Hudson's Bay Company und die Canadian Pacific Railroad Company vergeben worden waren.[1201]
Das bis heute gültige System der Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen – und damit Öl- und Gasvorkommen – des Landes wurde schließlich durch den Natural Resources Transfer Act von 1930 geschaffen. Seitdem liegen die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen nicht mehr beim kanadischen Staat sondern bei den Provinzen. Ausnahmen bilden Nationalparks und Reservate von Ureinwohnern.[1202] In Alberta liegen die Rechte seitdem für ca. 81 % der Landesfläche bei der Provinz und für die verbleibenden 19 % bei privaten Grundstückseigentümern und dem Bund.[1203]
Die erste Royalty auf im Besitz der Krone befindliche Vorkommen wurde 1930/31 eingeführt und betrug 5 % auf den Wert des geförderten Erdöls. 1951 wurde die Royalty dahingehend geändert, dass diese fortan, in Abhängigkeit von der Fördermenge, zwischen 5 % und 16,67 % betragen sollte.[1204]
Auf Bundesebene wurde 1959 das National Energy Board (NEB) geschaffen, dem die Verantwortung über die Pipelines des Landes und den Export von Öl und Gas von den vorher zuständigen Bundesministerien übertragen wurde.[1205]
Auf Empfehlung des NEB wurde der Ölsektor 1961 umfassend durch die Bundesregierung reformiert. Diese Reformen wurden als National Oil Policy bezeichnet. Aufgrund des, im Vergleich zur Nachfrage, hohen globalen Angebots in den 1950er Jahren herrschte ein starker Konkurrenzkampf zwischen den Ölgesellschaften und Förderregionen. Die kanadische Regierung beabsichtigte vor diesem Hintergrund, die in Westkanada

[1199] Vgl. Gould (1976), S. 233.
[1200] Vgl. Gould (1976), S. 236 und Freehold Owners Association (o. J.).
[1201] Vgl. Gould (1976), S. 237 und Freehold Owners Association (o. J.).
[1202] Vgl. Gould (1976), S. 237 und Freehold Owners Association (o. J.) und Ministry of Energy Alberta (o. J.).
[1203] Vgl. Ministry of Energy Alberta (o. J.).
[1204] Vgl. Alberta Department of Energy (2007), S. 6.
[1205] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 134 und National Energy Board (2015).

gerade etablierte Ölindustrie zu schützen, indem der kanadische Ölmarkt von der Regierung in zwei Teilmärkte aufgespalten wurde. So durfte in den westlichen Provinzen ausschließlich westkanadisches Öl verarbeitet werden, wohingegen die östlichen Provinzen mit importiertem Öl aus Venezuela und dem mittleren Osten versorgt wurden. Diese Politik hatte zur Folge, dass der Ölpreis in Westkanada bis zur Ölkrise 1973 höher war als im Osten des Landes, da der Weltmarktpreis des importierten Rohöls niedriger war als der von nordamerikanischem Öl.[1206]

Eine weitere Entwicklung, die sich ab den 1960ern abzeichnete, bestand im Wunsch breiter Teile der kanadischen Bevölkerung und Politik nach einer Re-Nationalisierung der kanadischen Ölindustrie, die sich ihrer Meinung nach zu sehr in der Hand großer ausländischer Ölgesellschaften befand (z. B. Imperial als Tochtergesellschaft der US-amerikanischen Exxon). Diese Sorgen führten ab dem Ende der 1960er Jahre zu konkreten politischen Maßnahmen wie der staatlichen Beteiligung an der Panarctic. Darüber hinaus gründeten die Provinzen in den 1970ern staatliche Ölgesellschaften (Alberta mit der Alberta Energy Company Ltd. im September 1973) die sich operativ an Ölprojekten beteiligten. Auch wurden Anteile ausländischer Ölgesellschaften an Ölprojekten in Kanada von den staatlichen kanadischen Ölgesellschaften übernommen und teilweise ausländischen Ölgesellschaften die Übernahme von kanadischen Ölgesellschaften untersagt.[1207]

Auf den Ölpreisanstieg während der ersten Ölkrise ab 1973 reagierte die kanadische Regierung mit einer verordneten Ölpreisdeckelung für kanadisches Rohöl und der Einführung einer Ölexportsteuer, die der Differenz zwischen dem Weltmarktpreis und dem staatlich festgelegten Preis entsprechen sollte. So sollte verhindert werden, dass das in Kanada geförderte Öl von den Ölgesellschaften zum höheren Weltmarktpreis ins Ausland (insb. USA) exportiert wird. Der staatlich kontrollierte Ölpreis wurde zwar bis zu seiner Aussetzung im Sommer 1983 jährlich angehoben, verblieb für den gesamten 10-jährigen Zeitraum jedoch unter den Weltmarktpreisen.[1208]

Eine weitere Reaktion auf die Ölkrise bestand in der Ausweitung des staatlichen Einflusses auf die Ölindustrie. So wurde die staatliche Ölgesellschaft Petro-Canada gegründet, die im Januar 1976 den Betrieb aufnahm und in der Folge unter anderem Anteile am Syncrude-Projekt übernahm und sich an konventionellen Öl-Projekten beteiligte.[1209]

In den 1970er Jahren kam es vermehrt zu Auseinandersetzungen zwischen den Provinzen – insbesondere Alberta – und der Bundesregierung über die Verteilung der Einnahmen aus Steuern und Royalties der Ölindustrie, an denen beide staatlichen Ebenen einen möglichst großen Anteil für sich beanspruchten.[1210]

Die Entwicklungen der 1970er Jahre mündeten im National Energy Program (NEP), das im Oktober 1980 vom kanadischen Finanzminister angekündigt wurde. Das Programm sah eine Ausweitung des kanadischen Anteils an der einheimischen Ölindustrie von 30 %

[1206] Laxer (1983), S. 8f.
[1207] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 135-138.
[1208] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 137-140 und Laxer (1983), S. 194.
[1209] Laxer (1983), S. 58ff.
[1210] Vgl. McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 137-139.

auf 50 % bis Ende der 1980er Jahre vor. Dazu sollte insbesondere der staatliche Beteiligungsgrad an der Ölindustrie – bspw. durch die PetroCanada – ausgeweitet werden. Konkrete Maßnahmen des Programmes bestanden in den sogenannten „back in rights“, gemäß denen der kanadische Staat bei Ölprojekten auf Boden des Bundes (Yukon, Northwest Territories und Offshore) mit 25 % am Projekt beteiligt werden sollte. Wahrgenommen werden sollte die staatliche Beteiligung durch die PetroCanada oder andere Staatsunternehmen. Um Investitionsanreize für private, kanadische Ölgesellschaften zu schaffen, wurde im Rahmen des NEP das Petroleum Incentives Program (PIP) ins Leben gerufen. Im Rahmen des PIP wurde bei neuen Ölprojekten, bei denen die kanadische Beteiligung mindestens 50 % betrug, ein Teil der Explorations- und Erschließungskosten (maximal 80 %) vom Staat übernommen. Im Gegenzug wurden einige Steuergutschriften abgeschafft. Weitere Maßnahmen im NEP bestanden in der Einführung einer Erdgasexportsteuer und einer Steuer in Höhe von 8 % auf die Gewinne aus Öl- und Gasprojekten. Diese wurden jeweils auf Bundesebene erhoben. Der staatlich kontrollierte Ölpreis wiederum sollte alle 6 Monate angehoben werden.[1211]

Von den im NEP verabschiedeten Maßnahmen waren insbesondere in Kanada tätige ausländische Ölgesellschaften (vor allem US-amerikanische), sowie die ölreichen Provinzen wie Alberta, deren Einnahmen aus dem Öl- und Gassektor durch die Maßnahmen gesunken wären, negativ betroffen. Entsprechend protestierten sowohl die US-Regierung als auch kanadische Provinzregierungen gegen das NEP. Der 1981 einsetzende Gegenschock auf dem globalen Ölmarkt und die Proteste gegen das NEP hatten zur Folge, dass das NEP Mitte der 1980er Jahre weitestgehend abgeschafft wurde. So wurde der Ölsektor wieder liberalisiert und geöffnet, das PIP und die Bundessteuer auf die Gewinne von Öl- und Gasprojekten schrittweise abgeschafft und der Ölpreis wieder freigegeben.[1212]

Nachdem bei den frühen Ölsandprojekten sogenannte „Crown Agreements“ zwischen der Provinz Alberta und den Betreibergesellschaften abgeschlossen worden waren, bei denen für jedes Projekt individuelle fiskalische Bedingungen, die Royalties betreffend, festgelegt worden waren, wurde das für Ölsandprojekte maßgebliche Fiskalsystem 1997 grundlegend reformiert. So wurden im Rahmen dieser Reform, des „Generic Regime“, erstmals einheitliche Royalties für alle Ölsandprojekte eingeführt. Der Zweck einheitlicher fiskalischer Regelungen bestand darin, Anreize für neue Ölsandprojekte zu setzen indem die Planungssicherheit für potentielle Betreiber solcher Projekte erhöht wurde.[1213]

6.2.2.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kanadischen Ölindustrie

Da ca. drei Viertel der kanadischen Fördermenge (konventionell und Ölsande) aus Alberta stammen und Alberta auch zukünftig die für die Ölindustrie bedeutendste Provinz des Landes bleiben wird, soll im Folgenden primär der rechtliche und fiskalische Rahmen dieser Provinz behandelt werden. Die Fiskalsysteme Saskatchewans, Neufundlands und Labradors werden hingegen nur oberflächlich beleuchtet.

[1211] Laxer (1983), S. 79-85 und McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 140f.
[1212] Laxer (1983), S. 71-79 und McKenzie-Brown und Jaremko (1993), S. 139f.
[1213] Vgl. Plourde (2009), S. 113-117.

Rechtlicher Rahmen

Den rechtlichen Rahmen für Albertas Ölsektor liefert der Mines and Minerals Act, der im Folgenden in seiner Version vom 4. September 2014 betrachtet werden soll.

Gemäß Mines and Minerals Act ist der Vizegouverneur, der die britische Queen als Staatsoberhaupt der Provinz repräsentiert, für die den Rohstoffsektor betreffende Gesetzgebung zuständig. Dies betrifft z. B. Gesetze über die Exploration und Erschließung von Lagerstätten.[1214] Da der Vizegouverneur lediglich eine repräsentative Funktion ausübt, werden entsprechende Gesetze faktisch von der Regierung der Provinz erarbeitet und vom Parlament verabschiedet.

Das Energieministerium der Provinz ist für die Verwaltung der natürlichen Ressourcen verantwortlich. Dies umfasst auch die Vergabe von Explorations- und Erschließungslizenzen und die Bestimmung der Vertragsbedingungen.[1215]

Grundsätzlich ist die Förderung der im Besitz der Krone befindlichen Rohstoffe nur mit einer entsprechenden Genehmigung oder vertraglichen Vereinbarung möglich.[1216]

Hinsichtlich der Vergabepraxis wird dem Ministerium durch den Mines and Minerals Act ein großer Spielraum gewährt. So kann die Vergabe:

- direkt auf einen entsprechenden Antrag hin,
- im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung
- oder auf andere Weise

erfolgen.[1217]

Royalties für die im Besitz der Krone befindlichen natürlichen Rohstoffe der Provinz soll gemäß des Mines and Minerals Acts der Vizegouverneur als Repräsentant des britischen Königshauses festlegen. Da dieser jedoch nur repräsentative Funktionen ausübt, werden die Royalties tatsächlich von der Regierung der Provinz festgelegt. Die Zahlung der Royalties hat in natura („in-kind“) zu erfolgen.[1218]

Wie durch den „Mines and Minerals Act“ bestimmt, erfolgt die Vergabe von Explorations- und Förderlizenzen durch das Energieministerium Albertas. Hierzu werden üblicherweise öffentliche Ausschreibungen vorgenommen, die mehrere Runden durchlaufen. Zunächst reichen interessierte Ölgesellschaften und Individuen Anträge für eine solche Lizenz ein. Anträge werden für Gebiete („Sections“) mit einer Fläche von üblicherweise 256 Hektar gestellt. In Abhängigkeit von der Region in der das Projekt durchgeführt werden soll, können Anträge für bis zu 36 Sections gestellt werden. Die Anträge werden anschließend von einer Expertenkommission überprüft und bewertet. Am Ende der siebenwöchigen Bewertungsphase steht die Entscheidung, ob für die beantragten Gebiete eine Ausschreibung erfolgt oder nicht. Sofern die Kommission eine Ausschreibung zu-

[1214] Vgl. Mines and Minerals Act (2014), Art. 5.
[1215] Vgl. Mines and Minerals Act (2014), Art. 9 und Ministry of Energy Alberta (o. J., a).
[1216] Vgl. Mines and Minerals Act (2014), Art. 54.
[1217] Vgl. Ebenda, Art. 16.
[1218] Vgl. Mines and Minerals Act (2014), Art. 34.

lässt, erarbeitet sie die Ausschreibungsbedingungen. Acht Wochen vor dem Vergabetermin werden die Ausschreibungsbedingungen veröffentlicht. Da das Stattfinden eines Vergabetermins davon abhängt, ob im Voraus entsprechende Anträge gestellt wurden, kann die Anzahl an Vergabeterminen variieren. In der Regel finden aber jährlich durchschnittlich 24 solcher Termine statt, d.h. ca. alle zwei Wochen erfolgen solche Vergaben. Gebote können sowohl für einzelne als auch für mehrere (Package Bidding) Parzellen abgegeben werden. Die Gebote umfassen neben dem gewünschten Gebiet die Teilnahmegebühr (issuance fee) in Höhe von 625 CAN-$ je Parzelle, die Pachtgebühr für das erste Jahr in Höhe von 3,50 CAN-$ je Hektar sowie die Einmalzahlung, die bei Pachtverträgen (leases) mind. 2,50 CAN-$ je Hektar und bei Lizenzen (licenses) 1,25 CAN-$ je Hektar beträgt. Den Zuschlag für eine Parzelle erhält der seriöse Bieter mit dem höchsten Gebot hinsichtlich der Einmalzahlung.[1219]
Die Laufzeit hängt bei Lizenzen von der Region ab und beträgt zunächst zwischen zwei und fünf Jahren. An die anfänglichen zwei bis fünf Jahre schließt sich eine zweite Phase von fünf Jahren (intermediate term) an. Bei Pachtverträgen (leases) beträgt der anfängliche Zeitraum, unabhängig vom Standort, fünf Jahre.[1220]
Sofern der Lizenznehmer eine Verlängerung über die zweite Lizenzphase bei Lizenzen und den Anfangszeitraum bei Pachtverträgen hinaus wünscht, muss er für jede betroffene Parzelle den Nachweis erbringen, dass dort Öl und Gas gefördert werden kann. Dieser Sofern dieser Nachweis nicht erbracht werden kann, enden die Schürfrechte nach Ablauf der zuvor genannten Phasen.[1221]

Fiskalische Behandlung

Die fiskalischen Elemente setzen sich in Alberta aus Einmalzahlungen, Pachtgebühren, Royalties und der Körperschaftsteuer zusammen.
Die Einmalzahlung, bei der es sich um die entscheidende Gebotskomponente bei öffentlichen Ausschreibungen von Öl- und Gaslizenzen handelt, beträgt – wie im vorherigen Abschnitt bereits erörtert – mindestens 1,25 bzw. 2,50 CAN-$ je Hektar.
Die jährliche Pachtgebühr, die nur einen geringen Teil an den Rohstoff-Einnahmen der Provinz und den Ausgaben der in Alberta tätigen Ölgesellschaften ausmacht, beträgt 3,50 CAN-$ je Hektar. Für ein Gebiet von 256 Hektar würden somit jährliche Pachtgebühren von ca. 900 CAN-$ anfallen. Diese Kosten sind, bezogen auf die Fördermengen, vernachlässigbar.
Die größte Bedeutung nehmen die Royalties ein, die sich in Alberta zwischen konventionellen Ölprojekten und Ölsandprojekten unterscheiden und letztmals im Jahr 2007 reformiert wurden. Im Zuge dieser Reformen wurde der New Royalty Framework eingeführt, der im Januar 2009 in Kraft trat.
Bei konventionellen Ölvorkommen wird die Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben und setzt sich aus zwei Komponenten – einer Preiskomponente und einer

[1219] Vgl. Government of Alberta (2009), S. 12-14.
[1220] Vgl. Ebenda, S. 17, 26f.
[1221] Vgl. Ebenda, S. 17.

Fördermengenkomponente – zusammen. Der vom Ölpreis abhängige Royaltysatz beträgt bei einem Ölpreis bis 20 $ je Barrel -4 % und steigt bis auf 35 % ab einem Ölpreis von 135 $ an. Der von der Fördermenge abhängige Royalty-Satz beträgt bei einer Fördermenge von Null -28 % und steigt bis auf 30 % ab einer Fördermenge von 155 b/d an. Die tatsächlich zu entrichtende Royalty wird durch Addition der beiden Komponenten errechnet, wobei der kombinierte Royalty-Satz zwischen 0 und 40 % betragen muss. Darüber hinaus bestehen Sonderregelungen, gemäß denen der Royaltysatz bei neuen Bohrlöchern für zwölf Monate, bis zu einer Fördermenge von 50.000 Barrel, auf maximal 5 % reduziert werden kann. Weitere Regelungen sehen niedrigere Royalties bei tiefen Explorationsbohrungen, horizontalen Bohrungen und der Anwendung von EOR-Methoden vor.[1222]
Auf Ölsandprojekte wird seit Inkrafttreten des New Royalty Framework, in Abhängigkeit davon, ob die kumulierten Erträge eines Projekts die kumulierten Kosten übersteigen (sog. Payout), entweder eine Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls oder den Gewinn je Barrel (Wert des geförderten Rohöls abzüglich Betriebs- und Kapitalkosten) erhoben. Vor dem Erreichen des Payout werden Royalties auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben, deren Satz in Abhängigkeit vom Ölpreis zwischen 1 % (Ölpreis bis 55 CAN-$) und 9 % (Ölpreis ab 120 CAN-$) beträgt. Ab dem Erreichen des Payout wird der größere Betrag aus der Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls und der Royalty auf den erzielten Gewinn, deren Satz in Abhängigkeit vom Ölpreis zwischen 25 % (Ölpreis bis 55 CAN-$) und 40 % (Ölpreis ab 120 CAN-$) beträgt, erhoben.[1223]
Auf nicht im Besitz der Krone befindliche Ölvorkommen in Alberta, sogenannte „Freehold Minerals“, erhebt die Provinz keine Royalties sondern eine Steuer, die sogenannte Freehold Mineral Tax. Der Steuersatz dieser, einmal jährlich auf den Wert des geförderten Rohöls aus einem Bohrloch erhobenen Steuer beträgt 26,9 %. In der Praxis fällt der Steuersatz aufgrund der in Bezug auf die Fördermenge progressiv verlaufenden, tatsächlich zu entrichtenden Steuer und eines Freibetrags in Höhe von 1.600 $ aber deutlich geringer aus. So lag der Steuersatz im Jahr 2013 durchschnittlich lediglich bei ca. 2 %.[1224]
In Neufundland und Labrador, wo die kanadischen Offshore-Projekte betrieben werden, sind die Royalties komplizierter gestaltet. So wird vor Erreichen des Payout eine Royalty auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben, die mit der kumulierten Fördermenge aus dem jeweiligen Projekt ansteigt und zwischen 1 und 7,5 % beträgt. Nach Erreichen des Payout wird zunächst eine Royalty von 20 % auf die erzielten Gewinne erhoben. Zur Berechnung der Gewinne können Betriebskosten, Kapitalkosten, Explorationskosten sowie die Royalty auf den Förderwert und Finanzierungskosten vom Wert des geförderten Rohöls abgezogen werden. Mit steigender Ertragsrate eines Projekts steigt der Royaltysatz bis auf maximal 30 % an.[1225]

[1222] Vgl. Canada’s New West Partnership (2011), S. 25-28.
[1223] Vgl. Government of Alberta (2007), S. 3.
[1224] Vgl. Freehold Mineral Rights Tax Regulation (2013), Art.3-5, Schedule A. Berechnung des Durchschnittssteuersatzes unter der Annahme eines Ölpreises von 100 $ je Barrel im Jahr 2013 und Daten zur Fördermenge (9.756.584 m³ bzw. 61.366.963 Barrel) und des Steueraufkommens in Höhe von 130.337.981 $) von Ministry of Energy Alberta (o. J., b).
[1225] Vgl. Mintz und Chen (2010), S. 4.

In Saskatchewan hängen sowohl die Royalty als auch die Freehold Production Tax, die jeweils auf den Wert des geförderten Rohöls erhoben werden, von den Faktoren Ölpreis, Fördermenge und Art des geförderten Rohöls und der Förderregion ab. Die so den ökonomischen Bedingungen Rechnung tragende Royalty/Steuer beträgt mindestens 1 % und steigt mit steigender Fördermenge und Ölpreis an.[1226]
Über die Royalties und Freehold Mineral Tax hinausgehend unterliegen in Kanada tätige Ölgesellschaften der sowohl auf Provinz- als auch auf Bundesebene erhobenen Körperschaftsteuer. Diese beträgt auf Bundesebene 15 % auf die in Kanada erwirtschafteten Gewinne.[1227] Auf Provinzebene belaufen sich die Körperschaftsteuersätze auf 10 % (Alberta) bis 16 % (Nova Scotia).[1228]

6.2.2.3 Gegenwart der kanadischen Ölindustrie

Die in Kanada betriebenen Ölprojekte lassen sich den folgenden drei Gruppen zuordnen:

- Offshore-Projekte vor Neufundland und Labrador,
- Konventionelle- und Tight-Oil-Projekte in der westkanadischen Ebene, die sich hauptsächlich über Alberta und Saskatchewan erstreckt,
- Ölsandprojekte in Alberta.

Offshore-Förderung

Die Offshore-Förderung vor der Küste Neufundlands und Labradors betrug gemäß der Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) im Jahr 2014 ca. 215.000 b/d.[1229] Diese Fördermengen stammen aus den drei Projekten Hibernia, Terra Nova und White Rose.
Das Hibernia-Feld, welches 1979 entdeckt wurde und aus dem seit 1997 Öl gefördert wird, weist gemäß dem Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (CNLOPB) ursprüngliche Reserven von ca. 1,6 Mrd. Barrel auf, von denen bis Ende März 2015 ca. 929 Mio. Barrel gefördert wurden.[1230] Die Erschließungskosten des von einem Konsortium betriebenen, Projekts beliefen sich auf 5,8 Mrd. Dollar.[1231] Bezieht man diese Kosten auf die ursprünglichen Reserven, ergeben sich Erschließungskosten von 3,63 US-$ je Barrel. Die Fördermenge aus dem Feld betrug zwischen Ende März 2013 und Ende März 2014 ca. 48,3 Mio. Barrel bzw. ca. 132.300 b/d.[1232] Gegenüber ihrem Peak-Niveau im Frühjahr 2004 ist die Fördermenge bereits um ca. 50 % gesunken.[1233]
Das zweite große Offshore-Projekt stellt das 1984 entdeckte, seit 2002 in der Förderphase befindliche Terra Nova-Feld dar. Die ursprünglichen Reserven des Feldes beliefen sich gemäß CNLOPB auf ca. 506 Mio. Barrel, von denen bis Ende März 2015 ca. 372 Mio.

[1226] Vgl. Saskatchewan – Ministry of the Economy (2013).
[1227] Vgl. EY (2014), S. 93f.
[1228] Vgl. Ebenda, S. 93.
[1229] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2015a), Tabelle 3.1c, Umrechnungsfaktor: 6,2898 Barrel = 1 m^3
[1230] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), S. 28.
[1231] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 25.
[1232] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2014), S. 30, 34.
[1233] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015a).

Barrel gefördert wurden.[1234] Die ursprünglichen Erschließungskosten betrugen bei diesem Projekt 2,8 Mrd. Dollar,[1235] so dass sich in Bezug auf die vorhandenen Reserven Erschließungskosten von 5,53 Dollar je Barrel ergeben. Zwischen dem 31. März 2013 und 31. März 2014 belief sich die Fördermenge aus dem Projekt auf 14,75 Mio. Barrel bzw. 40.400 b/d.[1236] Auch dieses Feld weist seit dem Peak im Frühjahr 2003 eine fallende Fördermenge auf.[1237]

Das dritte bedeutende Offshore-Projekt setzt sich aus den Feldern White Rose und North Amethyst zusammen. Aus dem White Rose Feld wird seit November 2005 und aus dem North Amethyst Feld seit Mai 2010 Öl gefördert, so dass es sich dabei um die jüngsten der gegenwärtig in der Förderphase befindlichen Offshore-Projekte des Landes handelt.[1238] Die aggregierten ursprünglichen Ölreserven der beiden Felder sollen sich auf 313 Mio. Barrel belaufen, von denen bis Ende März 2015 ca. 242 Mio. Barrel gefördert wurden.[1239] Bezieht man die ursprünglichen Reserven auf die Erschließungskosten in Höhe von ca. 2,35 Mrd. Dollar,[1240] ergeben sich nominale Erschließungskosten von 7,51 Dollar je Barrel. Im Zeitraum von Ende März 2013 bis Ende März 2014 belief sich die aggregierte Fördermenge aus den beiden Feldern auf 20,5 Mio. Barrel bzw. ca. 56.200 b/d.[1241] Auch diese beiden Felder weisen, obwohl sie sich erst seit wenigen Jahren in der Förderphase befinden, bereits rückläufige Fördermengen auf.[1242]

Onshore-Förderung

Das Western Canada Sedimentary Basin, welches sich vor allem über die Provinzen Alberta und Saskatchewan und den Süden Manitobas erstreckt (vgl. Abbildung 9.7), beherbergt den Großteil der konventionellen Onshore-Vorkommen des Landes. Es setzt sich aus verschiedenen Lagerstätten zusammen, die sich sowohl hinsichtlich des Lagerstättengesteins als auch des in den Lagerstätten befindlichen Rohöls voneinander unterscheiden und entsprechend auch die Anwendung verschiedener Fördermethoden, wie Hydraulic Fracturing, erfordern.

Saskatchewan

Die Fördermenge in Saskatchewan betrug gemäß CAPP-Daten zwischen 2000 und 2011 ca. 415.000 bis 440.000 b/d und stieg in der jüngeren Vergangenheit auf zuletzt

---

[1234] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), S. 28.
[1235] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 25.
[1236] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2014), S. 31, 35.
[1237] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015c).
[1238] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015b) und Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2014), S. 31f.
[1239] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), S. 28.
[1240] Vgl. Canadian Centre for Energy Information (2004), S. 25.
[1241] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), S. 31f und 35.
[1242] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015d) und Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015b).

513.000 b/d im Jahr 2014 an.[1243] In Saskatchewan lassen sich drei Förderregionen identifizieren (vgl. Abbildung 9.8).

Lloydminster und Kindersley befinden sich im zentralen Westen der Provinz an der Grenze zu Alberta. In diesen beiden Fördergebieten wird hauptsächlich die Förderung von Schweröl betrieben. Die Fördermenge dieser Region betrug gemäß CAPP seit 2005 ca. 235.000 bis 270.000 b/d und im Jahr 2014 ca. 260.000 b/d (davon ca. 202.000 b/d Schweröl und ca. 57.000 b/d Leichtöl).[1244]

Das zweite Fördergebiet um den Ort Swift Current befindet sich im Südwesten der Provinz. In diesem Gebiet wird mittelschweres Öl gefördert. Die Fördermenge stieg in den vergangenen Jahren kontinuierlich auf ca. 56.400 b/d im Jahr 2014 an. Dies ist insbesondere auf eine Zunahme an horizontalen Bohrungen zurückzuführen.[1245]

Die dritte Förderregion befindet sich um die Kleinstadt Estevan im Südosten Saskatchewans. Die Ölvorkommen in diesem Gebiet, die sich aus leichtem und mittelschwerem Öl zusammensetzen, sind Teil der Bakken-Formation.

Während die Fördermenge an mittelschwerem Öl in den vergangenen Jahren tendenziell rückläufig war und im Jahr 2014 noch ca. 55.000 b/d betrug, stieg die Leichtöl-Fördermenge zuletzt auf ca. 144.000 b/d im Jahr 2014 an.[1246] Dieser Anstieg lässt sich primär auf die Anwendung des Hyraulic Fracturing zurückzuführen. So lag die Fördermenge des größten Ölproduzenten der Region, der Crescent Point Energy, die das Viewfield-Projekt nördlich von Estevan betreibt, im dritten Quartal 2014 gemäß Unternehmensangaben bei über 60.000 b/d, von denen über 15.000 b/d durch Wasserflutung gefördert wurden. Das zweite Projekt, bei dem Wasserflutung eingesetzt wird, stellt das seit Anfang 2009 betriebene Shaunavon-Projekt mit einer bisherigen Fördermenge von ca. 23.000 b/d, wovon ca. 3.500 b/d durch Wasserflutung gefördert wurden, dar. Für beide Projekte beabsichtigt das Unternehmen eine Verdopplung der Fördermenge in den kommenden Jahren.[1247]

Die Tight-Oil-Vorkommen Saskatchewans befinden sich in den drei Formationen Bakken, Viking und Shaunavon. Die Reserven in der Shaunavon-Formation wurden im Jahr 2011 auf ca. 93 Mio. Barrel geschätzt, die Reserven des kanadischen Teils der Bakken-Formation, der auch die Provinz Manitoba beinhaltet, auf 225 Mio. Barrel und die Reserven der sich über Saskatchewan und Alberta erstreckenden Viking-Formation auf ca. 58 Mio. Barrel.[1248]

Jüngere Angaben zu den Tight-Oil-Reserven durch Crescent Point Energy weisen deutlich höhere Werte für Saskatchewan auf. So werden die ursprünglichen Reserven im Süd-

---

[1243] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2015).
[1244] Vgl. Government of Saskatchewan (2015).
[1245] Vgl. Government of Saskatchewan (2015) und Government of Saskatchewan (2011), S. 68, 71.
[1246] Eigene Berechnung basierend auf: Government of Saskatchewan (2015) und Government of Saskatchewan (2011), S. 71.
[1247] Vgl. Cresecent Point (2015a), S. 13f, 24.
[1248] Vgl. National Energy Board (2011), S. 11.

westen der Provinz auf 221 Mio. Barrel geschätzt, von denen noch ca. 188 Mio. vorhanden sind und die Reserven aus dem Bakken-Teil Saskatchewans (Viewfield) auf ursprünglich ca. 306 Mio. Barrel, von denen noch ca. 288 Mio. Barrel vorhanden sind.[1249]

Alberta

In Alberta, wo die Fördermenge aus konventionellen Lagerstätten, wie in Abschnitt 6.2.2.1 dargestellt, ihr Peak im Jahr 1973 mit 1,4 mb/d erreichte und anschließend auf ca. 460.000 b/d in den Jahren 2009 und 2010 sank, ist in der jüngeren Vergangenheit seit 2011 – analog zur Entwicklung in Saskatchewan – ebenfalls ein Anstieg der Fördermenge, auf ca. 590.000 b/d im Jahr 2014, zu verzeichnen. Dieser Anstieg lässt sich ebenfalls primär auf den vermehrten Einsatz von Fracking zur Ausbeutung der Tight-Oil-Vorkommen zurückführen.[1250]

Ausgehend von der Annahme, dass sich der Rückgang der Fördermenge aus konventionellen Ölprojekten, der im Durchschnitt zwischen 2000 und 2009 ca. 5 % betrug, auch in der jüngeren Vergangenheit fortgesetzt hätte, wäre diese zwischen 2010 und 2014 auf ca. 350.000 b/d gesunken.[1251] Vergleicht man dies mit der tatsächlichen Fördermenge aus konventionellen Lagerstätten im Jahr 2014 von ca. 590.000 b/d,[1252] sollten ca. 240.000 b/d der konventionellen Fördermenge Albertas im Jahr 2014 aus horizontalen Bohrungen und Fracking stammen.

Diese Tendenz wird auch durch Zahlen der CAPP bestätigt, gemäß denen die Fördermenge an leichtem und mittelschwerem Öl, für dessen Förderung die entsprechenden Verfahren angewandt werden, zwischen 2010 und 2014 um ca. 120.000 b/d von 319.000 b/d auf 440.000 b/d anstieg. Die mit diesen Methoden nicht betreibbare Schweröl-Förderung hingegen stagnierte im selben Zeitraum mit ca. 140.000 bis 150.000 b/d.[1253]

Die Vorkommen an mittels Fracking förderbarem Tight-Oil zu quantifizieren ist schwierig, da diese Vorkommen in Statistiken den konventionellen Ölvorkommen der Provinz zugeordnet werden. Diese belaufen sich gegenwärtig auf ca. 1,7 Mrd. Barrel und sind damit gegenüber Ende 2010 um ca. 200 Mio. Barrel angestiegen.[1254]

Zu den Vorkommen an konventionellem, mit EOR-Methoden und Fracking förderbarem Rohöl wurden in der jüngeren Vergangenheit mehrere Studien veröffentlicht. So schätzten Galas et al. in ihrer im Jahr 2012 für das Energy Resources Conservation Board angefertigten Studie das Potential des mit EOR-Technologien förderbaren Rohöls auf ca. 630 Mio. bis 1,9 Mrd. Barrel.[1255]

[1249] Vgl. Crescent Point (2015a), S. 27.
[1250] Vgl. JuneWarren-Nickle's Energy Group (2015), S. 3.
[1251] Eigene Berechnungen basierend auf Daten aus Canadian Association of Petroleum Producers (2015a).
[1252] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2015), S. 37.
[1253] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2014) und Canadian Association of Petroleum Producers (2015), S. 5.
[1254] Vgl. JuneWarren-Nickle's Energy Grup (2015), S. 3 und Galas et al. (2012), S. 116.
[1255] Vgl. Galas et al. (2012), S. 116. (umgerechnet von m³ in Barrel).

Eine weitere Studie aus dem Jahr 2011 identifiziert sechs Tight-Oil-Strukturen in Alberta (Exshaw, Cardium, Viking, Montney/Doig, Duvernay/Muskwa und Beaverhill Lake), von denen sich der Großteil im Westen der Provinz befindet. Konkrete Schätzungen zu den jeweiligen Reserven wurden aber nur zum Teil vorgenommen.[1256] Eine weitere Studie aus dem Jahr 2012 bezifferte die unkonventionellen Vorkommen (Ressourcen) an Tight-Oil und ähnlichen Ölvorkommen auf 423,6 Mrd. Barrel, von denen aber nur ein sehr geringer Teil förderbar sein dürfte.[1257] Die US-Energieagentur bezifferte die Tight-Oil-Vorkommen Albertas in ihrer Studie aus dem Jahr 2013 auf insgesamt ca. 140 Mrd. Barrel. Davon sollen ca. 7,2 Mrd. Barrel förderbar sein. Diese Zahlen beziehen sich jedoch auf Ressourcen und nicht Reserven. Das größte Potential an theoretisch förderbarem Tight-Oil weist die Duvernay-Formation mit ca. 4 Mrd. Barrel, gefolgt von der Muskwa-Formation mit 2,1 Mrd. Barrel, auf.[1258]
Eine Übersicht über die Tight-Oil-Fördermenge nach Lagerstätten in der jüngeren Vergangenheit bis 2014 liefert Abbildung 6.87.

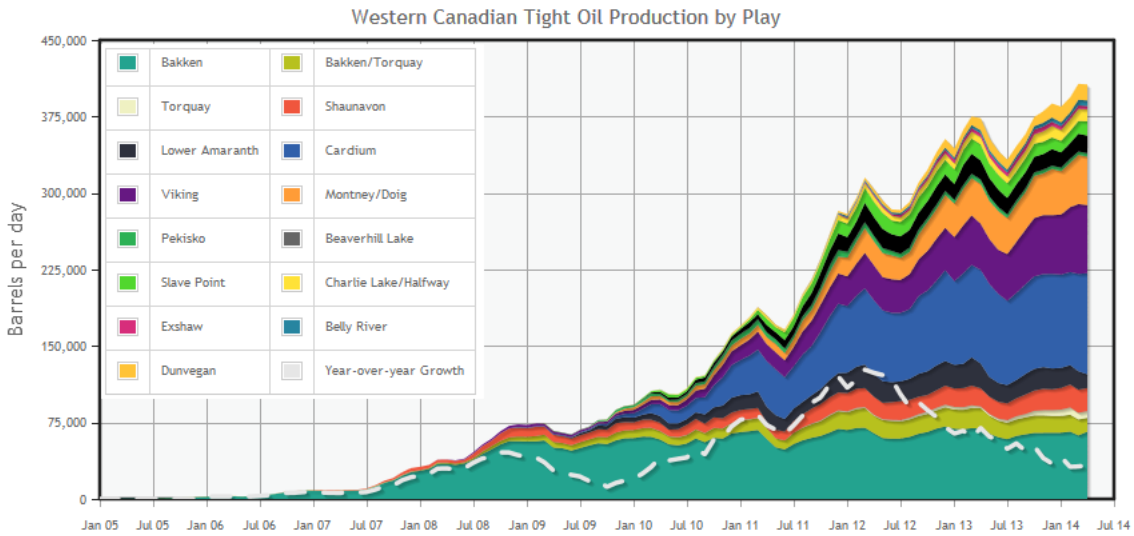


Abbildung 6.87: Kanadische Tight-Oil-Fördermenge nach Lagerstätten

Quelle: National Energy Board (2014).

Ordnet man die Tight-Oil-Fördermengen der einzelnen Lagerstätten den jeweiligen Provinzen zu, entfielen von der Gesamtfördermenge von ca. 400.000 b/d im Jahr 2014 ca. 200.000 b/d auf Alberta, 150.000 b/d auf Saskatchewan und ca. 50.000 b/d auf Manitoba. Das Förderprofil der kanadischen Tight-Oil-Projekte lässt sich mit dem US-amerikanischer Projekte, wie in Abbildung 6.88 zu sehen, vergleichen. So wird auch aus kanadischen Tight-Oil-Lagerstätten in den ersten Monaten der Förderphase der Großteil der mit einer Bohrung förderbaren Vorkommen gefördert. Anschließend sinkt die Fördermenge sehr schnell.

[1256] Vgl. National Energy Board (2011), S. 11.
[1257] Rokosh et al. (2012).
[1258] Vgl. EIA (2013), S. Attachment A-1.

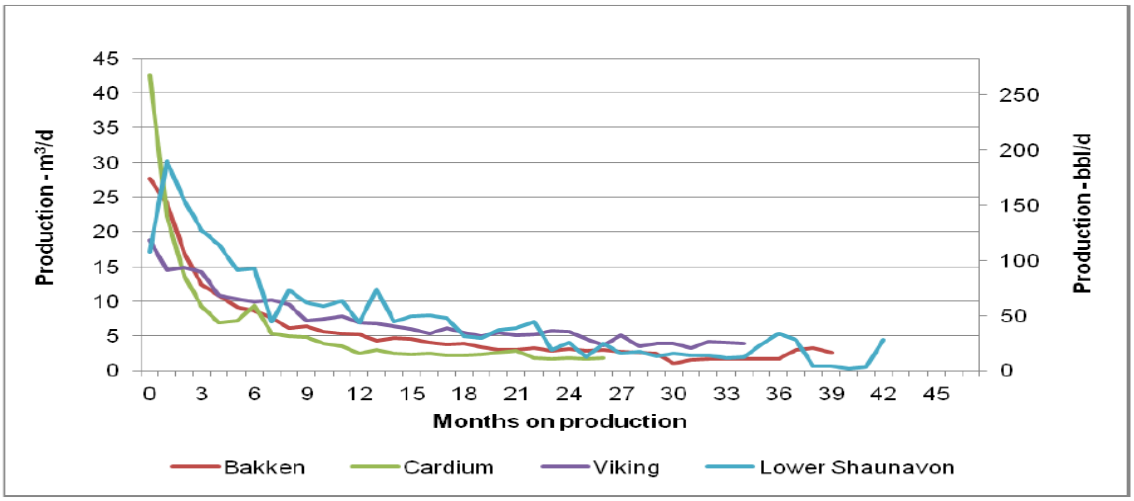


Abbildung 6.88: Förderprofil kanadischer Tight-Oil-Projekte (in Monaten)

Quelle: National Energy Board (2011), S. 6.

Ölsand-Förderung

Ölsandprojekte tragen seit 2010 mit über 50 % zur kanadischen Fördermenge bei. Im Jahr 2014 betrug die Fördermenge aus Ölsandprojekten ca. 2,15 mb/d (davon 0,91 mb/d aus-Mining-Projekten und 1,24 mb/d aus In-Situ-Projekten).[1259]

In den Jahren 2012 bis 2014 nahmen vier Mining und 18 In-Situ-Projekte bzw. Erweiterungen mit einer Gesamtkapazität von über 1,1 mb/d die Ölförderung auf. Ende 2014 befanden sich somit sechs Mining-Projekte mit einer maximalen Förderkapazität von ca. 1,4 mb/d und über 30 In-Situ-Projekte mit einer maximalen Förderkapazität von 3,2 mb/d in der Förderphase.[1260]

Die noch verbleibenden Ölsandreserven belaufen sich auf ca. 167 Mrd. Barrel, von denen 33 Mrd. Barrel effizienter durch das Mining-Verfahren und 134 Mrd. Barrel mittels des In-Situ-Verfahrens gewonnen werden können. Die derzeit betriebenen Ölsandprojekte betreffen ca. 25,3 Mrd. Barrel der Reserven.[1261]

6.2.2.4 Ermittlung der kanadischen Kostenkurven für 2014

Zu den Kosten von Ölsandprojekten wurden in den vergangenen Jahren mehrere Studien veröffentlicht. Um den Kostentrend der vergangenen Jahre zu zeigen, soll zunächst eine Studie aus dem Jahr 2006 betrachtet werden.

In seiner Energiemarktstudie aus dem Jahr 2006 schätzte das kanadische National Energy Board (NEB) die Angebotskosten (Supply Costs) aus Mining- und In-Situ-Projekten einschließlich Upgrading auf ca. 30 bis 35 US-$ je Barrel. Diese Angebotskosten berücksichtigten neben den technischen Vollkosten auch Steuern und Royalties und eine Nach-

[1259] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2015), S. 38.
[1260] Vgl. Canadian Oilsands Navigator (2015).
[1261] Vgl. Canadian Energy Research Institute (2014), S. 7f und Canadian Association of Petroleum Producers (2014a), S. 6.

Steuer-Ertragsrate von 10 %. Die reinen Förderkosten wurden in der Studie auf ca. 8,50 bis 18,70 US-Dollar je Barrel geschätzt.[1262]
Jüngere Studien weisen für Ölsandprojekte erheblich höhere Kosten auf. So schätzte die US-Energieagentur (2014) den durchschnittlichen Break-Even-Ölpreis bei In-Situ-Projekten jüngst auf 64 US-$ und bei Mining-Projekten auf 60 bis 65 US-$ je Barrel.[1263] Dies entspricht einer Verdopplung gegenüber der NEB-Schätzung aus dem Jahr 2006.
Das Canadian Energy Research Institute (CERI) untersucht jährlich die Kosten von Ölsandprojekten. Für ihre Schätzungen nimmt das CERI eine durchschnittliche Förderphase von 30 Jahren bei In-Situ- und Mining-Projekten an. Die durchschnittliche Förderkapazität soll 30.000 Barrel an Bitumen bei In-Situ-Projekten und 100.000 Barrel an Bitumen bei Mining-Projekten betragen, wobei ein Auslastungsgrad über die gesamte Förderphase von 75 % bei In-Situ- und 89 % bei Mining-Projekten angenommen wird.[1264]
Über die gesamte Förderphase ergibt sich somit eine Fördermenge von 246,4 Mio. Barrel Bitumen bei In-Situ-Projekten und 974,6 Mio. Barrel Bitumen bei Mining-Projekten. Hinsichtlich dieser Fördermengen gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass aus einem Barrel Bitumen nur ca. 0,89 Barrel synthetisches Rohöl gewonnen werden können.
Gemäß jüngeren Schätzungen zu den Erschließungskosten beliefen sich diese zuletzt auf ca. 0,8 bis 1,6 Mrd. US-$ (0,9 bis 1,75 Mrd. 2014er CAN-$) bei In-Situ-Projekten und 6,4 bis 8,2 Mrd. US-$ (7,0 bis 9,0 Mrd. 2014er CAN-$) bei Mining-Projekten ohne Upgrader.[1265]
Unter Berücksichtigung der CERI-Modelannahmen würden sich die Erschließungskosten somit auf 3,25 bis 6,49 US-$ je Barrel an Bitumen bei In-Situ-Projekten und 6,57 bis 8,41 US-$ je Barrel an Bitumen bei Mining-Projekten belaufen. Da aus einem Barrel Bitumen lediglich ca. 0,89 Barrel synthetisches Rohöl gewonnen werden können, belaufen sich die Erschließungskosten je Barrel an synthetischem Rohöl auf 3,65 bis 7,30 bzw. 7,39 bis 9,46 US-$. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 4,90 bis 10,88 US-$ je Barrel bei In-Situ-Projekten und 9,92 bis 14,10 US-$ je Barrel bei Mining-Projekten.
Wird hinsichtlich der Explorationskosten das übliche Verhältnis von 0,27:1 gegenüber den Erschließungskosten angenommen, ergeben sich bei In-Situ-Projekten nominale Explorationskosten von 0,99 bis 1,97 US-$ je Barrel und bei Mining-Projekten von 2,00 bis 2,55 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 2,14 bis 5,16 US-$ je Barrel bei In-Situ-Projekten und 4,33 bis 6,67 US-$ je Barrel bei Mining-Projekten. Somit belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten,

---

[1262] Vgl. National Energy Board (2006), S. 3f, 8., Juni 2006,
Berechnung der operative Kosten in US-Dollar anhand des in der Studie verwendeten WK von 0,85 CAN-$ je US-Dollar.
[1263] Vgl. EIA (2014, KAN).
[1264] Vgl. Canadian Energy Research Institute (2014), S. 33f.
[1265] Vgl. Alberta Energy Regulator (2015), S. 3-20 und Canadian Energy Research Institute (2015), S. 9.

basierend auf den Modelannahmen, auf 7,04 bis 17,55 US-$ je Barrel bei In-Situ-Projekten und 14,25 bis 20,77 US-$ je Barrel bei Mining-Projekten.
Neben den Erschließungskosten der Lagerstätten müssen auch die Errichtungskosten der notwendigen Upgrader zur Verarbeitung des per Mining gewonnenen Bitumens zum synthetischen Rohöl berücksichtigt werden.
Die Errichtungskosten eines Upgraders mit einer Kapazität von 100.000 b/d Bitumen, einer Nutzungsdauer von 30 Jahren und einer durchschnittlichen Auslastungsrate von 89 % belaufen sich gemäß CERI (2014, S.18) auf ca. 6 Mrd. CAN-$. Über die gesamte Nutzungsdauer könnten demnach 974,6 Mio. Barrel Bitumen zu 867,3 Mio. Barrel synthetischem Rohöl verarbeitet werden. Somit ergeben sich Errichtungskosten von ca. 6,30 US-$ (WK: 0,91 US-$/CAN-$) je Barrel an synthetischem Rohöl. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Errichtungsdauer und eines Diskontsatzes von 10 % ergeben sich Kosten von 8,46 bis 9,39 US-$ je Barrel.
Somit betragen die Explorations- und Erschließungskosten bei Mining-Projekten, unter Berücksichtigung der Errichtungskosten der notwendigen Upgrader, 22,71 bis 30,16 US-$ je Barrel.
Die Bank of Montreal (BMO) veröffentlichte 2014 zwei Studien zu den Kosten von Ölsandprojekten. Die in der BMO-Studie aus dem Februar 2014 ermittelten Vollkosten (supply costs) für das Jahr 2012, die eine Ertragsrate von 10 % beinhalten, betragen bei ausschließlich In-Situ-Projekte betreibenden Ölgesellschaften durchschnittlich ca. 82,50 US-$ je Barrel, wohingegen die Vollkosten bei Ölgesellschaften, die sowohl In-Situ- als auch Mining-Projekte durchführen, 109 US-$ je Barrel betragen. Durchschnittlich betrugen die Vollkosten gemäß der Studie im Jahr 2012 ca. 91 US-$ je Barrel. Auf Projektebene weist die Studie für die Mehrzahl an Ölsandprojekten Vollkosten zwischen 55 und 100 US-$ je Barrel auf, wobei der Durchschnittswert ca. 65 US-$ beträgt. Mining-Projekte weisen gemäß den Schätzungen der BMO im Schnitt höhere Kosten auf als In-Situ-Projekte.[1266]
In ihrer Studie vom November 2014 ermittelten Ollenberger und Dziuba die in Abbildung 6.89 dargestellten Vollkosten für die in Alberta betriebenen Ölsandprojekte.

[1266] Vgl. Ollenberg (2014), S. 3-5.

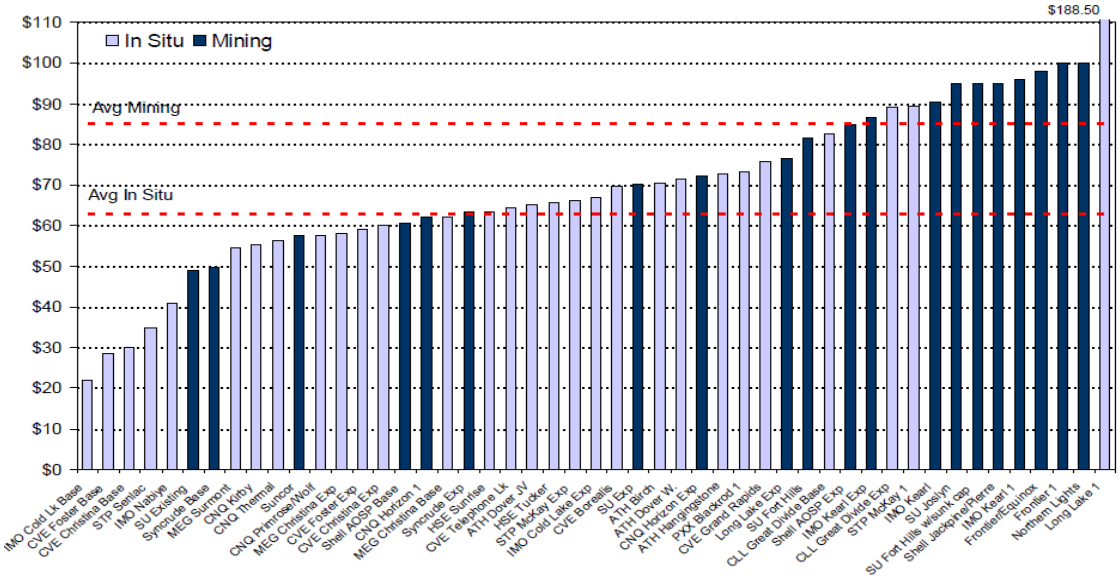


Abbildung 6.89: Vollkosten von Ölsandprojekten

Quelle: Ollenberger und Dziuba (2014), S. 4.

Die durchschnittlichen Kosten betragen gemäß Ollenberger und Dziuba (2014) ca. 63 US-$ je Barrel bei In-Situ-Projekten und ca. 85 US-$ je Barrel bei Mining-Projekten. Bei Mining-Projekten wird in der Studie zudem zwischen bereits bestehenden Projekten, bei denen sich die Vollkosten auf ca. 50 bis 60 US-$ je Barrel belaufen sollen, Erweiterungen von bereits bestehenden Mining-Projekten, bei denen die Vollkosten auf ca. 70 bis 90 US-$ je Barrel geschätzt werden, und neuen Mining-Projekten, die mit 90 bis 100 US-$ je Barrel die höchsten Kosten aufweisen, unterschieden.[1267]

Die Explorations- und Erschließungskosten betrugen gemäß der Studie in den vergangenen drei Jahren bei In-Situ-Projekten durchschnittlich ca. 8,56 US-$ je Barrel und fielen damit, im Vergleich zu Mining-Projekten mit ca. 12,70 US-$ je Barrel, deutlich niedriger aus. Die reinen Förderkosten betragen gemäß der Studie bei In-Situ-Projekten ca. 13 bis 25 US-$ und bei Mining-Projekten ca. 40 bis 50 US-$ je Barrel.[1268]

Die Erschließungskosten des von Imperial Oil betriebenen Kearl-Mining-Projekts mit einer Förderkapazität von 110.000 b/d Bitumen, das 2013 die Förderphase erreichte, beliefen sich auf ca. 11,7 Mrd. US-$ (12,9 Mrd. CAN-$). Dies lag ca. 5 Mrd. CAN-$ über den ursprünglich veranschlagten Kosten.[1269] Unter den üblichen Annahmen hinsichtlich Erschließungsdauer, Explorationsdauer, Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten und Diskontfaktor ergeben sich für dieses Projekt Explorations- und Erschließungskosten von 23,63 bis 26,94 US-$ je Barrel. Werden auch die berechneten Kosten für die Errichtung eines notwendigen Upgraders berücksichtigt (8,46 bis 9,39 US-$ je Barrel), belaufen sich die Kosten auf 32,09 bis 36,33 US-$ je Barrel an synthetischem Rohöl.

[1267] Vgl. Ollenberger und Dziuba (2014), S. 3f.
[1268] Vgl. Ollenberger und Dziuba (2014), S. 5-8.
[1269] Vgl. Krugel (2013).

Basierend auf den vorgenommenen Berechnungen und der Studie von Ollenberger und Dziuba (2014) wird hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten die Annahme getroffen, dass diese bei In-Situ-Projekten 7,04 bis 17,55 US-$ je Barrel betragen und bei Mining-Projekten mit Upgrading 21,16 bis 36,33 US-$ je Barrel (synthetisches Rohöl).
Die technischen Vollkosten (Kapital- + Betriebskosten) von Tight-Oil-Projekten in Alberta wurden jüngst vom Energieberatungsunternehmen Rodgers Oil & Gas Consulting (2013) auf 48 bis 70 US-$ je Barrel geschätzt.[1270]
Zur Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten kanadischer Tight-Oil-Lagerstätten lässt sich auch das bereits für die USA angewandte Verfahren verwenden.
So werden die in Tabelle 6.32 zusammengefassten Schätzungen von Rodgers (2013) zur kumulierten Fördermenge, der Tiefe und den Bohrlochkosten zur Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten verwendet.

Tabelle 6.32: Tight-Oil-Lagerstätten in Kanada

Lagerstätte	**Tiefe (in m), (*)**	**Bohrlochkosten (Mio. US-$), (*)**	**Kumulierte Fördermenge (Mio. Barrel), (*)**
Bakken (SK)	1.600 – 2.400	2,5 – 3,5	100 – 150
Shaunavon (SK)	1.300 – 1.600	1,6 – 3,1	75 – 125
Viking (SK + AB)	600 – 1.600	1,2 – 2,5	50 – 150
Cardium (AB)	1.200 – 2.400	2,5 – 5,0	100 – 250
Montney (AB)	1.300 – 2.200	3,5 – 5,5	100 – 300
Beaverhill (AB)	2.000 – 2.900	4,5 – 6,5	100 –250
Amaranth (MB)	800 – 1.000	1,2 – 1,6	50 – 100

Eigene Darstellung, (*) Rodgers (2013).

Gemäß der Ölgesellschaft Encana, die in Alberta in zwei Tight-Oil-Formationen tätig ist, beliefen sich die Kosten je Bohrloch in der Montney-Formation zuletzt auf ca. 6,0 bis 6,5 Mio. CAN-$[1271] und lagen damit im oberen Bereich der Schätzung.

Tabelle 6.33: Explorations- und Erschließungskosten kanadischer Tight-Oil-Vorkommen

	Bakken	**Viking**	**Montney**	**Cardium**
Erschließungskosten				
	16,67 – 35,00	8,00 – 50,00	11,67 – 55,00	10,00 – 50,00
Explorationskosten (Annahme: Verhältnis 0,27:1)				
	4,50 – 9,45	2,16 – 13,50	3,15 – 14,85	2,70 – 13,50
Aufgezinste Erschließungskosten (1 – 2 Jahre, Diskontfaktor 10 %)				
	18,34 – 40,43	8,80 – 57,75	12,84 – 63,53	11,00 – 57,75
Aufgezinste Explorationskosten (1 – 3 Jahre, Diskontfaktor 10 %)				
	5,45 – 13,89	2,61 – 19,85	3,81 – 21,83	3,27 – 19,85
Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten				
	23,79 – 54,32	11,41 – 77,60	16,65 – 85,36	14,27 – 77,60

Eigene Darstellung

[1270] Vgl. Rodgers (2013).
[1271] Vgl. Suttles (2015), S. 11.

Unter Verwendung der Daten aus Tabelle 6.32 ergeben sich die in Tabelle 6.33 zusammengefassten Explorations- und Erschließungskosten für die vier bedeutendsten Tight-Oil-Lagerstätten Kanadas. Wie in der Tabelle zu sehen, weisen die Kosten eine erhebliche Spanne auf. Diese begründet sich durch erhebliche Unterschiede in der Vergrabungstiefe der Vorkommen. Die Vergrabungstiefe wiederum ist ein wesentlicher Faktor bei den Bohrlochkosten. Auch die förderbaren Vorkommen je Bohrloch unterscheiden sich deutlich voneinander.

Die Explorations- und Erschließungskosten konventioneller Onshore-Felder sollen ebenfalls anhand der Bohrlochkosten geschätzt werden. Da Fördermengenstatistiken seit 2006 auch die Förderung von Tight-Oil-Vorkommen beinhalten, die nicht getrennt von konventionellem Öl aufgeführt werden, erfolgt die Schätzung der Bohrlochkosten basierend auf Förderdaten aus dem Jahr 2005. Informationen zu Fördermenge, Lagerstättentiefe und kumulierter Fördermenge bis einschließlich 2014 lagen für zehn der bedeutendsten Felder Albertas und für zwei Felder in Saskatchewan vor.

Da keine Feld-bezogenen Daten zu den Förderbohrlöchern vorliegen, muss die durchschnittliche Fördermenge je Förderbohrloch geschätzt werden. Hierzu wird die Gesamtfördermenge der Provinz ins Verhältnis zur Anzahl der Förderbohrlöcher gesetzt. Bei Anwendung dieses Verfahrens ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge je Förderbohrloch von 18,43 b/d in Alberta und 18,09 b/d in Saskatchewan.

Anhand des Anteils der jeweiligen Felder an der Fördermenge im Jahr 2005 wird nun die Anzahl an Förderbohrlöchern der Felder geschätzt. Anhand der Lagerstättentiefe lassen sich die Bohrlochkosten abschätzen. Die Bohrlochkosten je Barrel werden ermittelt, indem die Anzahl an Bohrlöchern mit den Bohrlochkosten multipliziert wird und die ermittelten Kosten ins Verhältnis zur kumulierten Fördermenge der Felder gesetzt werden. Die Verwendung der kumulierten Fördermenge bis Ende 2014 ist insofern sinnvoll, da sich die betrachteten Felder bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befinden, so dass die bisherige kumulierte Fördermenge nahezu der Fördermenge über die Gesamtförderphase der Felder entsprechen sollte. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 6.34 aufgeführten Kosten.

Tabelle 6.34: Konventionelle Ölfelder in Alberta und Saskatchewan

Feld (Jahr der Entdeckung)	Fördermenge 2014 (b/d) (**)	Fördermenge 2005 (in b/d) (*)	Anzahl an Bohrlö-chern	Kumulierte Fördermenge (in Mio. Barrel) (**)	Tiefe (in m) (*)		Bohrlochkosten (in Mio. US-$)		Kosten je Barrel (2014er US-$)	
					von	bis	von	bis	von	bis
Alberta										
Pembina (1953)	74.178	41.647	2.273	1.879	914	1.869	1,8	4,3	2,2	5,2
Provost (1946)	31.670	38.850	2.121	642	841	883	1,6	1,8	5,3	5,9
Swan Hills (1957)	20.797	21.716	1.185	1.314	2.469	2.469	6,1	6,1	5,5	5,5
Lloydminister (1933)	14.699	17.917	978	160	515	593	0,9	1,1	5,5	6,7
Redwater (1948)	12.265	19.439	1.061	878	613	975	1,1	2,0	1,3	2,4
Willisden Green (1956)	10.713	6.007	328	184	1.572	1.572	3,5	3,5	6,2	6,2
Rainbow (1965)	7.159	15.667	855	713	1.522	1.951	3,3	4,6	4,0	5,5
Judy Creek (1951)	6.335	8.534	466	500	2.532	2.652	6,1	6,7	5,7	6,2
Mitsue (1964)	3.727	5.489	300	400	1.801	1.801	4,1	4,1	3,1	3,1
Sturgeon Lake South (1953)	2.373	4.360	238	200	1.497	2.582	3,3	6,4	3,9	7,6
Saskatchewan										
Weyburn (1955)	28.846	32.166	1.778	549,2	1.402	1.402	3,0	3,0	9,7	9,7
Steelman (1950)	6.934	6.723	372	325,4	1.402	1.402	3,0	3,0	3,4	3,4

Datenquellen:
(*) Oil & Gas Journal (2006), S. 9.
(**) Canadian Association of Petroleum Producers (2015a), Tabelle 3.8a.
Bohrlöcher berechnet, indem Fördermenge der Felder ins Verhältnis zur Fördermenge Albertas und Saskatchewans in 2005 gesetzt wurde (aggregierte Bohrlochzahlen lagen für Alberta (31.611) und Saskatchewan (23.156) vor)
Ermittlung der Bohrkosten (in Mio. 2014er US-$ über Annahmen in Abschnitt 5.2.1)

Gemäß Tabelle 6.34 belaufen sich die Bohrlochkosten der bedeutendsten, noch in der Förderphase befindlichen konventionellen Felder Albertas auf ca. 1,3 bis 7,6 US-$ je Barrel. Für entsprechende Felder in Saskatchewan ergeben sich Kosten von ca. 3,4 bis 9,7 US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 3,9 bis 22,8 US-$ je Barrel in Alberta und 10,2 bis 29,1 US-$ je Barrel in Saskatchewan.
Bei einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und einem Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 5,24 bis 34,00 (Alberta) bzw. 13,70 bis 43,39 (Saskatchewan) US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme eines Verhältnisses der Explorations- zu den Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 1,05 bis 6,16 bzw. 2,75 bis 7,86 US-$ je Barrel. Bei einer durchschnittlich fünfjährigen Explorationsphase und einem Diskontfaktors von 10 % belaufen sich die Explorationskosten auf 2,27 bis 16,12 bzw. 5,95 bis 20,57 US-$ je Barrel.
Somit ergeben sich für die konventionellen Onshore-Felder aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 7,51 bis 50,12 US-$ je Barrel in Alberta und 19,65 bis 63,96 US-$ je Barrel in Saskatchewan.
Die Explorations- und Erschließungskosten der Offshore-Projekte vor Neufundland und Labrador werden anhand der in Abschnitt 6.2.2.3 ermittelten nominalen Erschließungskosten geschätzt.

Tabelle 6.35: Erschließungskosten der kanadischen Offshore-Felder

Feld (Förderbeginn)	**Erschließungskosten (US-$ des Jahres des Förderbeginns)**	**Erschließungskosten (2014er US-$ je Barrel)**
Hibernia (1997)	3,63	9,03
Terra Nova (2002)	5,53	12,32
White Rose und North Amethyst (2010)	7,51	8,46

Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 6.35 zu sehen, belaufen sich die mittels UCCI[1272] in das Jahr 2014 extrapolierten nominalen Erschließungskosten auf 8,46 bis 12,32 US-$ je Barrel. Unter den üblichen Annahmen hinsichtlich der Dauer der Erschließungsphase und des Diskontfaktors belaufen sich die Erschließungskosten der drei Felder auf 11,36 bis 18,37 US-$ je Barrel.
Die Explorationskosten würden sich gemäß den Annahmen zum Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten auf 2,28 bis 3,33 US-$ je Barrel belaufen. Wird eine fünfjährige Explorationsphase angenommen, ergeben sich aufgezinste Explorationskosten

[1272] Da der UCCI erst seit 2000 ermittelt wird, wurde für die Jahr 1997 bis 1999 der US-CPI verwendet.

von 4,93 bis 8,71 US-$ je Barrel, so dass sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 16,29 bis 27,08 US-$ je Barrel belaufen.

Förderkosten

Die Förderkosten (operating costs) des Tagebau-Projekts Syncrude (einschließlich Upgrading) beliefen sich, gemäß Zahlen der an dem Projekt beteiligten Ölgesellschaft Suncor, im Jahr 2014 auf ca. 44,50 US-$ je Barrel (49 CAN-$, Umrechnungskurs 0,91 US-$ = 1 CAN-$), von denen ca. 2,20 US-$ je Barrel für verwendetes Erdgas anfielen.[1273] Die Förderkosten der Ölsandförderung mittels In-Situ-Methoden betrugen bei Suncor im Jahr 2014 ca. 15,15 US-$ je Barrel (16,65 CAN-$), davon ca. 5,90 US-$ für bei der Förderung verwendetes Erdgas.[1274]

Die Förderkosten der weiteren von Suncor betriebenen Tagebau-Projekte, die 2014 mit ca. 220.000 b/d zur Fördermenge des Unternehmens beitrugen, beliefen sich auf ca. 46,58 US-$ je Barrel (51,18 CAN-$ je Barrel).[1275]

Die Fördermengen- und Kosten der kanadischen Ölgesellschaft Cenovus Energy, die ausschließlich in Alberta Ölprojekte betreibt, sind in Tabelle 6.36 aufgeführt.

Tabelle 6.36: Förderkosten- und Mengen von Cenovus Energy im Jahr 2014

Art d. Vorkommen	Förderkosten	Fördermenge
Ölsande In-Situ	15,00 US-$/b	
Forster Creek	16,86 US-$/b	59.172 b/d
Christina Lake	13,40 US-$/b	69.023 b/d
Schweröl	21,87 US-$/b	39.546 b/d
Tight-Oil (leichtes und mittelschweres Öl)	18,76 US-$/b	34.531 b/d

Datenquelle: Cenovus Energy Inc. (2015), S. 3ff.

Die durchschnittlichen Förderkosten bei MEG Energy, einer kleinen kanadischen Ölgesellschaft, die ausschließlich In-Situ-Ölsandförderung in Alberta betreibt und deren Fördermenge an Bitumen im Jahr 2014 ca. 71.000 b/d betrug, beliefen sich auf 13,03 US-$ je Barrel (14,32 CAN-$). 5,73 US-$ je Barrel entfielen davon auf Energiekosten, insbesondere für bei der Förderung verwendetes Erdgas. Da das geförderte und zu einem leichteren Öl vermischte Rohöl noch immer eine schlechtere Qualität als die Referenzsorte WTI aufwies, fiel der Verkaufspreis im Vergleich zu WTI um 26 % geringer aus.[1276] Die zusätzlichen Kosten (bzw. Wertverlust), die bei der Vermischung des mittels In-Situ-Verfahren geförderten Bitumens mit Kondensaten entstehen, betragen gemäß Ollenberger und Dziuba (2014, S.7) zwischen ca. 8 und 14 US-$ je Barrel. Da erst das durch die Vermischung erzeugte, leichtere Rohöl mittels Pipelines transportierbar und raffinierbar ist

[1273] Vgl. Suncor Energy Inc. (2015), S. 128 und Canadian Oil Sands Limited (2015), S. 1.
[1274] Vgl. Suncor Energy Inc. (2015), S. 128.
[1275] Vgl. Eigene Berechnung basierend auf Suncor Energy Inc. (2015a), S. 46.
Durchschnittliche Förderkosten Ölsande insgesamt 34,90 CAN-$ je Barrel, Förderkosten In-Situ 16,64 CAN-$ je Barrel, Fördermenge Ölsande insgesamt: 422,1 kb/d, Fördermenge In-Situ: 199,0 kb/d.
[1276] Vgl. MEG Energy (2015), S. 9.

und somit dem im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Rohöl entspricht, müssen die bei der Vermischung anfallenden Kosten mit berücksichtigt werden.
Die Ölgesellschaft Crescent Point Energy, die in Saskatchewan Tight-Oil fördert, wies für 2014 durchschnittliche Förderkosten von 12,29 US-$ je Barrel (13,50 CAN-$) für die von ihr in Kanada geförderten ca. 106.500 b/d an leichtem und mittelschwerem Rohöl auf (einschließlich Transportkosten 14,55 US-$ je Barrel).[1277]
Die Förderkosten in den ostkanadischen Offshore-Feldern betrugen gemäß Suncor im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 11,93 US-$ je Barrel (13,11 CAN-$).[1278]
Hinsichtlich Ölsanden wird für die zu erstellenden Angebotskurven die Annahme getroffen, dass sich die Förderkosten (einschließlich Upgrading) bei Mining-Projekten auf ca. 40 bis 50 US-$ je Barrel belaufen und bei In-Situ-Projekten (einschließlich Vermischung mit Kondensaten) auf ca. 21 bis 31 US-$ je Barrel. Bei Tight-Oil-Projekten wird, basierend auf den Kostendaten von Cenovus Energy (18,76 US-$ je Barrel) und Crescent Point Energy (12,29 US-$ je Barrel) und unter Berücksichtigung einer Abweichung von ca. 20 % eine Spanne von 10,00 bis 22,50 US-$ je Barrel angenommen.
Da sich die konventionellen Onshore-Felder des Landes überwiegend bereits seit vielen Jahrzehnten in der Förderphase befinden und daher sekundärer und tertiärer Fördermethoden bedürften, wird für diese eine Kostenspanne von 5 bis 28 US-$ je Barrel angenommen. Für die Offshore-Felder Ostkanadas wird, basierend auf den Unternehmensdaten von Suncor, eine Spanne von 5,97 bis 17,90 US-$ je Barrel (± 50 % um die 11,93 US-$ je Barrel) angenommen. Für die Schwerölprojekte des Landes werden Förderkosten von 10,93 bis 32,81 US-$ je Barrel (± 50 % um die von Cenovus Energy ausgewiesenen 21,87 US-$ je Barrel) angenommen.
Einen Überblick über die ermittelten technischen Kosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes liefert Tabelle 6.37 und die Abbildungen 6.90 und 6.91.

Tabelle 6.37: Kanadische Fördermenge und Kosten im Jahr 2014

	Fördermenge (kb/d)	**Förderkosten**	**Explorations- und Erschließungskosten**
Ölsand Mining	912	40,00 – 50,00	21,16 – 36,33
Ölsand In-Situ	1.244	21,00 – 31,00	7,04 – 17,55
Schweröl	416	10,93 – 32,81	7,51 – 50,12
Alberta	150		
Saskatchewan	267		
Offshore-Ostküste	220	5,97 – 17,90	16,29 – 27,08
Onshore leicht und mittel	767		
Konventionell	ca. 367	5,00 – 28,00	7,51 – 50,12
Alberta	ca. 250		
Saskatchewan	ca. 117		
Tight-Oil	ca. 400	10,00 – 22,50	11,41 – 85,36
Alberta	ca. 200		
Saskatchewan	ca. 150		

[1277] Vgl. Crescent Point Energy (2015), S. 37.
[1278] Vgl. Suncor Energy Inc. (2015), S. 129.

	Fördermenge (kb/d)	Förderkosten	Explorations- und Erschließungskosten
Manitoba	ca. 50		
Gesamt	ca. 3.560		

Datenquelle: Canadian Association of Petroleum Producers (2015b).

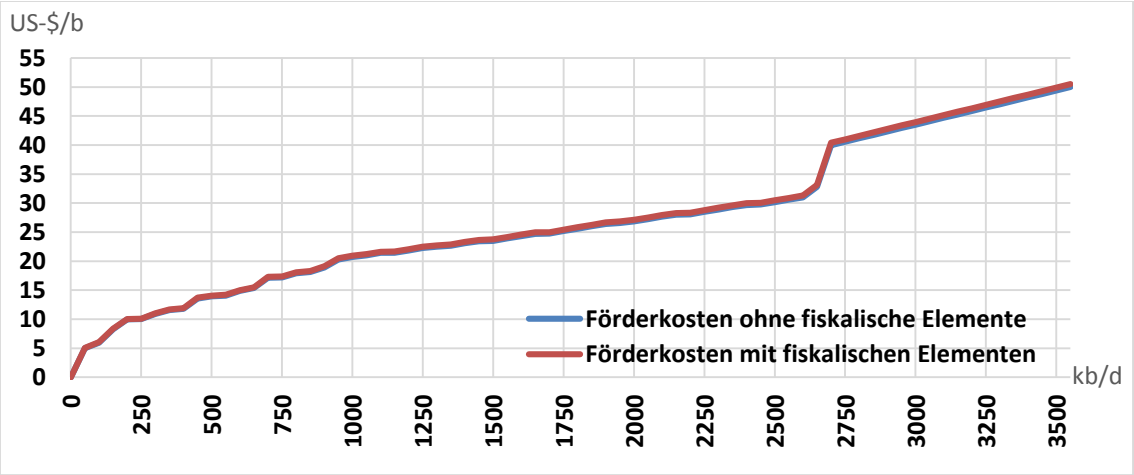


Abbildung 6.90: Kurzfristige Angebotskurven in Kanada

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.91 zu sehen, wiesen Projekte mit einer aggregierten Fördermenge von über ca. 0,85 mb/d im Jahr 2014 Förderkosten von 40 bis 50 US-$ je Barrel auf. Somit müsste es zu ersten Kürzungen der Fördermenge (durch vorübergehende Stilllegungen) aus den entsprechenden, davon betroffenen, Mining-Projekten zur Ölsandförderung kommen, wenn der Ölpreis unter 50 US-$ je Barrel sinkt, da sich die Förderung nicht mehr rentabel betreiben ließe.

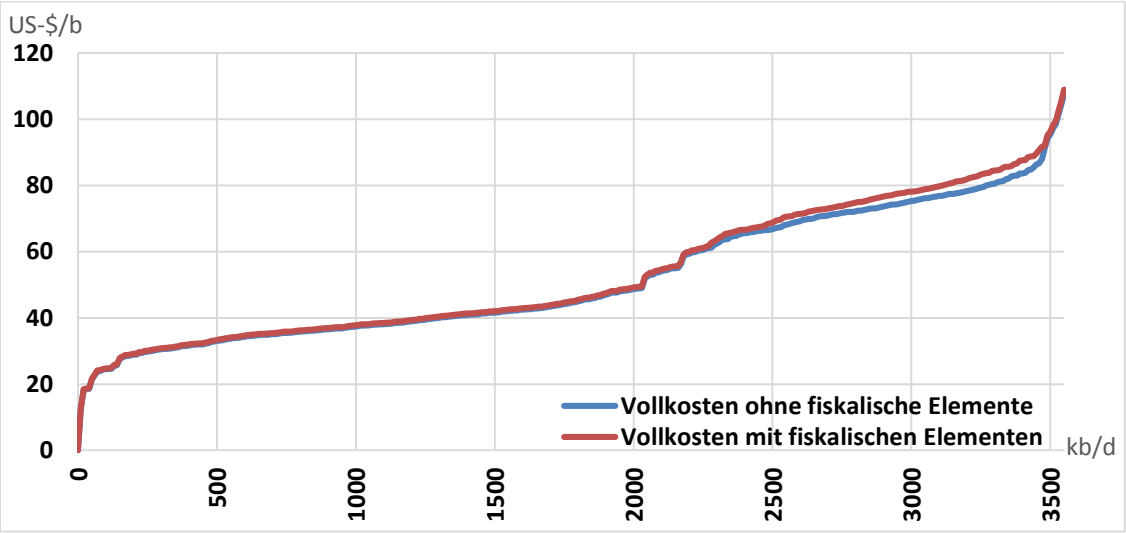


Abbildung 6.91: Kanadische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Unter Berücksichtigung aller, in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallender Kosten ergeben sich technische Vollkosten von bis zu ca. 108 US-$ je Barrel. Während die Ölsandprojekte gemäß der ermittelten Angebotskurve maximale technische Vollkosten von ca. 86 US-$ je Barrel aufweisen, belaufen sich die technischen Vollkosten der Tight-Oil-Projekte auf bis zu 108 US-$ je Barrel.

6.2.2.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

In ihrem jüngsten Ausblick prognostiziert die Vereinigung der kanadischen Ölproduzenten (CAPP) einen Anstieg der kanadischen Fördermenge auf ca. 4,4 mb/d im Jahr 2019 und ca. 4,7 mb/d bis 2024.[1279] Einen Überblick über die von CAPP prognostizierte Fördermenge der Jahre 2019 und 2024 liefert Tabelle 6.38.

Tabelle 6.38: CAPP-Prognose zur zukünftigen Fördermenge

	Fördermenge 2019 (kb/d)			**Fördermenge 2024 (kb/d)**		
	Gesamt	Alt	Neu	Gesamt	Alt	Neu
Ölsand Mining	1.279	912	367	1.407	912	495
Ölsand In-Situ	1.719	963	756	1.995	745	1.250
Schweröl	413	322	91	360	249	111
Offshore-Ostküste	299	149	150	198	101	97
Onshore leicht und mittel	723	-	-	749	-	-
Konventionell	(284)	284	-	(220)	220	-
Tight-Oil	(439)	80	359	(529)	16	513
Gesamt	4.433	2.710	1.723	4.709	2.243	2.466

Datenquelle: Canadian Association of Petroleum Producers (2015), S. 37f.

Wie in Tabelle 6.38 zu sehen, soll das zukünftige Wachstum der kanadischen Fördermenge vor allem aus Ölsand- und Tight-Oil-Projekten stammen. Da sich über 80 % der Ölsandvorkommen rentabler mittels In-Situ-Verfahren fördern lassen, wird für die Fördermenge aus solchen Projekten ein wesentlich stärkerer Anstieg erwartet als aus Mining-Projekten.

Das größte derzeit in der Erschließungsphase befindliche Mining-Projekt stellt das Fort Hills-Projekt dar, dessen Förderstart frühestens im vierten Quartal 2017 erwartet wird. Die Erschließungskosten des Tagebauprojekts mit einer Förderkapazität von 180.000 b/d an Bitumen (160.200 b/d synthetisches Rohöl) sollen sich gemäß aktuellen Angaben der Betreibergesellschaft Suncor auf ca. 13,65 Mrd. US-$ (15 Mrd. CAN-$) belaufen.[1280] Verwendet man zur Ermittlung der Erschließungskosten je Barrel erneut die Annahmen des Canadian Energy Research Institute (CERI),[1281] ergeben sich Erschließungskosten

[1279] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2015), S. 37f.
[1280] Vgl. Suncor Energy Inc. (2015b) und De Souza und Williams (2015).
[1281] Förderphase 30 Jahre, Auslastungsgrad 89 %.

von 8,74 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % belaufen sich die Erschließungskosten auf 11,74 bis 13,04 US-$ je Barrel. Unter den üblichen Annahmen hinsichtlich der Explorationskosten belaufen sich diese aufgezinst auf 5,10 bis 6,18 US-$ je Barrel, so dass sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 16,84 bis 19,22 US-$ je Barrel für dieses Projekt ergeben. Da die Errichtung eines Upgraders nicht in den Kosten enthalten sind, werden diese mit den bereits ermittelten 8,46 bis 9,39 US-$ je Barrel hinzuaddiert, so dass sich Kosten von 25,30 bis 28,61 US-$ je Barrel ergeben.
Zudem erreichte im Jahr 2015 die zweite Phase des Kearl-Mining-Projekts mit einer Förderkapazität von 110.000 b/d (ca. 98.000 b/d synthetisches Rohöl) die Förderphase. Die Erschließungskosten beliefen sich gemäß der Betreibergesellschaft Imperial Oil auf ca. 8,2 Mrd. US-$ (9 Mrd. CAN-$).[1282] Unter den auch für das Fort Hills-Projekt betroffenen Annahmen beliefen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten der neuen Kearl-Phase auf 25 bis 28,25 US-$ je Barrel. Somit entsprachen sie nahezu den Kosten des Fort-Hills-Projekts.
Gemäß Ollenberger und Dziuba (2014) fallen die maximalen Vollkosten neuer Mining-Projekte mit Upgrader (100 US-$) um ca. 10 US-$ höher aus im Vergleich zu bereits in der Förderphase befindlichen (90 US-$).[1283] Da bei alten und neuen Mining-Projekten dieselben Fördermethoden angewandt werden, sollten sich die Förderkosten neuer Projekte nicht von denen bereits in der Förderphase befindlicher unterscheiden. Insofern resultiert die Differenz von 10 US-$ je Barrel aus höheren Erschließungskosten. Basierend darauf wird für die weiteren Mining-Projekte angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten mindestens denen des Fort Hills Projekts entsprechen und bis zu 10 US-$ höher ausfallen als bei bereits in der Förderphase befindlichen Projekten. Unter diesen Annahmen ergeben sich Explorations- und Erschließungskosten von 25,00 bis 46,33 US-$ für neue Mining-Projekte.
Das 1981 entdeckte Offshore-Feld Hebron, das von Exxon Mobil betrieben wird und sich noch in der Erschließungsphase befindet, soll gemäß den bisherigen Erschließungsplänen im Jahr 2017 die Förderphase erreichen und mit ca. 150.000 b/d zur kanadischen Fördermenge beitragen. Die Reserven des Feldes werden auf ca. 700 Mio. Barrel geschätzt.[1284] Die Erschließungskosten sollen sich gemäß Statoil auf 14 Mrd. Dollar belaufen, so dass die Erschließungskosten ca. 20 US-$ je Barrel betragen würden. Die maximale Förderkapazität soll 150.000 b/d betragen.[1285] Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich Erschließungskosten von 26,86 bis 29,82 US-$ je Barrel. Bei einem Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 würden sich die Explorationskosten auf 5,40 US-$ je Barrel belaufen.

[1282] Vgl. Imperial (2015).
[1283] Vgl. Ollenberger und Dziuba (2014), S. 3f.
[1284] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), S. 28.
[1285] Vgl. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2014), S. 33 und Statoil (2013a).

Bei einer fünfjährigen Explorationsphase ergäben sich aufgezinste Explorationskosten von 11,67 bis 14,13 US-$ je Barrel. Somit betragen die Explorations- und Erschließungskosten des Hebron-Feldes 38,53 bis 43,95 US-$ je Barrel. Für das Jahr 2019 wird angenommen, dass die maximale Förderkapazität von 150.000 b/d erreicht wird. Anschließend wird von einem natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. ausgegangen, so dass sich die Fördermenge aus dem Feld im Jahr 2024 noch auf ca. 100.000 b/d belaufen würde.

Für die bereits in der Förderphase befindlichen Offshore-Felder wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. angenommen (da sich diese ausschließlich in flachen Gewässern befinden), so dass ihre aggregierte Fördermenge auf ca. 150.000 b/d im Jahr 2019 und ca. 100.000 b/d im Jahr 2024 sinkt. Die konventionelle Onshore-Fördermenge würde bei einem natürlichen Fördermengenrückgang von 5 % p. a. auf ca. 285.000 b/d im Jahr 2019 und ca. 220.000 b/d im Jahr 2024 sinken. Für die konventionellen Onshore-Felder wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % p. a. angenommen und für bereits in der Förderphase befindliche Tight-Oil-Projekte, dass die Fördermenge innerhalb von fünf Jahren um 80 % sinkt.

Hinsichtlich der fiskalischen Behandlung von Ölprojekten wird die Annahme getroffen, dass sich diese gegenüber 2014 nicht ändert.

Unter diesen Annahmen und vorgenommenen Berechnungen ergeben sich die in Abbildung 6.92 dargestellten Vollkostenkurven, die hinsichtlich ihrer Fördermengen auf den Prognosen der CAPP basieren. Demnach würde die Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 4,45 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 4,7 mb/d ansteigen, wobei sich die Vollkosten gegenüber dem Jahr 2014 nur unwesentlich ändern. Dass sich die Vollkosten kaum gegenüber dem Jahr 2024 ändern liegt daran, dass die jüngste Prognose der CAPP schon berücksichtigt, dass vor dem Hintergrund der Ölpreisentwicklung seit der zweiten Jahreshälfte 2014 einige besonders kapitalintensive Ölsandprojekte ausgesetzt worden sind.

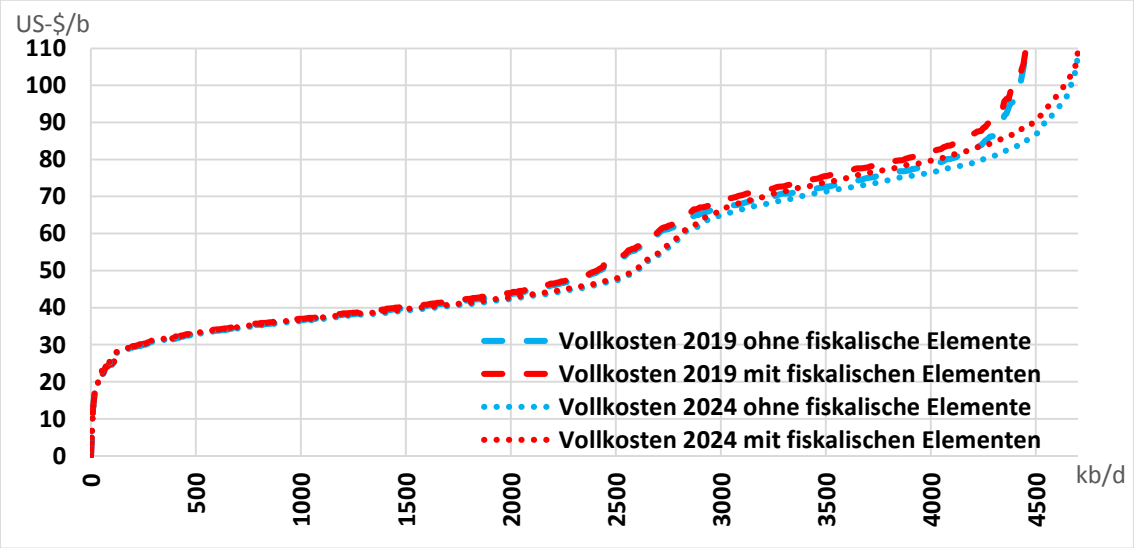


Abbildung 6.92: Kanadische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Die tatsächliche Entscheidungssituation, vor der Ölproduzenten in Kanada stehen, ist in den langfristigen Angebotskurven in Abbildung 6.93 dargestellt.

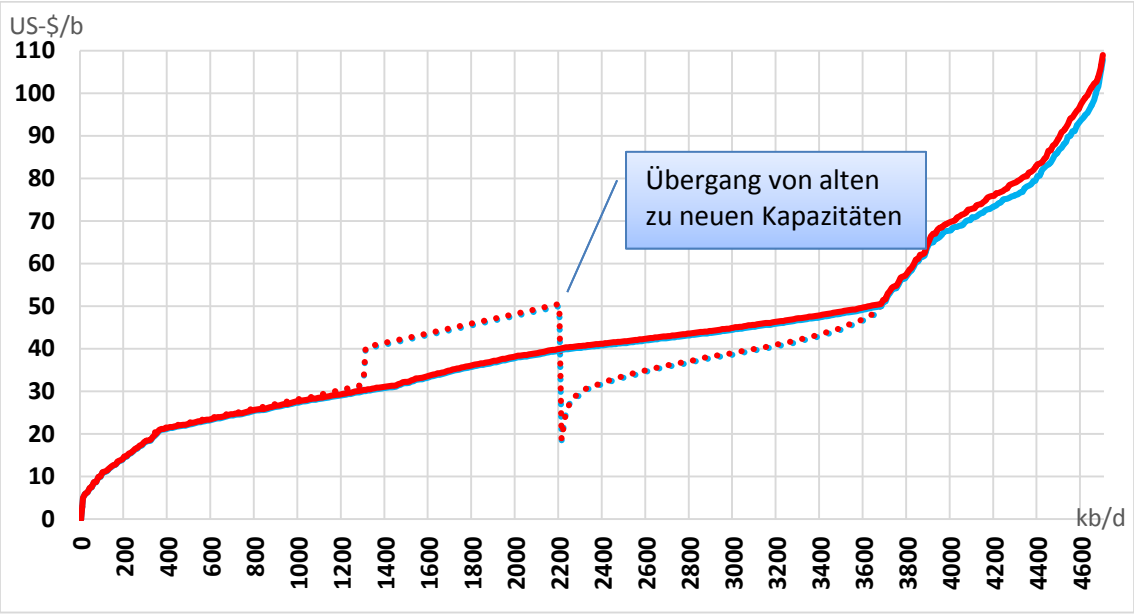


Abbildung 6.93: Langfristige Angebotskurven für Kanada

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.93 zu sehen, stammen von der, für den Zeitraum bis 2024 prognostizierten, Fördermenge noch ca. 2,2 mb/d aus Projekten, die sich bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden. Mit Ausnahme der Mining-Ölsandprojekte weisen diese Projekte Grenzkosten von weniger als 30 US-$ je Barrel auf. Bei den Mining-Projekten hingegen ist ein Ölpreis von 40 bis 50 US-$je Barrel zur Deckung der in der Förderphase anfallenden Kosten notwendig. Sollte der Ölpreis entsprechend für einen längeren Zeitraum auf einem niedrigeren Niveau notieren und die Projekte somit längerfristig defizitär sein, sollte es zu einer Einstellung der Ölsandförderung aus Mining-Projekten kommen.
Die langfristigen Grenzkosten der Projekte, die sich im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befanden belaufen sich gemäß der ermittelten Angebotskurve auf ca. 18 bis 108 US-$ je Barrel. Sollte der Ölpreis für einen längeren Zeitraum unter 50 US-$ notieren und sich dies auch auf die Ölpreiserwartungen der Ölindustrie auswirken, würden auf Investitionen in Projekte, die mit ca. 1 mb/d zur Fördermenge beitragen nicht vorgenommen werden und die kanadische Fördermenge somit kaum gegenüber dem Jahr 2014 ansteigen.
Insbesondere Ölsandprojekte wären von diesen Investitionskürzungen besonders betroffen. So prognostizierten Ollenberger und Dziuba in ihrer Studie aus dem Jahr 2014 noch einen Anstieg der Fördermenge aus Mining-Projekten auf ca. 1,6 mb/d bis zum Jahr 2020

und einen Anstieg der Fördermenge aus In-Situ-Projekten auf ca. 3 mb/d.[1286] Das Canadian Energy Research Institute (CERI) erwartete im Jahr 2014 einen kontinuierlichen Anstieg der Ölsand-Fördermenge auf ca. 5,0 bis 5,2 mb/d ab dem Jahr 2027. Von dieser Fördermenge sollten ca. zwei Drittel aus In-Situ-Projekten und ca. ein Drittel aus Mining-Projekten stammen. Für das Jahr 2020 prognostizierte das CERI eine Ölsandfördermenge von ca. 3,8 mb/d von denen ca. 1,7 mb/d aus Mining und ca. 2,1 mb/d aus In-Situ-Projekten stammen sollen.[1287] Die CAPP wiederum prognostizierte im Jahr 2014 noch einen Anstieg der Ölsand-Fördermenge auf ca. 3,2 mb/d bis zum Jahr 2020 von denen 1,3 mb/d aus Mining und ca. 1,9 mb/d aus In-Situ-Projekten stammen sollen.[1288]
Eine Übersicht über die Ölsandprojekte, die in den Angebotskurven des Jahres 2014 noch nicht berücksichtigt waren, liefert Tabelle 6.39.

Tabelle 6.39: Fördermengen neuer Ölsandprojekte (in kb/d)

Status	**Mining**		**In-Situ**	
	Bitumen	Synth. Öl	Bitumen	Synth. Öl
Start 2015	110	98	216	192
Construction	285	254	231	206
Approved	535	476	4.067	3.620
On Hold	225	200	430	383
Cancelled	200	178	35	31

Datenquelle: Canadian Oilsands Navigator (2015).

Wie sich mit Blick auf die Tabelle zeigt, bieten insbesondere In-Situ-Projekte erhebliches Potential für einen zukünftigen Anstieg der Fördermenge. Die Tatsache, dass gegenwärtig In-Situ-Projekte mit einer aggregierten Förderkapazität von ca. 380.000 b/d vorerst gestoppt sind zeigt jedoch, dass neue In-Situ-Projekte sich im oberen Bereich oder oberhalb der in Tabelle 6.37 dargestellten Kostenspanne zu befinden scheinen, so dass ihre Erschließung bei einem Ölpreis unter 50 US-$ je Barrel nicht rentabel wäre. Da auch die langfristigen Grenzkosten von Tight-Oil-Projekten in Kanada durchschnittlich ca. 60 US-$ je Barrel betragen, ist auch ein signifikanter Anstieg der Fördermenge aus solchen Projekten bei einem Ölpreis unter 50 US-$ je Barrel unwahrscheinlich.

[1286] Vgl. Ollenberger und Dziuba (2014), S. 6.
[1287] Vgl. Canadian Energy Research Institute (2014), S. 58.
[1288] Vgl. Canadian Association of Petroleum Producers (2014).

6.2.3 Mexiko

Der mittelamerikanische Staat Mexiko wies Ende 2014 nachgewiesene Ölreserven von 11,1 Mrd. Barrel auf. Die durchschnittliche Fördermenge im Jahr 2014 belief sich auf ca. 2,8 mb/d.[1289]

Nach 300 Jahren spanischer Kolonialherrschaft erlangte das Land am Ende eines elfjährigen Unabhängigkeitskrieges im September 1821 seine Unabhängigkeit und im Juli 1822 wurde Agustín de Iturbide zum ersten Kaiser des neuen Kaiserreiches Mexiko gekrönt.[1290] Im Oktober 1824 wurde die erste mexikanische Verfassung, die einen Präsidenten als Staatsoberhaupt vorsah, eingeführt. Weitere bedeutende Ereignisse im 19. Jahrhundert stellten der Verlust von Texas im Jahr 1836 und der Krieg gegen die USA von 1846 bis 1848, an dessen Ende die Abtretung von Kalifornien, Arizona und Louisiana an die USA stand, dar. In der Folge des verlorenen Krieges kam es vermehrt zu Aufständen und Rebellionen in der Bevölkerung. Länger anhaltende, politische Stabilität kehrte erst mit der Machtübernahme von General Porfirio Díaz im Jahr 1876 ein, dessen Präsidentschaft bis 1910 andauerte. Durch die blutige, mexikanische Revolution von 1910 bis 1917 wurde seine Präsidentschaft beendet. Am Ende der Revolution stand 1917 die Einführung der neuen, bis heute gültigen Verfassung, die dem Präsidenten und der Zentralregierung mehr Macht gegenüber den Bundesstaaten einräumte und die Eigentumsrechte an natürlichen Rohstoffen dem Staat zuwies.[1291]

Die grundsätzliche Ausgestaltung des politischen Systems in Mexiko hat sich seit der Einführung der Verfassung von 1917 kaum geändert. Der gewählte Präsident, dessen Amtszeit auf einmalig sechs Jahre begrenzt ist, ist der zentrale politische Entscheidungsträger des Landes. Das Amt wird seit dem 01.12.2012 von Enrique Peña Nieto bekleidet. Die Legislative des Landes bildet ein, sich aus zwei Kammern zusammensetzendes, Parlament.[1292]

6.2.3.1 Geschichte der mexikanischen Ölindustrie

Zwar wurde an die Oberfläche gelangtes Öl bereits von den Azteken zu Zeiten der spanischen Landung in Mexiko im 16. Jahrhundert verwendet, jedoch setzte die industrielle Ölförderung in Mexiko erst im späten 19. Jahrhundert ein. So wurden in den 1870er Jahren, wenige Jahre nach der erfolgreichen Bohrung durch Francis Drake in Pennsylvania, auch erste Explorationen in Mexiko unternommen, die jedoch wenig erfolgreich verliefen.[1293]

1884 und 1892 wurden unter Präsident Díaz Bergbaugesetze eingeführt, die es Grundstückseigentümern ermöglichten, für auf ihrem Grundstück befindliche Ölvorkommen Förderrechte zu vergeben und darauf Pachtgebühren und Royalties zu erheben.[1294] In

---

[1289] Vgl. BP (2015).
[1290] Vgl. Ruhl und Garcia (2007), S. 116-132.
[1291] Vgl. Ruhl und Garcia (2007) ,133-176 und Hamnett (2006), S. 142-216.
[1292] Vgl. Ruhl und Garcia (2007), S. 192f und Auswärtiges Amt (2015l).
[1293] Vgl. Grayson (1980), S. 3f.
[1294] Vgl. Brown (1985), S. 368f.

Folge der Einführung dieser Gesetze stiegen die Explorationsaktivitäten durch ausländische Ölsucher, die private Explorations- und Förderrechte erwarben, in den 1890er Jahren deutlich an. Den ersten Ölfund machte schließlich die amerikanische „Mexican Petroleum Company“ am 14. Mai 1901 im Bundesstaat San Luis Potosi. Auf diesen Fund folgten, insbesondere in den nächsten 15 Jahren, weitere Entdeckungen größerer Ölvorkommen, hauptsächlich durch amerikanische und britische Ölgesellschaften. 1901 wurde ein Ölgesetz eingeführt, gemäß dem der Staat Explorations- und Förderrechte für staatlichen Boden vergeben konnte. Entsprechende Konzessionen wurden in der Folge für weite Gebiete des Landes vergeben. Zu den ausländischen Ölgesellschaften, die sich in Mexiko engagierten, gehörten unter anderem Royal Dutch/Shell, Gulf Oil und Standard Oil of New Jersey. Die im Rahmen der folgenden Explorationstätigkeiten entdeckten Lagerstätten erstreckten sich über den Osten Mexikos. Die Fördermenge stieg von 10.000 Barrel im Jahr 1901 bis auf 193,4 Mio. Barrel (ca. 0,5 mb/d) 1921 an. Damit wurde das Land im Jahr 1921 hinter den USA zum weltweit zweitgrößten Ölförderer.[1295]

Der rechtliche Rahmen für die Ölindustrie hatte sich bereits 1917 mit der Einführung der neuen Verfassung grundlegend geändert. So wurden die natürlichen Ressourcen des Landes in Artikel 27 wieder zu staatlichem Eigentum erklärt und eine Übertragung der Eigentumsrechte durch private Verträge ausgeschlossen.[1296] Damit war es nun privaten Grundstückseigentümern nicht mehr möglich, Förderrechte für Rohstoffvorkommen unter ihrem Grundstück zu vergeben.

Nachdem die mexikanische Ölförderung 1921 ihren vorläufigen Höhepunkt erreicht hatte, sank sie ab 1922 und machte 1930 mit knapp 40 Mio. Barrel bzw. ca. 0,1 mb/d nur noch einem Fünftel der Menge von 1921 aus.[1297] Ursächlich für den Rückgang der Fördermenge in den 1920er Jahren war die Erschöpfung eines großen Teils der bereits erschlossenen Lagerstätten in Folge zu schneller Ausbeutung. Diese schnelle Ausbeutung wiederum begründete sich dadurch, dass oftmals mehrere konkurrierende Unternehmen Öl aus derselben Lagerstätte, die sich über mehrere Grundstücke erstreckte, förderten und möglichst viel von dem dort befindlichen Öl zu fördern versuchten.[1298] Dies führte dazu, dass der Wasseranteil in den Lagerstätten rapide anstieg, was sich negativ auf deren Ergiebigkeit auswirkte und höhere Förderkosten zur Folge hatte. Hinzu kam in Folge der Einführung der neuen Verfassung von 1917 die Sorge bei Ölförderern, dass der staatliche Einfluss auf den Ölsektor steigen könnte, Steuern für die Ölindustrie eingeführt bzw. erhöht werden könnten und Arbeitnehmerrechte gestärkt würden. Als Resultat dieser Entwicklungen investierten Ölgesellschaften nun vermehrt in Venezuela statt in Mexiko, da sie dort bessere Rahmenbedingungen vorfanden.[1299]

Nachdem die Anzahl an Ölbohrungen bis etwa Mitte der 1920er Jahre noch gestiegen war (1926 lag sie bei 808), ging sie ab den späten 1920er Jahren stetig zurück und lag 1937,

---

[1295] Vgl. Grayson (1980), S. 4-10 und Williams (1979), S. 5.
[1296] Vgl. Constitution of Mexico (1917), Art. 27.
[1297] Vgl. Brown (1985), S. 364.
[1298] Vgl. Ebenda, S. 371.
[1299] Vgl. Grayson (1980), S. 12.

dem Jahr vor der Verstaatlichung der Ölindustrie, bei lediglich 45. Hinzu kam, dass der Anteil erfolgloser Bohrungen (dry holes) stetig zunahm. So sorgte selbst der Fund des Poza-Rica-Feldes mit ursprünglich geschätzten Reserven in Höhe von ca. 2,8 Mrd. Barrel durch Royal Dutch/Shell im Jahr 1930 und weiterer Felder Ende der 1920er bis Mitte der 1930er Jahre nur für einen geringen Anstieg der Fördermenge von ca. 90.000 b/d 1932 auf ca. 105.000 b/d 1938.[1300]

Am 18. März 1938 verstaatlichte der seit 1934 amtierende Präsident Lázaro Cárdenas per Präsidialdekret die Anlagen von 17 amerikanischen und europäischen Ölgesellschaften in Folge von Streiks der mexikanischen Ölarbeiter, die von den ausländischen Ölgesellschaften höhere Löhne gefordert hatten. Nicht betroffen waren solche Ölgesellschaften, die gute Beziehungen zu ihren Arbeitskräften unterhielten. Insgesamt waren von der Verstaatlichung Anlagen betroffen, die mit ca. 90 % zur mexikanischen Förderkapazität beitrugen.[1301]

Bereits drei Monate nach der Verstaatlichung wurde die staatliche Ölgesellschaft Petróleos Mexicanos (PEMEX) gegründet, die, gemeinschaftlich von Staat und Arbeitern geführt,[1302] die Anlagen der enteigneten ausländischen Ölgesellschaften übernahm. Die mexikanische Ölindustrie geriet in Folge der Verstaatlichung in eine Krise, da mit den ausländischen Ölgesellschaften auch deren technisches Know-how vorerst verloren ging. Die mangelnden technischen Fähigkeiten der PEMEX-Mitarbeiter trugen wesentlich zum Verfall der Anlagen bei. Außerdem wurden im Rahmen der von der Regierung betriebenen Industrialisierungspolitik Preiskontrollen für Ölprodukte eingeführt. Dies wiederum senkte die Rentabilität der PEMEX, der dadurch weniger Finanzmittel für Investitionen zur Verfügung standen. Durch diese Entwicklungen stagnierte die mexikanische Ölindustrie für viele Jahre.[1303] 1958 schließlich wurden jegliche Arten von Explorations- und Förderverträgen mit ausländischen und privaten Ölgesellschaften verboten, so dass PEMEX ab diesem Jahr zum einzigen Ölproduzenten des Landes wurde.[1304]

Da durch die Industrialisierungspolitik der mexikanischen Regierung ab den 1950er Jahren die Nachfrage nach Ölprodukten in Mexiko stärker anstieg als die Fördermenge,[1305] wurden ab 1959 die vom Staat fixierten Preise für Ölprodukte angehoben, um die Kapitalausstattung der PEMEX zu stärken. Nichtsdestotrotz stieg die Nachfrage relativ zum Angebot weiterhin schneller, so dass Mexiko ab 1966 kein Öl mehr exportierte und 1971 erstmals zu einem Nettoimporteur wurde, obwohl die Fördermenge 1970 mit ca. 485.000 b/d bereits wieder nahezu das Niveau von 1921 erreicht hatte.[1306]

[1300] Vgl. Grayson (1980), S. 13 und Williams (1979), S. 5.
[1301] Vgl. Grayson (1980), S. 14f und Mancke (1979), S. 54f.
[1302] Der neunköpfige Vorstand setzte sich aus vier Repräsentanten der Öl-Arbeiter-Gewerkschaft und fünf vom Präsidenten berufenen, die Regierung vertretenden Mitgliedern zusammen. (Vgl. Mancke (1979), S. 78.).
[1303] Vgl. Williams (1979), S. 6 und Rodríguez und Rosellón (2012), S. 3.
[1304] Vgl. PEMEX (2014), "Mexico's Energy Reform & PEMEX as a State Productive Enterprise", S. 3.
[1305] Vgl. Grayson (1980), S. 28.
[1306] Vgl. Grayson (1980), S. 28 und Williams (1979), S. 6 und Rodríguez und Rosellón (2012), S. 3f.

In der ersten Hälfte der 1970er Jahre stieß die PEMEX im Südosten des Landes – sowohl Onshore als auch Offshore – auf bedeutende Ölvorkommen. An Land entdeckte man das „Reforma"-Gebiet, das sich über die Bundesstaaten Tabasco und Chiapas erstreckte. Offshore wurde 1976 in der Bucht von Campeche im Südosten des Golfs von Mexiko das Cantarell-Feld entdeckt, das sich aus vier Feldern zusammensetzt und sowohl hinsichtlich seiner Ölvorkommen als auch der Fördermenge für lange Zeit das größte Feld Mexikos war. Die nachgewiesenen Ölreserven Mexikos, die zwischen 1961 und 1974 ca. 5 bis 6 Mrd. Barrel betragen hatten, stiegen durch die neuen Funde bis September 1978 auf 20 Mrd. Barrel an und betrugen von 1981 bis 1983 ca. 57 Mrd. Barrel.[1307]

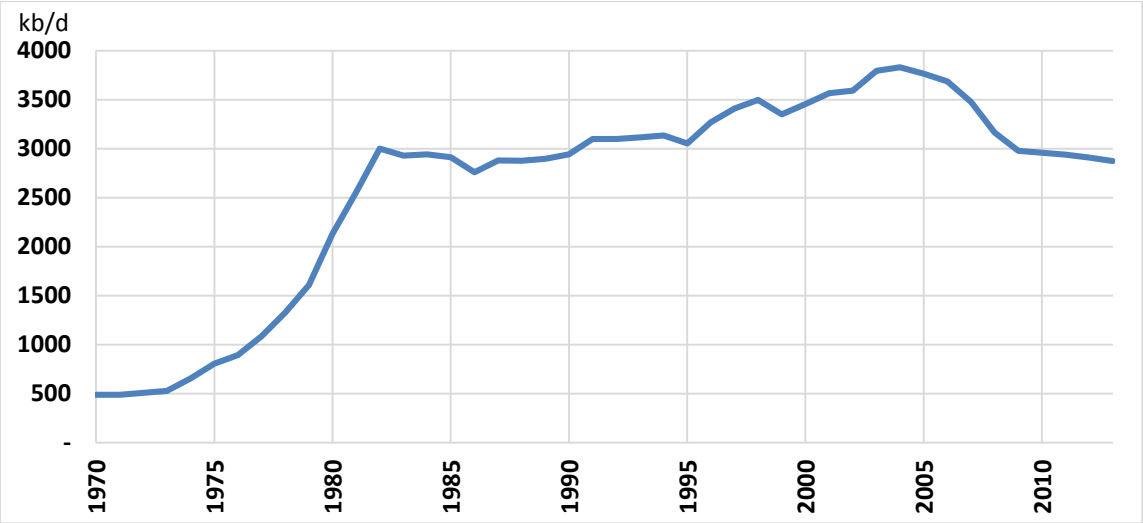


Abbildung 6.94: Förderung flüssiger Energieträger in Mexiko

Datenquelle: BP (2014).

Wie in Abbildung 6.94 zu sehen, hatten die Funde neuer Ölvorkommen ab 1974 und die Erschließung dieser Lagerstätten einen deutlichen Anstieg der mexikanischen Fördermenge, die 1982 ca. 3 mb/d erreichte (davon ca. 300.000 b/d Kondensate und Flüssiggas) und sich damit innerhalb eines Jahrzehnts versechsfacht hatte, zur Folge.
Wesentlich zu diesem Anstieg der Fördermenge trug das Cantarell-Feld bei, das Ende der 1970er Jahre die Förderphase erreicht hatte und aus dem 1981 bereits 1,16 mb/d gefördert wurden. Schätzungen zu den Erschließungskosten des Feldes belaufen sich auf ca. 5 Mrd. US-$ (ca. 18 Mrd. 2014er US-$).[1308] Die Erschließung des Feldes war Teil eines im Dezember 1976 von PEMEX gestarteten, auf sechs Jahre angelegten Investitionsprogrammes über insgesamt 15,5 Mrd. US-$ (ca. 47 Mrd. 2014er US-$). Das ursprüngliche Ziel bestand in einer Ausweitung der Fördermenge auf 2,2 mb/d bis 1982.[1309]

[1307] Vgl. Mancke (1979), S. 61 und Williams (1979), S. 9 und BP (2014) und /Offshore-Technology (o. J.).
[1308] Vgl. Offshore-Technology (o. J.)
[1309] Vgl. Mancke (1979), S. 61f.
Extrapolation in 2014er US-$ mittels US-CPI als Inflationsmaß.

In den folgenden Jahren bis 1986 sank die mexikanische Fördermenge aufgrund von Investitionskürzungen der PEMEX, die mit dem drohenden Staatsbankrott Mexikos in Folge der seit 1981 rückläufigen Ölpreise zusammenhingen. Zwischen 1987 und 2003 weitete PEMEX seine Förderkapazität sukzessive aus, so dass die Fördermenge im Jahr 2004 ihren bisherigen Höhepunkt von ca. 3,4 mb/d erreichte. [1310]
Während die Förderkapazitäten bis Mitte der 1990er Jahre nur leicht angestiegen waren und lediglich wieder das Niveau von 1982 erreicht hatten, beschleunigte sich die Entwicklung ab der zweiten Hälfte der 1990er Jahre. So wurde für das Cantarell-Feld, dessen Fördermenge 1995 auf 1 mb/d gesunken war, ab 1996 ein Plan zur langfristigen Steigerung der Fördermenge entwickelt. Basierend auf diesem Plan wurde ab dem Jahr 2000 Stickstoff in das Feld injiziert um den Lagerstättendruck zu erhöhen. Durch diese Maßnahmen konnte die Fördermenge des Feldes bis auf 2,1 mb/d im Jahr 2004 gesteigert werden. Damit trug das Feld mit über 60 % zur mexikanischen Fördermenge bei.[1311]
Das zweite Feld, das wesentlich zum Anstieg der mexikanischen Fördermenge bis 2004 beitrug, stellt das gegenwärtig größte mexikanische Ölfeld, das ebenfalls im Golf von Mexiko, wenige Kilometer Nord-westlich des Cantarell-Feldes, befindliche Ku-Maloob-Zaap (KMZ)-Feld dar. Dieses setzt sich aus drei namensgebenden Feldern zusammen, die in den Jahren 1980, 1984 und 1991 entdeckt wurden und 1981 die Förderung (im Ku-Feld) aufnahmen.[1312] Gemäß PEMEX (2006) betrug die Fördermenge des KMZ-Feldes im Jahr 2004 durchschnittlich ca. 300.000 b/d (ca. 9 % der mexikanischen Fördermenge) und war demnach gegenüber 1994/95 um 50 % gestiegen.[1313]
Seit 2005 weist das Cantarell-Feld eine stark rückläufige Fördermenge auf, die 2012 nur noch ca. 450.000 b/d, und damit lediglich 20 % des Peak-Niveaus von 2004, betrug. Die Fördermenge des KMZ-Feldes hingegen, in das ebenfalls Stickstoff injiziert wird, und aus dessen Abschnitt Maloob seit dem Januar 2010 Öl gefördert wird, wies im selben Zeitraum nahezu eine Verdreifachung der Fördermenge auf ca. 855.000 b/d im Jahr 2012 auf.[1314]

6.2.3.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der mexikanischen Ölindustrie

Maßgeblich für die mexikanische Ölindustrie sind seit den Reformen aus dem Jahr 2013 die „Politische Verfassung der Vereinigten Staaten von Mexiko“, das Kohlenwasserstoffgesetz, das Kohlenwasserstoffeinnahmengesetz und das PEMEX-Gesetz.

Rechtlicher Rahmen

Die für den Ölsektor maßgeblichen Abschnitte der Verfassung stellen die Artikel 27 und 28 dar, die auch von der, im Dezember 2013 verabschiedeten, Energiereform betroffen

[1310] Vgl. PEMEX (2006), S. 16.
[1311] Vgl. EIA (2014, MEX) und Rodríguez und Rosellón (2012), S. 5 und Offshore-Technology (o. J.).
[1312] Vgl. Offshore-Technology (o. J.).
[1313] Vgl. PEMEX (2006), S. 16.
[1314] Vgl. PEMEX (2014), S. 17.

waren. So wurde Artikel 27 dahingehend geändert, dass die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen zwar weiterhin in staatlicher Hand blieben, aber nun explizit die Beteiligung des privaten Sektors an der Exploration und Förderung von Öl und Gas, die seit 1958 ausgeschlossen worden war, wieder möglich wurde. Dies sollte geschehen, indem sogenannte „staatliche Produktionsunternehmen", die vom Staat Explorations- und Förderrechte erhalten, Verträge mit privaten Unternehmen abschließen dürfen.[1315]
Verbunden mit der Verfassungsreform wurden Übergangsregeln geschaffen. So soll PEMEX in ein „staatliches Produktionsunternehmen" umgewandelt werden.[1316] Darüber hinaus sollte der gesetzliche Rahmen für die Öl- und Gasindustrie so angepasst werden, dass er Regelungen zu möglichen Vertragsformen und der Entlohnung von Exploration und Förderung durchführenden Ölgesellschaften beinhaltet. Auch sollten Regelungen zum Mindestanteil zu nutzender mexikanischer Güter und Dienstleistungen bei entsprechenden Projekten geschaffen werden.[1317]
Basierend auf diesen Anforderungen wurden im August 2014 die drei Gesetze: Kohlenwasserstoffgesetz, Kohlenwasserstoffeinnahmengesetz und PEMEX-Gesetz verabschiedet.
Durch das Kohlenwasserstoffgesetz wird der rechtliche Rahmen für die Ölindustrie konkretisiert. Dabei wird zunächst die Verfassungsbestimmung unterstrichen, dass es sich bei den im Untergrund befindlichen Öl- und Gasvorkommen um Staatseigentum handelt.[1318]
Kapitel 2 des Gesetzes beinhaltet Regelungen zu Explorations- und Förderverträgen. Als staatliche Institution für die Vergabe entsprechender Verträge wird die staatliche Kommission für Kohlenwasserstoffe bestimmt. Entsprechende Verträge können sowohl mit der PEMEX als auch anderen staatlichen Produktionsunternehmen und auch privaten Unternehmen abgeschlossen werden.[1319] Die Auswahl der Vertragspartner soll über Ausschreibungen erfolgen, an denen sich sowohl einzelne Unternehmen, als auch Joint-Ventures beteiligen können. Auch der PEMEX wird dabei die Möglichkeit der Bildung von Joint-Ventures mit anderen Ölgesellschaften eingeräumt.[1320]
Der PEMEX wird durch das Gesetz zudem das Sonderrecht eingeräumt, ihre bisher bestehenden Explorations- und Förderrechte in, an das neue Gesetz angepasste, Explorations- und Förderverträge umwandeln zu lassen. Auch besteht die Möglichkeit der Bildung von Joint-Ventures mit anderen Ölgesellschaften zur Durchführung entsprechender Projekte. In einem solchen Fall soll die Auswahl der Projektpartner ebenfalls mittels einer öffentlichen Ausschreibung erfolgen.[1321] Außerdem wird der staatlichen Kommission für Kohlenwasserstoffe das Recht eingeräumt, der PEMEX oder anderen staatlichen Produk-

[1315] Vgl. Energy Reform Decree (2013).
[1316] Vgl. Ebenda, Transitory Art. 3.
[1317] Vgl. Ebenda, Transitory Art. 4 und 7.
[1318] Vgl. Kohlenwasserstoff-Gesetz (2014), Art. 1.
[1319] Vgl. Ebenda, Art. 11.
[1320] Vgl. Ebenda, Art. 14 und 15.
[1321] Vgl. Kohlenwasserstoff-Gesetz (2014), Art. 12 und 13.

tionsunternehmen Explorations- und Förderrechte ohne vorherige öffentliche Ausschreibung zu übertragen, sofern dies aus Sicht des Staates die beste Lösung darstellt.[1322] Welches hierfür die konkreten Kriterien sind, wird jedoch offen gelassen.
Der Anteil an mexikanischen Inputs („national content", im Gesetz nicht näher spezifiziert), die bei Explorations- und Förderprojekten zu nutzen sind, beträgt mindestens 25 %, kann aber, bei einer entsprechende Vertragsklausel, auch davon abweichen.[1323]
Das Kohlenwasserstoffeinnahmengesetz sieht grundsätzlich vier Typen von Verträgen vor, unter denen Projekte unternommen werden können:

- Profit-Sharing-Verträge,
- Production-Sharing-Verträge,
- Werkverträge (service contracts) oder
- Lizenzen.

Durch das Petróleos Mexicanos (PEMEX)-Gesetz wird die Umwandlung der PEMEX in ein staatliches Produktionsunternehmen, die zum 21. Dezember 2015 abgeschlossen sein soll, geregelt. Gemäß dem Gesetz soll das Unternehmen zukünftig größere Autonomie bei seinen Entscheidungen erhalten und sich hinsichtlich seiner Ausrichtung stärker privatwirtschaftlich, d.h. gewinnorientiert, verhalten. Der Vorstand wird zukünftig aus zehn Mitgliedern bestehen, und sich aus fünf unabhängigen und fünf die Regierung repräsentierenden Mitgliedern, denen der Energieminister vorsitzt, zusammensetzen.[1324]

Fiskalischer Rahmen

Auch die fiskalischen Bedingungen unterscheiden sich zwischen den vier Vertragstypen. Bei Lizenzen werden die folgenden vier Steuern und Abgaben erhoben:

- Bei Vertragsabschluss zu leistende Einmalzahlung: Der Betrag wird bereits bei Eröffnung des Ausschreibungsverfahrens vom Finanzministerium festgelegt und ist somit keine Gebotskomponente.
- Monatlich zu zahlenden Gebühren während der Explorationsphase: Diese werden auf die Fläche des Lizenzgebietes erhoben und betragen ca. 86,53 US-$ (1.150 Pesos) in den ersten 60 Monaten und anschließend ca. 206,92 US-$ (2.750 Pesos) je km².[1325]
- Royalties (im Wert): Auf dem Marktwert des geförderten Rohöls basierend, der als Fördermenge × Marktpreis (in US-$) berechnet wird. Bei der Ermittlung des Marktpreises werden die spezifischen Eigenschaften des geförderten Rohöls sowie Logistik- und Transportkosten in den jeweiligen Verträgen mit berücksichtigt. Die Royalties betragen bis zu einem Marktpreis von 48 US-$ je Barrel 7,5 % und steigen mit steigendem Ölpreis. Die Berechnungsformel lautet ab einem Ölpreis von 48 US-$: Royaltysatz = [(0,125 × Marktpreis) + 1,5] %.

[1322] Vgl. Ebenda, Art. 6.
[1323] Vgl. Ebenda, Art. 46.
[1324] Vgl. PEMEX (2014a), S. 49f.
[1325] WK im Jahr 2014 für Umrechnung: 1 US-$ = 13,29 Peso (Vgl. IWF (2015)).

- Auf dem Marktwert des geförderten Rohöls basierende Zahlungen: Die Rate dieser Abgabe wird durch den jeweiligen Vertrag bestimmt und ist eine Komponente der im Rahmen der Ausschreibung abzugebenden Gebote.[1326]

Bei Production-Sharing- sowie Profit-Sharing-Verträgen werden die monatlich zu zahlenden Gebühren während der Explorationsphase sowie die Royalties analog zum Verfahren bei Lizenzen erhoben, wohingegen keine Einmalzahlung bei Vertragsabschluss anfällt. Darüber hinaus wird eine Abgabe in Höhe eines bestimmten, im jeweiligen Vertrag in Abhängigkeit von den Feldbedingungen festgesetzten, Prozentsatzes auf die durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinne erhoben.[1327] Die zu versteuernden Gewinne werden berechnet, indem vom Wert des geförderten Rohöls die Royalties und die direkt mit dem Projekt verbundenen Kosten subtrahiert werden. Grundsätzlich erhält die Betreibergesellschaft bei Production-Sharing-Verträgen die angefallenen Kosten erstattet (Kostenöl) und ihren Anteil am Gewinnöl. Die entsprechenden Zahlungen erfolgen bei Production-Sharing-Verträgen in natura. Bei Profit-Sharing-Verträgen unterscheidet sich das Verfahren lediglich in der Hinsicht, dass das aus dem Projekt geförderte Rohöl an eine von der staatlichen Kommission für Kohlenwasserstoffe bestimmte Vertriebsgesellschaft fließt und die Betreibergesellschaft ihren Anteil an den Gewinnen im Wert erhält. Zudem sollen beide Vertragstypen einen Anpassungsmechanismus enthalten, gemäß dem der Staat bei „außergewöhnlich hohen Gewinnen“ einen höheren Anteil an den Gewinnen erhält.[1328]
Bei Werkverträgen, bei denen die Betreibergesellschaft das geförderte Öl dem mexikanischen Staat übergibt und dafür eine im Voraus vereinbarte Vergütung (je Barrel) erhält, fallen weder Einmalzahlungen noch monatliche Zahlungen während der Explorationsphase oder Royalties an.[1329]

6.2.3.3 Gegenwart der mexikanischen Ölindustrie

Die gegenwärtige Situation der mexikanischen Ölindustrie wird maßgeblich durch die seit Dezember 2013 durchgeführten Energiemarkt-Reformen und deren Auswirkungen geprägt.
Bisher findet die Ölförderung des Landes nahezu ausschließlich im Osten und Südosten des Landes statt. PEMEX unterscheidet zwischen vier Ölregionen, den Offshore Regionen „Marina Noreste“ mit den beiden bedeutendsten Feldern Cantarell und KMZ sowie „Marina Suroeste“ mit den Feldern Abkatún-Pol-Chuc und Litoral Tabasco und den beiden Onshore-Regionen „Sul“ und „Norte“ (vgl. Abbildung 9.9).
Zur Gesamtfördermenge von 2,43 mb/d im Jahr 2014 trugen die Felder der Region Marina Noreste mit ca. 50 % bzw. 1,23 mb/d und die weiteren Offshore Felder im Marina Suroeste-Gebiet mit ca. 0,62 mb/d bzw. ca. 27 % bei. Die verbleibende Fördermenge

[1326] Vgl. Mayer Brown (2014), S. 4f und PricewaterhouseCoopers (2014), S. 32.
[1327] Vgl. Mayer Brown (2014), S. 5f und PricewaterhouseCoopers (2014), S. 29.
[1328] Vgl. Mayer Brown (2014), S. 5f und PricewaterhouseCoopers (2014), S. 29-31.
[1329] Vgl. Mayer Brown (2014), S. 6 und PricewaterhouseCoopers (2014), S. 32.

stammt vornehmlich aus den Onshore-Feldern im Süden mit ca. 0,45 mb/d. Die Fördermenge im Norden machte zuletzt lediglich ca. 0,13 mb/d aus.[1330]
Entsprechend des im Kohlenwasserstoff-Gesetz enthaltenen Sonderrechts zur Umwandlung bestehender Förderverträge in mit den neuen Gesetzen konforme Verträge wurde 2014 die sogenannte „Vergaberunde Null" veranstaltet, in der die PEMEX Explorations- und Förderrechte beantragen konnte. Am 13. August 2014 wurde vom zuständigen Energieministerium bekanntgegeben, dass die PEMEX die Förderrechte für alle von ihr betriebenen, in der Förderphase befindlichen Projekte behalten dürfe. Zudem wurden ihr Explorations- und Förderrechte für Gebiete zugewiesen, in denen sich ca. 83 % der wahrscheinlichen (probable) und 21 % der möglichen (prospective) Ölreserven des Landes befinden.[1331]
Seit August 2014 läuft die erste, auch ausländischen Ölgesellschaften offenstehende, Vergaberunde. In dieser Runde sollen für 109 Blöcke Explorationslizenzen und für 60 Blöcke Förderlizenzen vergeben werden. Bei den zur Exploration stehenden Blöcken handelt es sich insbesondere um solche in tiefen Gewässern im Golf von Mexiko und solche mit schwer zu erschließenden Onshore-Vorkommen im, sich aus vielen kleinen Feldern zusammensetzenden, Chicontepec-Feld und solche mit unkonventionellen Ölvorkommen im Norden und Süden des Landes. Die Ressourcen der 109 Explorations-Blöcke wurden vom mexikanischen Energieministerium auf ca. 14,6 Mrd. Barrel geschätzt. In den ersten vier Jahren nach der Lizenz-Vergabe erwartete das Ministerium jährliche Explorationsinvestitionen von 4,75 Mrd. US-$.[1332]
Die Reserven (nachgewiesene und wahrscheinliche) der für Förderlizenzen offenstehenden Blöcke wurden vom Energieministerium auf ca. 3,8 Mrd. Barrel geschätzt. Onshore-Förderlizenzen sollten primär für das Chicontepec-Feld und Blöcke in den Bundesstaaten Tabasco, Chiapas und Veracruz vergeben werden. Offshore-Förderlizenzen sollen für Blöcke in der Bucht von Campeche nahe den bereits in der Förderphase befindlichen Felder Cantarell und KMZ, sowie vor der Küste des Bundesstaats Tabasco, vergeben werden. Für diese Felder wurden jährliche Investitionen von ca. 3,8 Mrd. US-$ über die ersten vier Jahre erwartet.[1333]
Neben den Explorations- und Förderlizenzen, bei denen internationale Ölgesellschaften gleichberechtigt mit der staatlichen PEMEX um den Zuschlag bieten, werden für 14 weitere Felder Ausschreibungen über Partnerschaften (Joint-Ventures) mit der bisher diese Felder betreibenden PEMEX vorgenommen. Diese Felder, die sich Onshore im Staat Tabasco und Offshore in der Bucht von Campeche befinden, enthalten nachgewiesene und wahrscheinliche Reserven von ca. 1,6 Mrd. Barrel.

[1330] Basierend auf Daten aus: PEMEX (2015), S. 18.
[1331] Vgl. Seelke et al. (2014), S. 5f.
[1332] Vgl. Secretaria de Energia (2014).
[1333] Vgl. Ebenda.

Die Investitionen in die Felder sollen nach Vorstellungen des Energieministeriums in den ersten vier Jahren ca. 4,1 Mrd. US-$ p. a. betragen.[1334] Insgesamt sollen sich die Investitionen in die Blöcke der ersten Vergaberunde, gemäß Vorstellungen des Energieministeriums, in den vier Jahren nach erfolgter Vergabe auf ca. 50 Mrd. US-$ belaufen.[1335]

6.2.3.4 Ermittlung der mexikanischen Kostenkurven für 2014

Die durchschnittlichen Förderkosten der PEMEX betrugen im Jahr 2013 (für 2014 liegen noch keine Informationen vor) 7,91 US-$ je Barrel an Öläquivalent (d.h. diese Kosten umfassen sowohl Rohöl als auch Erdgas). Am niedrigsten fielen die Kosten mit 4,88 US-$ je Barrel im KMZ-Feld aus, während sie im Akal-Feld und anderen Feldern durchschnittlich ca. 11 US-$ je Barrel betrugen.[1336] Da die Fördermenge im Jahr 2014 in etwa mit derselben Rate abnahm wie die (in US-$ umgerechneten) operativen Kosten,[1337] werden für die 2014er Kostenkurven gegenüber 2014 unveränderte Förderkosten angenommen. Gemäß PEMEX beliefen sich die durchschnittlichen Explorations- und Erschließungskosten im Jahr 2013 auf 14,91 US-$ je Barrel und betrugen zwischen 2008 und 2012 ca. 11 bis 16 US-$ je Barrel.[1338]

Hinsichtlich der Förderkosten wird bei der Ermittlung der Angebotskurven eine Abweichung von bis zu 50 % um die von der PEMEX veröffentlichten Durchschnittswerte angenommen. Für das KMZ-Feld ergeben sich somit Förderkosten von 2,44 bis 7,32 US-$ je Barrel und für die sonstigen Felder von 5,50 bis 16,50 US-$ je Barrel.

Die Explorations- und Erschließungskosten der in der Förderphase befindlichen Projekte sollen zudem anhand der Bohrlochkosten und durchschnittlichen Fördermenge je Bohrloch geschätzt werden. Gemäß PEMEX trugen im Jahr 2014 durchschnittlich 6.210 aktive Förderbohrlöcher zur Fördermenge von insgesamt ca. 886,6 Mio. Barrel (2,429 mb/d) bei.[1339] Somit belief sich die durchschnittliche Fördermenge je Förderbohrloch auf 142.767 Barrel.

Wie in Tabelle 6.40 dargestellt, unterscheidet sich die Fördermenge je Bohrloch erheblich in Abhängigkeit von der jeweiligen Förderregion. So beläuft sich die Fördermenge je Offshore-Bohrloch im Durchschnitt auf über 1 Mio. Barrel im Jahr, wohingegen aus den Onshore-Bohrlöchern im Norden durchschnittlich lediglich ca. 11.000 b/d gefördert werden.

Tabelle 6.40: Lagerstättentiefe und Bohrlochkosten in Mexiko

[1334] Vgl. Secretaria de Energia (2014).
[1335] Vgl. Ebenda.
[1336] Vgl. PEMEX (2014b), S. 36.
[1337] Gemäß Daten der PEMEX sanken die operative Kosten um ca. 4,6 % von 9,325 auf 8,896 Mrd. US-$ und die Öl- und Gas-Fördermenge um 3,1 % von 3,653 auf 3,538 mb/d (Vgl. PEMEX (2015a), S. 1, 12).
[1338] PEMEX (2014c), S. 32.
[1339] Vgl. PEMEX (2015a), S. 1 und 4.

Gebiet	Lagerstätten -tiefe (*) (in Metern)	Bohrlochkosten (in Mio. US-$)	Aktive Bohrlöcher (Ende 2014), (**)	Fördermenge je Bohrloch (Förderphase)
Marina Noreste	2.600 – 4.100	15,9 – 28,2	411	1,094 Mio. (16,41 Mio.)
Marina Suroeste	3.500 – 4.100	23,1 – 28,2	173	1,307 Mio. (19,61 Mio.)
Sul	1.800 – 6.000	4,1 – 18,5	1328	124.342 (2,49 Mio.)
Norte	1.200 – 3.400	2,5 – 8,9	4119	11.076 (221.520)

Datenquellen:
(*) Oil & Gas Journal (2014).
(**) CNH (o. J.)

Die Fördermenge je Bohrloch fällt bei den erst seit wenigen Jahren in der Förderphase befindlichen Feldern der Region Norte im Vergleich zu älteren Feldern deutlich höher aus. So beläuft sich die hochgerechnete Fördermenge je Bohrloch der fünf zwischen 2004 und 2013 erschlossenen Felder auf ca. 0,84 bis 4,77 Mio. Barrel (vgl. Tabelle 9.6). Für die Ermittlung der Kosten erscheint es vor dem Hintergrund, dass 25 der 30 bedeutendsten Felder dieser Region die Förderphase bereits vor über 25 Jahren erreichten und sich entsprechend bereits seit Jahrzehnten in der Phase rückläufiger Fördermengen befinden, sinnvoll, lediglich die Fördermengen der fünf zuletzt erschlossenen Felder bei der Ermittlung der Kosten zu berücksichtigen.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Tabelle 6.41 zusammengefassten Bohrlochkosten.

Tabelle 6.41: Bohrlochkosten in Mexiko

Gebiet	Bohrlochkosten (in Mio. US-$)	Fördermenge je Bohrloch (Nutzungsdauer)	Bohrlochkosten (in US-$ je Barrel)
Marina Noreste	15,9 – 28,2	16,41 Mio.	0,97 – 1,72
Marina Suroeste	23,1 – 28,2	19,61 Mio.	1,18 – 1,44
Sul	4,1 – 18,5	2,49 Mio.	1,65 – 7,43
Norte	2,5 – 8,9	0,84 bis 4,77 Mio.	0,52 – 10,58

Eigene Darstellung

Unter den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen zum Verhältnis der Bohrlochkosten zu den Gesamterschließungskosten (Onshore 1:2, Offshore 1:3), dem Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten (0,27:1), der Dauer der Explorations- und Erschließungsphase (fünf Jahre bzw. fünf bis sieben Jahre) und zum Diskontfaktor (10 %) ergeben sich die in Tabelle 6.42 zusammengefassten Explorations- und Erschließungskosten für die mexikanischen Felder.

Tabelle 6.42: Explorations- und Erschließungskosten (in US-$ je Barrel)

Gebiet	Erschließungskosten		Explorationskosten		Explorations- und Erschließungskosten
		aufgezinst		aufgezinst	aufgezinst
Marina Noreste	3,88 – 6,88	5,21 – 10,26	1,05 – 1,86	2,27 – 4,87	7,48 – 15,13
Marina Suroeste	4,72 – 5,76	6,34 – 8,59	1,27 – 1,56	2,75 – 4,08	9,09 – 12,67
Sul	4,95 – 22,29	6,65 – 33,23	1,34 – 6,02	2,90 – 15,75	9,55 – 48,98
Norte	1,56 – 31,74	2,10 – 47,32	0,42 – 8,57	0,91 – 22,43	3,01 – 69,75

Eigene Darstellung

Von den fiskalischen Elementen werden die Royalties als Wertabgabe mit ihrem Mindestsatz von 7,5 % als Kosten berücksichtigt. Bei der zusätzlichen, auf dem Marktwert des geförderten Rohöls basierenden Zahlung, die Bestandteil des abzugebenden Gebots ist, handelt es sich zwar ebenfalls um eine Wertabgabe, jedoch existiert hier kein Mindestsatz, so dass diese Zahlung auch entfallen könnte, weshalb sie bei der Ermittlung der Kostenkurven nicht berücksichtigt wird.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.95 und 6.96 dargestellten Kostenkurven für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekte in Mexiko.

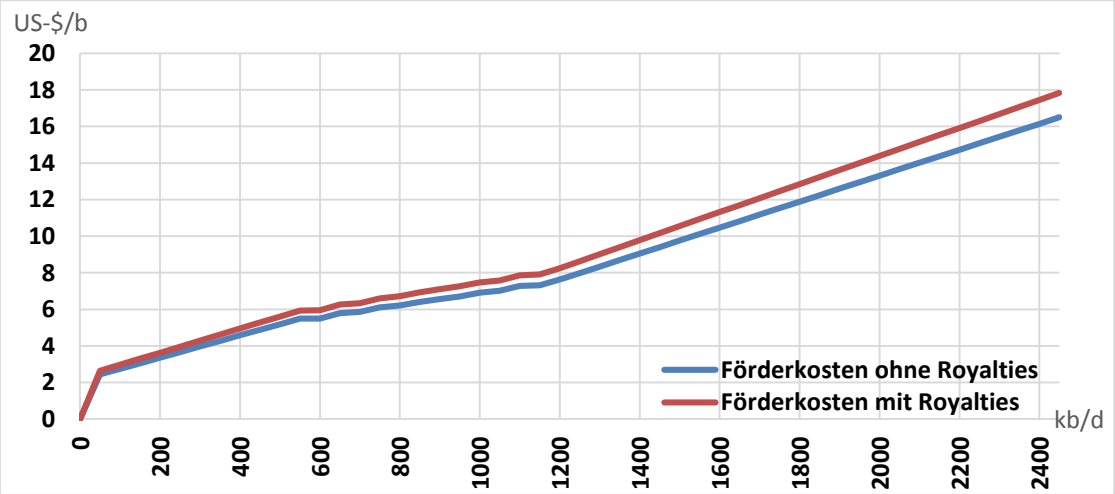


Abbildung 6.95: Kurzfristige Angebotskurven in Mexiko

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.95 zu sehen, werden die laufenden Kosten der Ölförderung bei Ölpreisen ab ca. 18 US-$ je Barrel, auch unter Berücksichtigung der Royalties, durch den Verkaufswert des geförderten Rohöls gedeckt, so dass eine Reduktion der Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten erst bei einem Rückgang der Ölpreise unter dieses Niveau zu erwarten wäre.

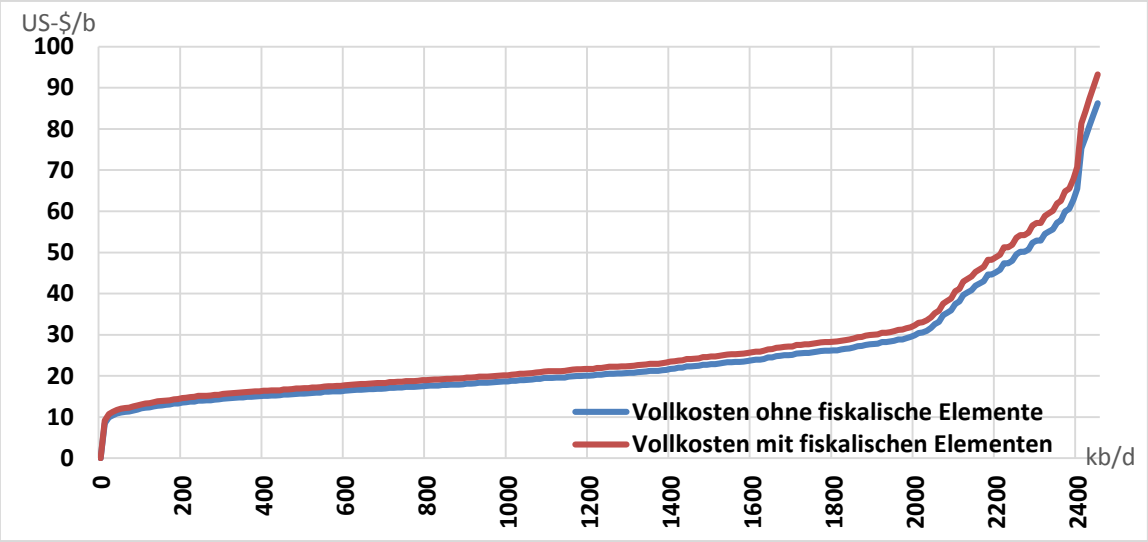


Abbildung 6.96: Mexikanische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Gemäß der Vollkostenkurven des Jahres 2014 beliefen sich die technischen Vollkosten bei ca. 2 mb/d der Fördermenge auf weniger als 30 US-$ je Barrel (vgl. Abbildung 6.96). Bei den verbleibenden ca. 0,45 mb/d betrugen die technischen Vollkosten bis zu ca. 86 US-$ je Barrel. Unter Berücksichtigung der Royalties ergeben sich Vollkosten von bis zu ca. 93 US-$ je Barrel.

Bei langfristig durchschnittlichen Ölpreisen von 50 US-$ je Barrel ließen sich unter Berücksichtigung aller Projektkosten ca. 0,25 mb/d aus den bereits in der Förderphase befindlichen Ölprojekten nicht mehr wirtschaftlich fördern.

6.2.3.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Die nachgewiesenen Ölreserven des Landes beliefen sich gemäß CNH (2015) Ende 2014 auf 9,7 Mrd. Barrel.

Wie in Tabelle 6.43 zu sehen, sind nahezu alle großen Felder des Landes weitestgehend erschöpft, so dass von einer weiterhin sinkenden Fördermenge aus diesen Feldern auszugehen ist. Selbst das Ku-Maloob-Zaap-Feld, das in den vergangenen Jahren als einziges größeres Feld des Landes steigende Fördermengen aufwies, ist bereits zu über 50 % ausgebeutet, so dass auch dieses seinen Fördermengenhöhepunkt in Kürze erreichen sollte.

Neben den bereits nachgewiesenen Reserven des Landes hält Campbell (2013) ca. 5 Mrd. Barrel an zusätzlichen Ölreserven in den mexikanischen Tiefwassergebieten im Golf von Mexiko für realistisch. Außerdem prognostiziert er einen Rückgang der mexikanischen Fördermenge auf ca. 1,3 mb/d bis 2020 und ca. 0,65 mb/d bis 2030. Hierbei sind die jüngsten Lizensierungsrunden jedoch nicht berücksichtigt.[1340]

[1340] Vgl. Campbell (2013), S. 249f.

Tabelle 6.43: Reserven und kumulierte Fördermengen in Mexiko

Region / Feld	Kumulierte Fördermenge Ende 2014 (Mrd. Barrel)	Nachgewiesene Reserven Ende 2014 (Mrd. Barrel)
Marina Noreste	18,9	5,5
Cantarell	14,4	1,9
Ku-Maloob-Zaap	4,5	3,6
Marina Suroeste	6,9	1,4
Abkatun-Po-Chuc	5,9	0,6
Norte	5,9	0,9
Poza Rica-Altamira	5,5	0,2
Sur	10,8	1,9
Bellota-Jujo	3,2	0,8
Cinco Presidentes	1,9	0,2
Macuspana-Muspac	1,9	0,1
Samaria-Luna	3,7	0,9
Gesamt	42,4	9,7

Datenquelle: CNH (2015).

Segal (2011) entwarf zwei Szenarien für die zukünftige Entwicklung der mexikanischen Fördermenge. Unter der Annahme, dass durch die Ölförderung zurückgehende Ölreserven mit derselben Rate wie in den USA ersetzt werden (durch Entdeckungen neuer Vorkommen), prognostizierte er eine Fördermenge von knapp 2,6 mb/d bis zum Jahr 2020. Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Entdeckungen neuer Vorkommen in Mexiko über die vergangenen fünf Jahre prognostiziert er einen sukzessiven Rückgang der Fördermenge auf 1,4 mb/d im Jahr 2020.[1341]

PEMEX selbst strebt eine Aufrechterhaltung der Fördermenge von 2,3 bis 2,4 mb/d in der kurzen Frist, eine Ausweitung auf ca. 2,4 bis 2,6 mb/d in der mittleren Frist und eine Ausweitung auf ca. 2,6 bis 3,0 mb/d in der langen Frist an. Das Unternehmen lässt aber offen, auf welchen Zeitraum sich dies konkret bezieht.[1342]

Inwiefern sich die Öffnung des Energiemarktes durch die Reformen der Jahre 2013 und 2014 konkret auf die Ölförderung des Landes auswirken wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt noch schwer abzusehen, da die erste Ausschreibungsrunde, die in mehreren – von der Art der Verträge und der Art der Lagerstätten bzw. Vorkommen – abhängigen Schritten durchgeführt wird, sich noch in der Frühphase befindet.

Bei den derzeit laufenden Ausschreibungsrunden wird unterschieden zwischen:

- Explorationsrechten/-verträgen,
- Förderrechten/-verträgen
- Gemeinschaftsunternehmungen (Joint-Ventures) mit der PEMEX.

[1341] Vgl. Segal (2011), S. 32f.
[1342] Vgl. PEMEX (2015b), S. 27.

Hinsichtlich der Lagerstätten wird unterschieden zwischen solchen:

- in flachen Gewässern,
- an Land,
- in tiefen Gewässern und Schwerstöl-Vorkommen,
- in der Chicontepec-Formation und unkonventionelle Vorkommen.[1343]

Die erste, bisher durchgeführte Vergaberunde bezog sich auf Explorations- und Production-Sharing-Verträge für Lagerstätten in flachen Gewässern. Lediglich für zwei der insgesamt 14 ausgeschriebenen Blöcke wurden Angebote abgegeben, die den Anforderungen (der Staat soll mindestens 40 % an den durch das Projekt erzielten Gewinnen erhalten) entsprachen, so dass die Ergebnisse dieser Vergaberunde weit unter den Erwartungen blieben.[1344]

Neben der ersten bereits durchgeführten Vergaberunde findet im Jahr 2015 die Vergabe von Production Sharing Verträgen für bereits explorierte Lagerstätten in flachen Gewässern, sowie Förderlizenzen für bereits explorierte Onshore-Lagerstätten statt. Für Onshore-Explorations-Lizenzen gingen keine Gebote ein und für aufwändigere Tiefwasser-Projekte und Lagerstätten mit unkonventionellen Vorkommen (Schwerstöl und Tight-Oil) wurde die erste Runde vorerst abgebrochen bzw. stehen gegenwärtig (Stand Ende September 2015) noch keine Termine und Bedingungen für die Vergabe fest. Dies gilt auch für Gemeinschaftsunternehmungen mit der PEMEX.[1345]

Vor dem Hintergrund der wenig erfolgreichen, ersten Vergaberunde und des Abbruchs weiterer Vergaberunden besteht aktuell wenig Aussicht auf einen Anstieg der Fördermenge durch neue Projekte in den kommenden Jahren.

Einen weiteren Faktor hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der mexikanischen Ölförderung stellt die Umwandlung der PEMEX in ein produktives Staatsunternehmen dar. Hierbei wird vor allem von Bedeutung sein, inweit sich die finanzielle Situation der PEMEX durch die Reformen verbessert und dadurch größere Spielräume für Investitionsvorhaben entstehen. So erwirtschaftete PEMEX zwischen 2009 und 2013, trotz seit 2010 hoher Ölpreise, lediglich im Jahr 2012 Gewinne. Dies war primär die Folge hoher, an den Staat abzuführender Steuern und Abgaben, die sich in diesem Zeitraum auf 50 bis 56 % der Verkaufserlöse beliefen.[1346] So stieg auch der Schuldenstand des Unternehmens zwischen 2009 und 2013 von 48,4 auf 64,3 Mrd. US-$ an und betrug Mitte 2014 bereits 71 Mrd. US-$.[1347]

Für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Onshore-Felder des Landes wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % angenommen. Demnach würde die Fördermenge aus den Nordeste-Feldern bis 2019 auf ca. 100.000 b/d und bis 2024 auf ca. 50.000 b/d sinken. Die Fördermenge aus den südlichen Onshore-Feldern würde unter dieser Annahme bis 2019 auf ca. 350.000 b/d und bis 2024 ca. 250.000 b/d sinken.

[1343] Vgl. CNH (2015b).
[1344] Vgl. Ebenda.
[1345] Vgl. Ebenda.
[1346] Vgl. PEMEX (2014a), S. 4.
[1347] Vgl. PEMEX (2014c), S. 36.

Für das KMZ-Feld, dessen Fördermenge sich 2014 noch auf ca. 850.000 b/d belief, wird die Annahme getroffen, dass die Fördermenge bis einschließlich 2016 auf dem bisherigen Niveau verbleibt, da die Abschnitte Maloob und Zaap zuletzt noch steigende Fördermengen aufwiesen und lediglich die Fördermenge aus dem zuerst erschlossenen Ku-Abschnitt rückläufig war.[1348] Ab dem Jahr 2017 sollte die Fördermenge auch aus den zuletzt erschlossenen Abschnitten zu sinken beginnen, so dass ab 2017 ein natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. angenommen wird. Demnach würde sich die Fördermenge aus dem KMZ-Feld im Jahr 2019 auf ca. 650.000 b/d und 2024 auf ca. 450.000 b/d belaufen.

Für das 2010 entdeckte Tsimin-Xux-Feld (Region Marina Suroeste), bei dem mit der Ölförderung im Tsimin-Abschnitt im August 2012 und im Xux-Abschnitt im Juni 2014 begonnen wurde und dessen Fördermenge 2014 durchschnittlich ca. 85.000 b/d betrug, wird, basierend auf Prognosen der PEMEX, eine Fördermenge von ca. 100.000 b/d im Jahr 2019 angenommen.[1349] Für den Zeitraum bis 2024 wird dann ein natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. angenommen, so dass für 2024 eine Fördermenge von 50.000 b/d aus diesem Feld prognostiziert wird.

Für die sonstigen bereits in der Förderphase befindlichen Offshore-Felder des Landes wird ein natürlicher Fördermengenrückgang von 7,5 % angenommen. Die Fördermenge aus den Noreste-Feldern würde demnach bis 2019 auf ca. 250.000 b/d und bis 2024 auf ca. 200.000 b/d sinken und die Fördermenge aus den Suroeste-Feldern (einschließlich Tsimin-Xux) bis 2019 auf 450.000 b/d und bis 2024 auf 300.000 b/d.

Insgesamt würde die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Feldern somit bis 2019 auf 1,8 mb/d und bis 2024 auf 1,25 mb/d sinken.

In der Erschließung befindet sich gegenwärtig das Flachwasser-Feld Ayatsil, das erst 2010 entdeckt wurde und dessen Reserven sich auf ca. 550 bis 750 Mio. Barrel belaufen sollen. Mit dem Beginn der Förderung aus diesem Feld wird für Ende 2016 gerechnet und die maximale Fördermenge von ca. 100.000 b/d soll um 2018/19 erreicht werden.[1350]

Darüber hinaus gab PEMEX im Juni 2015 die Entdeckung weiterer Lagerstätten in seichten Gewässern mit Reserven von ca. 350 Mio. Barrel bekannt, die in den kommenden Jahren erschlossen werden sollen. Die Fördermenge der Lagerstätten soll aggregiert über 200.000 b/d betragen und innerhalb von ca. drei Jahren erreicht werden. 100.000 b/d sollen dabei auf eine Lagerstätte nahe des Cantarell-Feldes und 100.000 b/d auf vier Lagerstätten in der Region Marina Suroeste entfallen.[1351]

Auf in der Erschließungsphase befindliche bzw. in der Planungsphase zur Erschließung befindliche Felder in der Region Marina Noreste entfällt somit im Jahr 2019 eine Fördermenge von ca. 200.000 b/d. Unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 7,5 % p. a. nach 2019 würde sich die Fördermenge aus

---

[1348] Vgl. CNH (2015a).
[1349] Vgl. PEMEX (2014d), S. 16 und CNH (o. J.).
[1350] Vgl. Oil & Gas Journal (2014a) .
und Offshore-Technology (o. J.) und Subseaiq (o. J.).
[1351] Vgl. PEMEX (2015d).

diesen Lagerstätten im Jahr 2024 auf ca. 150.000 b/d belaufen. Hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten wird angenommen, dass diese denen der bereits in der Förderphase befindlichen Projekten der Region entsprechen. Dies soll auch für die Förderkosten gelten.
Die Fördermenge der zu erschließenden neuen Lagerstätten der Region Marina Suroeste wird auf 100.000 b/d im Jahr 2019, und ausgehend von einem anschließenden natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. auf 50.000 b/d im Jahr 2024 geschätzt.
Hinsichtlich der fiskalischen Behandlung von Ölprojekten wird die Annahme getroffen, dass sich diese gegenüber 2014 nicht ändert, so dass weiterhin lediglich die Royalties mit ihrem Mindestsatz von 7,5 % berücksichtigt werden.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.97 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

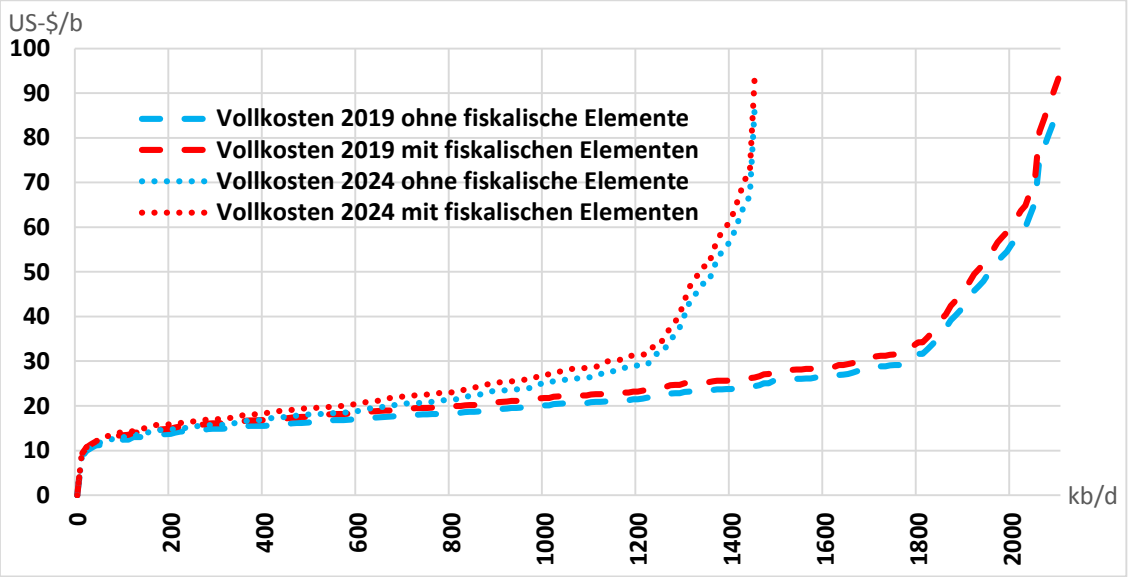


Abbildung 6.97: Mexikanische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.97 zu sehen, würde die mexikanische Fördermenge unter Berücksichtigung der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte und solcher, die sich bereits in der Erschließungsphase befinden oder bei denen mit der Erschließung der Lagerstätte bald begonnen wird, bis zum Jahr 2019 auf ca. 2,1 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 1,45 mb/d sinken.
Da es sich bei den im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekten um relativ kostengünstig zu erschließende Felder in flachen Gewässern handelt, steigen die Vollkosten gegenüber dem Jahr 2014 nicht an.
Werden nur die entscheidungsrelevanten Grenzkosten berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.98 dargestellten langfristigen Angebotskurven für Mexiko.

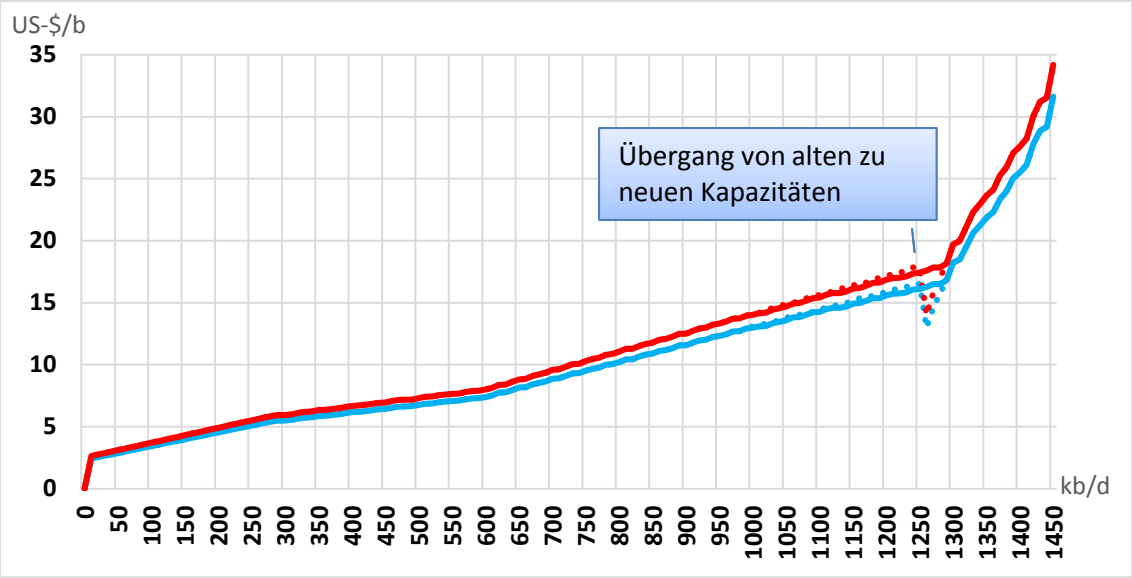


Abbildung 6.98: Langfristige Angebotskurven in Mexiko

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.98 dargestellt, würden von der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge noch ca. 1,25 mb/d aus Projekten stammen, die sich bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden und an denen keine Investitionen in die Erweiterung bzw. Umrüstung vorgenommen werden. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich, auch unter Berücksichtigung fiskalischer Elemente, auf bis zu 18 US-$ je Barrel. Die Grenzkosten der in den Angebotskurven berücksichtigten neuen Projekte, betragen ca. 13 bis 34 US-$ je Barrel.

Die von PEMEX angestrebte, mittelfristige Ausweitung der Fördermenge soll vornehmlich durch die Erschließung von Schwerstölvorkommen, unkonventionellen Vorkommen (Tight-Oil) und den schwer und nur mit hohen Kosten zu erschließenden Feldern in der Chicontepec-Formation erreicht werden. Zur langfristigen Ausweitung sollen darüber hinaus Tiefwasser-Projekte im Golf von Mexiko beitragen.[1352] Diese Projekte, über die bisher noch keine konkreten Informationen vorliegen, so dass sich Fördermengen und Kosten gegenwärtig kaum prognostizieren lassen, sind in den Angebotskurven nicht berücksichtigt.

Die Ressourcen der technisch förderbaren Tight-Oil-Vorkommen wurden von der EIA (2013) auf 13 Mrd. Barrel geschätzt. Damit würde Mexiko über die weltweit sechstgrößten Vorkommen verfügen.[1353] Diese Vorkommen konzentrieren sich auf sechs Gebiete im Osten und Nordosten des Landes und stellen teilweise eine Verlängerung der US-Lagerstätten Eagle-Ford und Woodford dar, aus denen bereits Öl gefördert wird.[1354]

[1352] Vgl. PEMEX (2015b), S. 27 und EIA (2015, MEX), S. 3f.
[1353] Vgl. EIA (2013), S. 10.
[1354] Vgl. PEMEX (2014c), S. 27.

Entsprechend dürften die Kosten bei den mexikanischen Tight-Oil-Lagerstätten mit denen der Eagle-Ford-Formation in den USA vergleichbar sein (d.h. Explorations- und Erschließungskosten von ca. 10 bis 50 US-$ je Barrel und Förderkosten von ca. 5 bis 20 US-$ je Barrel. Aufgrund der kurzen Explorations- und Erschließungsphase bei Tight-Oil-Projekten erscheint es durchaus realistisch, dass es in den kommenden Jahren zu einer signifikanten Förderung aus solchen Projekten kommen kann, sofern der Ölpreis wieder auf ein Niveau steigt, bei dem die Tight-Oil-Förderung rentabel ist.
In den mexikanischen Tiefwassergebieten des Golfs von Mexiko begann PEMEX im Jahr 2006 mit ersten Explorationsbohrungen. Den bisher größten Fund stellt das im September 2012 entdeckte Trion-Feld, mit Reserven von ca. 480 Mio. Barrel in einer Wassertiefe von ca. 2.500 Metern, dar.[1355] Bisher werden jedoch noch keine Tiefwasser-Lagerstätten durch PEMEX erschlossen. Zudem kündigte PEMEX, vor dem Hintergrund des jüngsten Ölpreisverfalls, im Februar 2015 an, die Investitionen in Tiefwasser-Explorationsprojekte drastisch zu kürzen und die bisher noch nicht begonnenen Projekte vorerst zu verschieben.[1356] Mit einem Einsetzen der Förderung aus mexikanischen Tiefwasserlagerstätten ist vor dem Hintergund der langen Explorations- und Erschließungsphasen und der jüngsten Entwicklungen nicht vor 2020 zu rechnen. Die Kosten sollten auch bei Tiefwasserprojekten im mexikanischen Teil des Golfs von Mexiko mit denen im amerikanischen Teil des Golfs von Mexiko vergleichbar sein (Explorations- und Erschließungskosten von 15 bis 55 US-$ je Barrel und Förderkosten von 5 bis 20 US-$ je Barrel, d.h. mittlere technische Grenzkosten von ca. 47,50 US-$ je Barrel).
Während die Angebotskurve für das Jahr 2019 hinsichtlich der Fördermenge realistisch erscheint, sollte die Fördermenge im Jahr 2024 tatsächlich wesentlich höher ausfallen als prognostiziert. Eine konkrete Abschätzung über die zukünftige Fördermenge aus Tiefwasser- und Tight-Oil-Lagerstätten lässt sich allerdings erst vornehmen, wenn die entsprechenden Vergaberunden im Rahmen von Runde 1 abgeschlossen sind, da sich die PEMEX – wie das Unternehmen selbst zugibt – hinsichtlich seines technischen Know-hows kaum in der Lage sieht, die Tiefwasser- und Tight-Oil-Lagerstätten eigenständig zu erschließen und auch bei der Erschließung der Schwerstölvorkommen des Landes auf Kooperationspartner angewiesen zu sein scheint.[1357]

[1355] Vgl. EIA (2015, MEX), S. 3f und Subseaiq (o. J.).
[1356] Vgl. The Guardian (2015).
[1357] Vgl. PEMEX (2015c), S. 12.

6.2.4 Brasilien

Die Föderative Republik Brasilien nimmt mit einer Landesfläche von ca. 8,5 Mio. km² nahezu die Hälfte der Fläche Südamerikas ein.[1358] Die nachgewiesenen Ölreserven des Landes beliefen sich laut BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 auf 16,2 Mrd. Barrel. Die durchschnittliche Fördermenge betrug 2014 ca. 2,35 mb/d.[1359]

Nachdem das heutige Brasilien ab dem 16. Jahrhundert von den Portugiesen kolonisiert worden war, leitete Pedro, der Sohn des portugiesischen Königs Dom João VI, ab 1821 die Unabhängigkeit des Landes ein. Diese wurde am 1. Dezember 1822 mit seiner Krönung zum König „Dom Pedro I" vollendet. Die im März 1824 verkündete, erste Verfassung des unabhängigen Brasiliens sah eine Erbmonarchie und ein aus zwei Häusern (Kammer und Senat) bestehendes Parlament als Legislative vor. Die internationale Anerkennung der Unabhängigkeit des Landes folgte 1824 durch die USA und 1825 durch England.[1360] Im November 1889 wurde der amtierende König gestürzt und ins Exil geschickt. Mit der Absetzung des Königs einhergehend wurde am 15. November 1889 durch Manuel Deodoro de Fonseca die Republik ausgerufen, deren provisorischer Regierungschef er bis zu seinem Rücktritt im November 1891 war.[1361]

Im Zuge der Revolution 1930 wurde der damals amtierende Präsident gestürzt und durch eine Militärjunta unter Getúlio Vargas ersetzt, der bis zu seiner Entmachtung 1945 Regierungschef blieb. Auf die Diktatur folgten bis 1964 demokratisch gewählte Regierungen. Am 1. April 1964 übernahm erneut das Militär die Macht und regierte das Land bis 1985. Im Mai 1985 wurden wieder direkte Wahlen des Präsidenten gesetzlich verankert und drei Jahre später von einer zu diesem Zweck gewählten Versammlung die bis heute gültige Verfassung verfasst.[1362]

Seit dem Januar 2011 wird das Land von Dilma Vana Rousseff von der Partei der Arbeiter (PT) regiert.[1363]

6.2.4.1 Geschichte der brasilianischen Ölindustrie

Obwohl mit der Suche nach Öl in Brasilien bereits Ende des 19. Jahrhunderts begonnen wurde, entdeckte man erst im Januar 1939 erstmals Ölvorkommen in der Provinz Bahia im Osten des Landes. In den Jahren vor der ersten erfolgreichen Exploration hatte die Regierung unter Getúlio Vargas bereits erste Schritte zur Verstaatlichung des Ölsektors unternommen. So durften, gemäß der 1937 eingeführten Verfassung nur Brasilianer Anteile an in Brasilien tätigen Ölunternehmen halten. Eine Beteiligung ausländischen Kapitals war somit verboten. Darüber hinaus wurden 1938 mehrere Dekrete mit direktem Bezug auf die Ölindustrie erlassen. So wurden durch Dekret Nr. 366 alle zukünftig innerhalb der Landesgrenzen gefundenen Lagerstätten zu Staatseigentum erklärt. Durch Dekret

---

[1358] Vgl. Auswärtiges Amt (2015m) .
[1359] Vgl. BP (2015), S. 6 und 8.
[1360] Vgl. Fausto (2013), S. 66-85 und Rinke und Schulze (2013), S. 65-81.
[1361] Vgl. Fausto (2013), S. 142-155 und Rinke und Schulze (2013), S. 96-100, 113.
[1362] Vgl. Fausto (2013), S. 193-311.
[1363] Vgl. Auswärtiges Amt (2015m).

Nr. 395 wurde der National Petroleum Council (NPC) gegründet, dessen Aufgabe in der Kontrolle aller Aktivitäten im Up- und Downstream-Sektor des Landes bestehen sollte.[1364]

In Folge des ersten Ölfunds wurde der Handlungsrahmen des NPC ausgeweitet. So wurde am 8. Februar 1939 das Dekret Nr. 3701 erlassen, gemäß dem alle Ölvorkommen innerhalb eines Radius von 60 km um das Bohrloch des ersten Fundes in staatlichen Besitz fielen. Die Ausbeutung dieser Vorkommen durfte nur von der NPC vorgenommen werden. Darüber hinaus wurden die Explorationslizenzen in Brasilien tätiger, privater Ölgesellschaften nicht erneuert. 1940 erließ Präsident Vargas schließlich ein neues Bergbaugesetz, gemäß dem Explorationsrechte nur durch die Bundesregierung – vertreten durch den NPC – vergeben werden durften und dies ausschließlich an einheimische Unternehmen. Ein Jahr später wurde das erste eigenständige Öl- und Gasgesetz eingeführt, gemäß dem die Eigentumsrechte an allen Öl- und Gasvorkommen beim Bund lagen. Der NPC sollte für die Vergabe von Explorations- und Förderlizenzen zuständig sein. Darüber hinaus war der Staat – vertreten durch den NPC – berechtigt, sich an jedweden Aktivitäten im Öl- und Gassektor zu beteiligen.[1365]

Folge dieser Gesetzgebung war, dass Anfang der 1940er Jahre der Großteil der Exploration unter Führung des NPC getätigt wurde und nur drei private, brasilianische Unternehmen Explorationen vornahmen. Die Explorationen verliefen jedoch bis 1943 wenig erfolgreich. Dies lag an der geringen Kapitalausstattung des NPC, Schwierigkeiten bei der Beschaffung von Ausrüstung aus den USA, bedingt durch den Zweiten Weltkrieg und mangelndem Know-how der einheimischen Ölgesellschaften.[1366]

Getúlio Dornelles Vargas, der bereits von 1930 bis 1945 das Land regiert hatte (damals jedoch noch als Diktator) und 1950 erneut zum Präsidenten gewählt wurde, reformierte den Ölsektor umfassend. So formulierte er 1951 ein neues Ölgesetz, das die Gründung der staatlichen Ölgesellschaft Petrobras (Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima) vorsah. Im September 1953 wurde das Gesetz vom Senat verabschiedet und am 3. Oktober von Vargas unterschrieben und damit gültig. Bereits am 1. Januar 1954 nahm die Petrobras ihre Geschäfte auf.[1367]

Die Aufgabe der Petrobras sollte in der Durchführung der operativen (Up- und Downstream-)Aktivitäten bestehen. Im April 1954 wurden ihr zu diesem Zweck die Anlagen (Ölbohranlagen, Raffinerien, Tankschiffe etc.) des NPC übertragen.

Der NPC hingegen sollte zukünftig als Aufsichtsbehörde die politischen Leitlinien und Ziele für die brasilianische Ölindustrie setzen. Privatwirtschaftliche Aktivitäten im brasilianischen Ölsektor wurden auf den Transport und Vertrieb begrenzt.[1368]

In den ersten sechs Jahren ihres Bestehens investierte Petrobras 300 Mio. US-$ (ca. 2,6 Mrd. 2014er US-$) in Explorationsvorhaben. Im Rahmen dieser Explorationen

---

[1364] Vgl. Smith (1976), S. 33-37 und Bates (1975), S. 9-11.
[1365] Vgl. Smith (1976), S. 33-37 und Bates (1975), S. 37-42.
[1366] Vgl. Smith (1976), S. 33-37 und Bates (1975), S. 42-45.
[1367] Vgl. Smith (1976), S. 33-37 und Bates (1975), S. 75-98 und Randall (1993), S. 9f.
[1368] Vgl. Smith (1976), S. 98-102 und Bates (1975), S. 11.

wurden drei Lagerstätten (Recôncavo und Tucano in der Provinz Bahia im Osten Brasiliens und Sergipe an der Atlantik-Küste) entdeckt, die als wirtschaftlich vielversprechend eingeschätzt wurden, während die explorierten Lagerstätten im Amazonasgebiet als marginal beurteilt wurden. Die meisten Explorationsprojekte in anderen Regionen des Landes verliefen ohne Ölfunde. Dennoch stiegen die Ölreserven Brasiliens zwischen 1954 und 1960 von ca. 170 Mio. Barrel auf – in Abhängigkeit von der jeweiligen Quelle – ca. 560 bis 700 Mio. Barrel an. Die Fördermenge stieg im selben Zeitraum von ca. 1 Mio. Barrel auf nahezu 30 Mio. Barrel p. a. an. Aufgrund der gleichzeitig gestiegenen Nachfrage im Land blieb Brasilien jedoch weiterhin ein Nettoimporteur, der 1960 noch immer nahezu zwei Drittel des heimischen Ölverbrauchs durch importiertes Öl deckte.[1369]
1960 wurde das Bergbauministerium gegründet, in dessen Zuständigkeitsbereich auch die Ölindustrie fallen sollte. Die Hauptaufgabe des Ministeriums sollte in der strategischen Planung und Koordinierung der Energie und Ölpolitik bestehen. Hierarschich sollte es sowohl dem NPC als auch Petrobras überstellt sein und diesen gegenüber konkrete Ziele formulieren.[1370]
1967 wurde das staatliche Monopol über die Ölindustrie in der Verfassung verankert und der NPC umstrukturiert. Dieser sollte nun zum Bindeglied zwischen dem Bergbauministerium, als für die strategische Planung zuständiger Instanz, und dem für die operativen Tätigkeiten zuständigem Staatsunternehmen Petrobras werden.[1371]
Nach der Ölkrise von 1973 öffnete die brasilianische Regierung den Ölsektor teilweise, indem es der Petrobras gestattet wurde, Werkverträge für Explorationsprojekte mit ausländischen Ölgesellschaften abzuschließen. 1976 wurde als Basis für die erste Vergaberunde ein Modelvertrag entworfen, gemäß dem die Mindestgebote je Block 300.000 US-$ betragen sollten. Zudem würden die erfolgreichen Bieter sämtliche, mit der Exploration und Erschließung verbundenen Kosten tragen müssen, die sie erst nach der Entdeckung wirtschaftlich förderbarer Ölvorkommens erstattet bekämen. Die Laufzeit wurde auf fünf Jahre für Onshore- und drei Jahre für Offshore-Projekte festgelegt, wobei das Explorationsgebiet über die Laufzeit verkleinert werden sollte. Die Eigentumsrechte über im Rahmen der Explorationen entdeckte Vorkommen würden beim Staat verbleiben. Somit blieb das in der Verfassung verankerte, grundsätzlich staatliche Monopol über den Ölsektor trotz der Einführung der Werkverträge erhalten. Die Vertragsbedingungen wurden in den folgenden Jahren für neue Verträge mehrfach geändert, wobei die Grundkonstruktion weitestgehend erhalten blieb.[1372]
Zwischen 1976 und 1985 wurden annähernd 250 Werkverträge mit ausländischen Ölgesellschaften, insbesondere aus den USA, abgeschlossen. Die Verträge umfassten jedoch nur wenig vielversprechende und schwer zu erschließende Regionen, in denen die Petrobras selbst nicht tätig war. So umfassten die unter diesen Verträgen genutzten Gebiete

---

[1369] Vgl. Smith (1976), S. 126, 135 und Randall (1993), S. 13.
Umrechnung von m³ auf Barrel über Konvertierungsfaktor aus BP (2015) von 6,2898).
[1370] Vgl. Bates (1975), S. 16f.
[1371] Vgl. Bates (1975), S. 20-24 und Almada und Parente (2013), S. 225.
[1372] Vgl. Almada und Parente (2013), S. 225 und Randall (1993), S. 78-82.

zwar 55 % der Fläche Brasiliens, beinhalteten jedoch nur ca. 18 % der zu dieser Zeit bekannten Ölvorkommen. Mit dem Rückgang der Ölpreise Mitte der 1980er Jahre sank auch die Rentabilität der unter Werkverträgen betriebenen Felder und so wurde nach 1985 kein entsprechender Vertrag mehr abgeschlossen.[1373]

Die neue Verfassung von 1988 setzte den Werkverträgen ein Ende. So besagte Artikel 176 der neuen Verfassung, dass die Exploration und Ausbeutung von Lagerstätten nur noch unter entsprechender Genehmigung bzw. Lizenz von einheimischen Unternehmen vorgenommen werden dürfte. Darüber hinaus erhielt der Staat durch Artikel 177 das Monopol über die Exploration und Ausbeutung von Öl- und Gaslagerstätten.[1374]

Obwohl die Werkverträge wenig erfolgreich gewesen waren, stiegen die brasilianischen Ölreserven zwischen 1977 und Ende der 1980er Jahre deutlich an. Dies lag daran, dass die Petrobras eine Vielzahl von Offshore-Lagerstätten entdeckte. Zwar hatte Petrobras bereits 1967 mit Offshore-Explorationen begonnen und auch Ende der 1960er bis Anfang der 1970er Jahre erste Ölvorkommen entdeckt, jedoch leitete erst der Fund des Garoupa-Felds, dem ersten im Campos-Becken vor der Küste Rio de Janeiros, im Dezember 1974 die Phase der großen Ölfunde ein. Insgesamt stiegen die Reserven der Petrobras bis 1988 auf ca. 2,8 Mrd. Barrel an. Dies entsprach einem Anstieg von über 250 % gegenüber 1976. Der Großteil dieser Funde stammte aus dem Campos-Becken.[1375] Weitere Offshore-Funde ließen die brasilianischen Ölreserven auch in den Folgejahren weiter ansteigen.

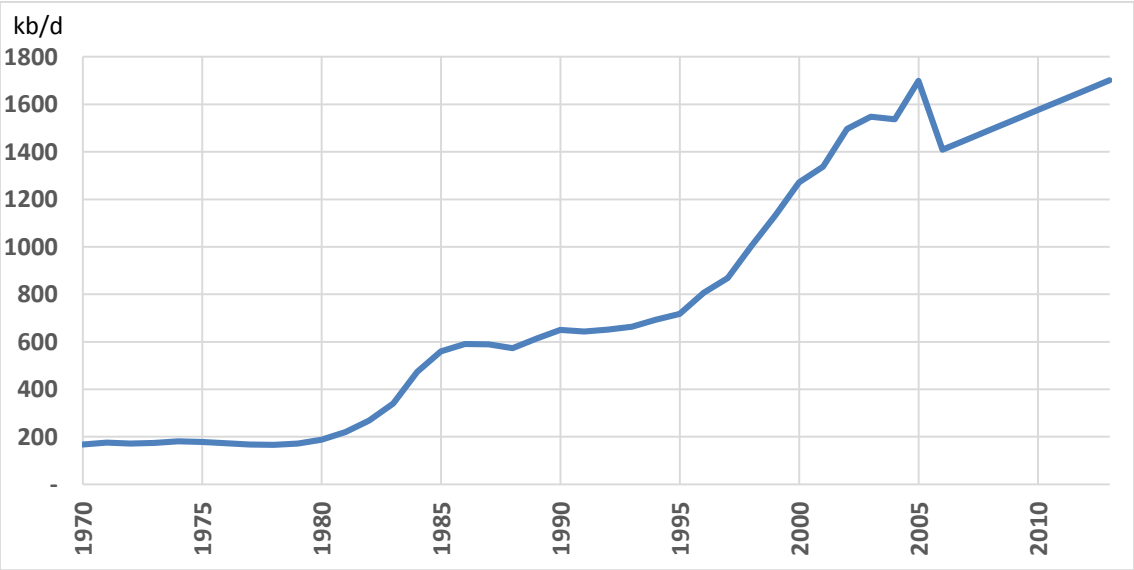


Abbildung 6.99: Förderung flüssiger Energieträger in Brasilien

Datenquelle: BP (2014).

[1373] Vgl. Randall (1993), S. 82-84.
[1374] Vgl. Almada und Parente (2013), S. 225-227.
[1375] Vgl. Randall (1993), S. 12f, 75f, 85f.

Wie in Abbildung 6.99 zu sehen, stieg auch die brasilianische Fördermenge, nachdem sie in den 1970er Jahren ca. 160.000 bis 180.000 b/d betragen hatte, durch das Erreichen der Förderphase der ersten Offshore-Felder ab Anfang der 1980er Jahre sprunghaft an und betrug 1985 bereits durchschnittlich 560.000 b/d. Davon stammten 60 % aus dem Campos-Becken.[1376]

In den 1990er Jahren wurde der Ölsektor umfassend reformiert. So wurde unter Präsident Fernando Henrique Cardoso (amtierend von Januar 1995 bis Januar 2003) das staatliche Monopol im Öl- und Gassektor durch eine Verfassungsänderungen abgeschafft. Dies geschah, indem in Verfassungsartikel 177, der in seiner ursprünglichen Fassung von 1988 noch das uneingeschränkte staatliche Monopol über alle Up- und Downstream-Aktivitäten im Öl- und Gassektor bestimmt hatte, ein zusätzlicher Passus verankert (Paragraph 1) wurde. Gemäß diesem war es dem Staat nun möglich, Verträge mit privaten und Staatsunternehmen über die Exploration und Ausbeutung von Öl- und Gaslagerstätten, die Raffinierung von Ölprodukten, den Im- und Export von Öl und Ölprodukten und den Transport von Öl und Ölprodukten abzuschließen.[1377]

Konkretisiert wurde die Öffnung des brasilianischen Ölsektors zwei Jahre später mit der Verabschiedung des neuen Öl- und Gasgesetzes (Gesetz Nr. 9478, August 1997). Ein Bestandteil des Gesetzes war die Gründung einer staatlichen Behörde (Agência Nacional do Petróleo, ANP) deren Aufgaben in der Regulierung und Kontrolle des Ölsektors und dem Abschluss von Verträgen bestehen sollten.[1378] Die Öffnung des Ölsektors sollte über die Vergabe – mittels öffentlicher Ausschreibungen und Auktionen – von Explorations- und Förderlizenzen erfolgen.[1379] Hinsichtlich der Petrobras, die bereits 1997 teilprivatisiert worden war, bestimmte das Gesetz, dass der brasilianische Staat weiterhin die Kontrolle über das Unternehmen innehaben sollte, indem er die Mehrheit an den Aktien und Stimmrechten hält. Außerdem durfte Petrobras fortan Joint-Ventures mit heimischen und ausländischen Ölgesellschaften eingehen.[1380]

1998 wurde die erste Lizensierungsrunde für Explorationslizenzen unter dem Dach der ANP durchgeführt. Bei dem Verfahren handelt es sich um eine verdeckte Auktion (sealed bid). Die Gebotskomponenten umfassen die Einmalzahlung, die beabsichtigten Explorationsinvestitionen und den Beteiligungsgrad einheimischer Unternehmen und Arbeitskräfte. In der ersten Runde, die auch als „Licensing Round Zero“ bezeichnet wurde, erhielt Petrobras von der ANP Lizenzen für die bereits in der Erschließungs- oder Förderphase befindlichen Felder. Das Verfahren für diese Lizensierungsrunde wurde im Öl- und Gasgesetz in den Artikeln 31 bis 35 geregelt. Die insgesamt 397 an die Petrobras vergebenen Lizenzen umfassten 115 Explorationsgebiete, 51 zu erschließende Gebiete und 231 bereits in der Förderphase befindliche Felder.[1381]

[1376] Vgl. Surrey (1987), S. 11.
[1377] Vgl. Brasilianische Verfassung (1988), Art. 177 und Almada und Parente (2013), S. 227.
[1378] Vgl. Gesetz Nr. 9478 (1997), Art. 7, 8.
[1379] Vgl. Ebenda, Art. 23-30.
[1380] Vgl. Ebenda, Art. 61-63.
[1381] Vgl. Rodriguez und Suslick (2008), S. 6 und 11.

Ab 1999 wurden von der ANP jährlich Lizensierungsrunden veranstaltet, an der auch ausländische Ölgesellschaften teilnehmen konnten. In den ersten sieben Lizensierungsrunden von 1999 bis 2005 wurden Lizenzen für insgesamt 709 Blöcke vergeben, davon 284 an Petrobras, 158 an Joint-Ventures mit Beteiligung der Petrobras, 211 an Joint-Ventures ohne Beteiligung der Petrobras und 56 an einzelne Ölgesellschaften. Explorationslizenzen wurden unter anderem an die ausländischen Ölgesellschaften Shell, Exxon/Mobil, Total, Chevron-Texaco, Eni und Statoil vergeben.[1382]
Allein zwischen 2000 und 2006 wurden im Rahmen der neuen Explorationsprojekte mindestens sechs wirtschaftlich förderbare Ölvorkommen in Tiefwasser-Gebieten des Campos-Becken entdeckt. Diese Funde trugen wesentlich zum Anstieg der offiziellen Ölreserven des Landes von 8,2 auf 12,2 Mrd. Barrel in diesem Zeitraum bei.[1383]
Die Bohrungen in immer größeren Tiefen ebneten zudem den Weg zu den sog. „Pre-Salt"-Vorkommen des Landes. Pre-Salt-Vorkommen befinden sich in Lagerstätten, die sich mehrere Kilometer unter dem Meeresboden in Gesteinsschichten unterhalb dicker Salzschichten befinden und entsprechend aufwändig zu erschließen und auszubeuten sind.[1384]
Die erste Pre-Salt-Lagerstätte wurde 2007 im Tupi-Feld im Santos-Becken von einem Konsortium aus drei Ölgesellschaften, mit Petrobras als Betreibergesellschaft, entdeckt. Die Vorkommen, die ursprünglich auf mindestens 5 Mrd. Barrel geschätzt wurden, befinden sich ca. 5 bis 7 Kilometer unterhalb des Meeresbodens in einer Wassertiefe von ca. 3 Kilometern, also insgesamt ca. 8 bis 10 Kilometer unterhalb der Meeresoberfläche. In der Folgezeit wurden weitere Pre-Salt-Vorkommen in den drei großen Offshore-Lagerstätten Brasiliens – dem Santos-Becken im Süden, dem Campos-Becken im Zentrum und dem Espirito Santo-Becken im Norden – entdeckt.[1385]

6.2.4.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der brasilianischen Ölindustrie

Sowohl der rechtliche als auch der fiskalische Rahmen für den brasilianischen Ölsektor werden durch das Öl- und Gasgesetz von 1997 (Gesetz 9478, August 1997) sowie drei 2010 eingeführte, insbesondere Pre-Salt-Lagerstätten betreffende Gesetze (Gesetz 12276/2010, Gesetz 12304/2010, Gesetz 12351/2010) gesetzt.

Rechtlicher Rahmen

Die Verfassung von 1988, die seitdem mehrfach reformiert wurde, enthält mit den Artikeln 176 und 177 zwei für die Ölindustrie relevante Artikel. Gemäß Artikel 176 liegen die Eigentumsrechte an den mineralischen Rohstoffen beim Staat. Inhaber von Förderlizenzen erhalten das Eigentumsrecht am geförderten Produkt. Die Exploration und Förderung mineralischer Rohstoffe darf gemäß Artikel 176 nur unter einer Genehmigung bzw. Lizenz durch den Staat betrieben werden und dies auch nur von brasilianischen oder unter

[1382] Vgl. Rodriguez und Suslick (2008), S. 16-19 und Agência Nacional do Petróleo (o. J.)
[1383] Vgl. Rodriguez und Suslick (2008), S. 10f und Daten aus BP (2014).
[1384] Vgl. Moreira et al. (2014), S. 7.
[1385] Vgl. Caminada und Blount (2007) und EIA (2013, BRA).

brasilianischem Recht organisierten Unternehmen mit Hauptsitz in Brasilien. Außerdem dürfen entsprechende Genehmigungen und Lizenzen nur für einen begrenzten Zeitraum gewährt werden.[1386] Wie in Abschnitt 6.2.4.1 erörtert, wurde das ursprünglich in Verfassungsartikel 177 verankerte, staatliche Monopol über alle Tätigkeiten im Öl- und Gassektor 1995 aufgehoben und stattdessen die Möglichkeit des Abschlusses von Verträgen zwischen dem Staat und privaten bzw. staatlichen Unternehmen ermöglicht.[1387]
Im Öl- und Gasgesetz von 1997 werden zunächst die Bestimmungen der Verfassungsartikel 176 und 177 zu den Eigentumsrechten und der Handhabung bzw. Auflösung des staatlichen Monopols über den Öl- und Gassektor wiederholt.[1388]
Abschnitt IV des Gesetzes regelt die Einrichtung, den Aufbau und die Aufgaben der ANP als neuer, für den Öl- und Gassektor zuständiger, staatlicher Institution. Ihre Aufgaben bestehen demnach in der Regulierung und Beaufsichtigung des Öl- und Gassektors sowie der Vorbereitung und dem Abschluss von Verträgen.[1389]
Abschnitt V enthält die für Exploration und Förderung maßgeblichen, nicht fiskalischen Regelungen. Hinsichtlich der von der ANP zu definierenden Blöcke wird bei zu vergebenden Lizenzen zwischen der Explorations- und der Förderphase unterschieden. Die Förderphase umfasst dabei auch die Erschließung.[1390]
Kosten und Risiken von Explorationen sollen alleine vom Lizenznehmer getragen werden. Im Gegenzug wird diesem das Recht eingeräumt, bei erfolgreicher Exploration den Abbau der Vorkommen vorzunehmen.[1391]
Auch das Lizensierungsverfahren wird in Abschnitt V geregelt. Demnach soll die ANP Ausschreibungen über die zu vergebenden Blöcke vornehmen. Maßgebliche Informationen wie die Dauer der Explorationsphase, Mindestanforderungen an zu tätigenden Investitionen bzw. Explorationstätigkeiten und Mindestbeteiligungsgrad des Staates sollen durch die Ausschreibungsbedingungen publik gemacht werden. Die Gebotskriterien sollen insbesondere

- das vorgeschlagene Arbeitsprogramm,
- die beabsichtigten Explorationsaufwendungen,
- die Dauer der Lizenz,
- das beabsichtigte Mindestinvestitionsvolumen
- und den staatlichen Beteiligungsgrad

umfassen.
Im Falle eines erfolgreichen Gebots ist eine Ölgesellschaft verpflichtet, ein unter brasilianischem Recht operierendes Unternehmen mit Hauptsitz und Verwaltung in Brasilien zu gründen.[1392]

[1386] Vgl. Constitution of the Federative Republic of Brazil, 3. Version (2010), Art. 176.
[1387] Vgl. Constitution of the Federative Republic of Brazil, 3. Version (2010), Art. 177.
[1388] Vgl. Gesetz Nr. 9478 (1997), Art. 3, 4.
[1389] Vgl. Ebenda, Art. 7-20.
[1390] Vgl. Ebenda, Art. 23f.
[1391] Vgl. Ebenda, Art. 26.
[1392] Vgl. Ebenda, Art. 36-42.

Regelungen zur Petrobras beinhaltet Abschnitt IX des Gesetzes. Hierbei wird insbesondere bestimmt, dass bei den Anteilsscheinen (Aktien) des Unternehmens zwischen stimmberechtigten und nicht-stimmberechtigten unterschieden wird. Der Staat muss dabei stets die Mehrheit an den stimmberechtigten Anteilsscheinen halten, während für die nicht-stimmberechtigten Vorzugsaktien keine entsprechende Einschränkung besteht.[1393] Des Weiteren wird der Petrobras und ihren Töchtern die Möglichkeit zur Bildung von Konsortien mit in- und ausländischen Unternehmen eingeräumt. Die Petrobras muss dabei nicht zwingendermaßen die Betreibergesellschaft bzw. Gesellschaft mit den meisten Anteilen sein.[1394]

Hinsichtlich der Pre-Salt-Vorkommen sind seit dem Jahr 2010 die Gesetze 12276/2010, 12304/2010 und 12351/2010 maßgeblich.

Das im Juni 2010 verabschiedete Gesetz 12276 sieht die direkte Vergabe von Explorations- und Förderrechten an die Petrobras für Pre-Salt-Lagerstätten vor, deren Rechte nicht öffentlich vergeben werden sollen. Petrobras erhält dabei die Eigentumsrechte an den Vorkommen bis eine Gesamtfördermenge von 5 Mrd. Barrel aus den betroffenen Lagerstätten erreicht ist. Für die Abtretung der Eigentumsrechte an den Vorkommen erhält der Staat eine Kompensation, indem Petrobras Schuldverschreibungen des Bundes in Höhe des Werts des geförderten Öls kauft. Der Staat wiederum erhält die Möglichkeit, seinen Anteil an der Petrobras auszubauen, indem er Aktien an der Petrobras kaufen und Kapitalerhöhungen durch Ausgabe neuer Aktien an der Petrobras vornehmen kann, die er mit Schuldverschreibungen bezahlt. Die ANP sollte über die betroffenen Projekte die Aufsicht übernehmen.[1395] Ein Hauptziel des Gesetzes besteht gemäß Almada und Parente (2013) darin, den staatlichen Anteil an der Petrobras auszuweiten. Im Rahmen dieses Gesetzes erhielt Petrobras Explorations- und Förderrechte für sieben Lagerstätten.[1396]

Das hinsichtlich öffentlich ausgeschriebener Pre-Salt-Lagerstätten bedeutendste Gesetz stellt das Gesetz 12351/2010 dar. Gemäß Gesetz 12351/2010 werden für die Exploration und Förderung von Öl und Gas aus Pre-Salt-Lagerstätten und sogenannten „strategischen Gebieten“ Production-Sharing-Vereinbarungen als Vertragsform bestimmt. Die Petrobras soll die entsprechenden Projekte betreiben und mit mindestens 30 % an den jeweiligen Projekten beteiligt sein.[1397] Während Petrobras die operativen Tätigkeiten der Exploration und Förderung durchführen und auch die damit verbundenen Kosten und Risiken auf sich nehmen soll, wurde zusätzlich ein weiteres staatliches Unternehmen gegründet, dessen Aufgabe in der Verwaltung der entsprechenden Verträge und Projekte stellvertretend für den Staat besteht. Dieses soll sich aber nicht an den Kosten und Risiken der mit Exploration und Förderung verbundenen Tätigkeiten beteiligen.[1398]

Die Ausgestaltung und Aufgaben der zu gründenden neuen staatlichen Ölgesellschaft, „Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo

[1393] Vgl. Gesetz Nr. 9478 (1997), Art. 62.
[1394] Vgl. Ebenda, Art. 63.
[1395] Vgl. Gesetz Nr. 12276 (2010), Art. 1-10
[1396] Vgl. Almada und Parente (2013), S. 237f.
[1397] Vgl. Gesetz Nr. 12351 (2010), Art. 3, 4, 10c.
[1398] Vgl. Ebenda, Art. 6, 8.

S.A.“ (PPSA), sind im Gesetz 12304 geregelt. Die Hauptaufgaben der PPSA bestehen darin, den Staat bei unter Production-Sharing-Verträgen durchgeführten Projekten zu vertreten und den Vertrieb des auf den Staat entfallenen Anteils am geförderten Öl und Gas zu regeln.[1399]

Neben der Mindestbeteiligung von 30 %, welche die Petrobras automatisch erhält, hat diese die Möglichkeit im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens um die verbleibenden 70 % mitzubieten und so ihren Anteil auszuweiten.[1400] Das entscheidende Kriterium bei der Vergabe stellt das dem Staat garantierte Öl bzw. der dem Staat garantierte Anteil am „Gewinn-Öl“ dar. Die garantierten 30 % der Petrobras werden dabei nicht berücksichtigt.[1401]

Nach Abschluss des Lizensierungsverfahrens sollen die erfolgreichen Unternehmen ein Konsortium unter Beteiligung der PPSA (als Repräsentant des Staates) und der Petrobras (als Betreibergesellschaft) bilden. Das Management des Projekts sowie die Entwicklung konkreter Explorations- und gegebenenfalls Förderpläne soll durch ein Komitee vorgenommen werden, in dem die PPSA die Hälfte der Mitglieder stellt.[1402]

Auch bei Production-Sharing-Verträgen wird zwischen der Explorations- und der Förderphase unterschieden. Die Gesamtlaufzeit eines Projekts, unter Berücksichtigung beider Phasen, ist auf 35 Jahre begrenzt.[1403]

Fiskalischer Rahmen

Die fiskalische Behandlung von Ölprojekten unterscheidet sich zwischen den verschiedenen Vertragstypen und wird zunächst im Öl- und Gasgesetz von 1997 geregelt. Die für den brasilianischen Ölsektor relevanten Steuern und Abgaben setzen sich zusammen aus:

- Einmalzahlungen,
- Royalties,
- Sonderzahlungen,
- Gebühren für die Landnutzung.[1404]

Die nach Vertragsanschluss zu leistende Einmalzahlung richtet sich nach dem erfolgreichen Gebot. In den Ausschreibungsbedingungen werden jedoch Mindestbeträge festgelegt.[1405]

Der Regelsatz der Royalties beträgt 10 % auf den Wert des geförderten Rohöls. Unter Berücksichtigung geologischer Risiken, Erwartungen zur Fördermenge und anderer „relevanter Faktoren“ kann die ANP den Satz jedoch auf bis zu 5 % senken.[1406]

Sonderzahlungen, die auf die durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinne erhoben werden, werden durch die Ausschreibungs- und späteren Vertragsbedingungen bestimmt.[1407]

[1399] Vgl. Gesetz Nr. 12304 (2010), Art. 1, 2.
[1400] Vgl. Gesetz Nr. 12351 (2010), Art. 14.
[1401] Vgl. Ebenda, Art. 18.
[1402] Vgl. Ebenda, Art. 19-26.
[1403] Vgl. Ebenda, Art. 27.
[1404] Vgl. Gesetz Nr. 9478 (1997), Art. 45.
[1405] Vgl. Ebenda, Art. 46.
[1406] Vgl. Ebenda, Art. 47.
[1407] Vgl. Ebenda, Art. 50.

Die konkreten Sätze der Sonderzahlung hängen vom Standort, der Anzahl an Förderjahren und der Fördermenge eines Projekts ab und betragen 10 bis 40 %.[1408]
Die Landnutzungsgebühren, die sich auf die genutzte Fläche beziehen, werden ebenfalls durch die Vertragsbedingungen individuell festgelegt. Bei Onshore-Projekten soll der Grundstückseigentümer zudem mit 0,5 % bis 1,0 % am Wert des geförderten Öls beteiligt werden.[1409]
Für unter Production Sharing Verträgen betriebene Pre-Salt-Projekte werden im Gesetz 12351 drei Arten von Steuern und Abgaben festgelegt:

- Royalties,
- Einmalzahlungen,
- Zahlungen an Landeigentümer bei Onshore-Projekten.

Die Einmalzahlung wird bei Unterzeichnung des Vertrages fällig und durch diesen bestimmt. Sie findet keine Berücksichtigung bei der Berechnung des Kostenöls. Hinsichtlich der Royalties wird im Gesetz kein genauer Satz festgelegt, jedoch sind auch diese bei der Berechnung des Kostenöls nicht mit zu berücksichtigen. Sofern das entsprechende Projekt Onshore betrieben wird, sind die beteiligten Ölgesellschaften zudem verpflichtet, dem Landeigentümer einen Betrag in Höhe von 1 % des Werts des geförderten Öls zu zahlen. Die bei Lizenzen zu zahlenden Sonderabgaben werden bei PSVs nicht erhoben.[1410] Die Royaltysätze sollen bei den PSVs durch das Ministerium für Bergbau und Energie im Rahmen der Ausschreibung festgelegt werden.[1411]
Neben den speziell für den Öl- und Gassektor gültigen Steuern und Abgaben sind in Brasilien tätige Ölgesellschaften zur Zahlung der Körperschaftsteuer (Corporate Income Tax, CIT) verpflichtet. Diese beträgt 24 bis 34 %[1412] auf die Gewinne. Hinsichtlich der CIT ist die Verrechnung von Erträgen und Kosten aus verschiedenen Projekten, das sogenannte Ring Fencing, möglich. Darüber hinaus besteht bei der Berechnung der Steuerschuld die Möglichkeit, Verluste in die Zukunft vorzutragen.[1413]

6.2.4.3 Gegenwart der Ölindustrie in Brasilien

Im Jahr nach der ersten Lizensierungsrunde (2000) betrug die Fördermenge (einschließlich Kondensaten) Brasiliens gemäß Daten der ANP durchschnittlich ca. 1,2 mb/d (vgl. Abbildung 6.100) und die offiziellen Reserven beliefen sich auf 8,5 Mrd. Barrel[1414]. Bis zum damaligen Zeitpunkt war die Ölförderung aufgrund des staatlichen Monopols ausschließlich durch Petrobras betrieben worden. Durch die Öffnung des Ölsektors sank der Anteil der Petrobras an der Fördermenge in Brasilien auf ca. 90 % im Jahr 2014.
Wie in Abbildung 6.100 zu sehen, stieg die Fördermenge des Landes seit der Öffnung des Ölmarktes kontinuierlich an und belief sich im Jahr 2014 auf ca. 2,25 mb/d.

[1408] Vgl. Baker & McKenzie (2012), S. 29 und EY (2014), S. 65.
[1409] Vgl. Gesetz Nr. 9478 (1997), Art. 51f.
[1410] Vgl. Gesetz Nr. 12351 (2010), Art. 42-44.
[1411] Vgl. EY (2014), S. 65.
[1412] 15 % Basissteuersatz + 10 % wenn die Gewinne 240.000 Real übersteigen + 9 % Sozialbeiträge.
[1413] Vgl. EY (2014), S. 60f.
[1414] Vgl. BP (2014).

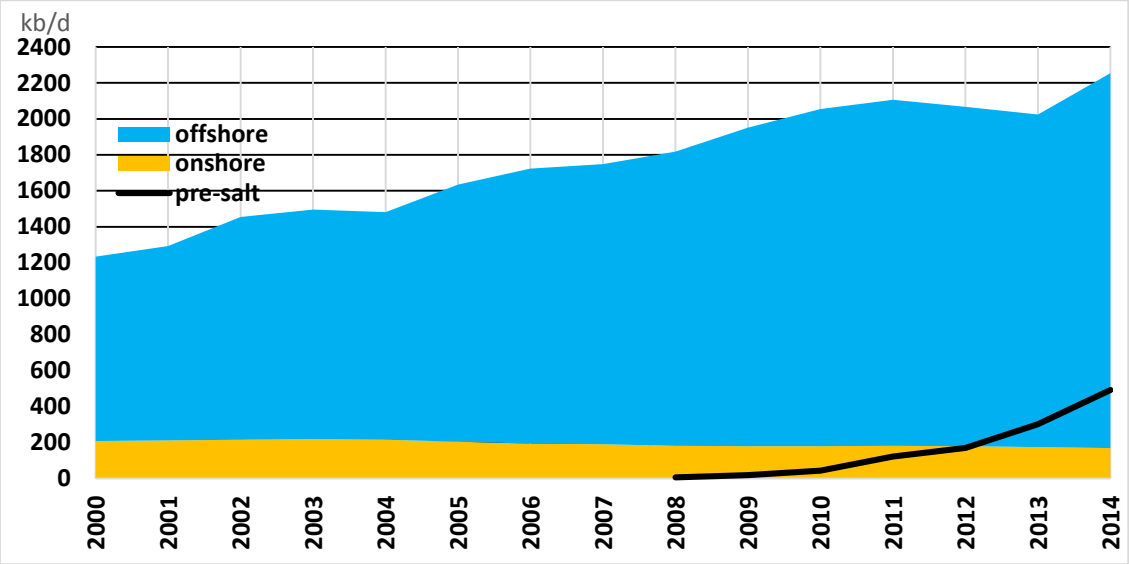


Abbildung 6.100: Ölfördermenge in Brasilien

Datenquellen: Agência Nacional do Petróleo (2014) und Petrobras (o. J.).

Während die Fördermenge aus Onshore-Lagerstätten auf zuletzt ca. 170.000 b/d im Jahr 2014 sank, hat sich die Offshore-Fördermenge seit dem Jahr 2000, auf zuletzt ca. 2,1 mb/d im Jahr 2014, mehr als verdoppelt.

Durch die Öffnung des brasilianischen Ölsektors tragen seit 2003 auch nicht von der Petrobras betriebene Projekte zum Wachstum der Fördermenge des Landes bei. So stieg die Fördermenge aus den nicht von der Petrobras betriebenen Projekten auf ca. 200.000 b/d im Jahr 2014.[1415]

Die Förderung aus Pre-Salt-Lagerstätten, die sich ausschließlich in den Offshore-Gebieten Campos und Santos befinden, setzte 2008 ein und stieg, wie in Abbildung 6.100 zu sehen, insbesondere in den Jahren 2013 und 2014 deutlich an und betrug im Jahr 2014 bereits ca. 490.000 b/d. Das Wachstum der brasilianischen Fördermenge in der jüngeren Vergangenheit lässt sich somit nahezu ausschließlich auf Pre-Salt-Projekte zurückführen.

6.2.4.4 Ermittlung der brasilianischen Kostenkurven für 2014

Gemäß zweier Schätzungen zur brasilianischen Fördermenge sollte sich diese im Jahr 2014 auf ca. 2,3 mb/d belaufen haben.[1416] Die Petrobras, welche zuletzt mit ca. 90 % zur brasilianischen Fördermenge beitrug, bezifferte ihre Fördermenge in Brasilien – einschließlich Erdgas, NGL und Kondensaten – im Jahr 2013 auf ca. 0,3 mb/d Onshore, ca. 0,22 mb/d in Flachwassergebieten, ca. 1,23 mb/d in Tiefwassergebieten und ca.

[1415] Fördermenge aus nicht von der Petrobras betriebenen Feldern berechnet basierend aus Daten zu Fördermengen der Petrobras und der ANP. Weiter steigende Tendenz gefolgert aus: Blount (2014).

[1416] Gemäß ANP (2015) belief sich die Fördermenge in 2014 auf 822,93 Mio. Barrel bzw. ca. 2,25 mb/d während die IEA (2015), S. 59 die Fördermenge in 2014 auf 2,35 mb/d schätzt.

0,57 mb/d in Ultra-Tiefwassergebieten. Die Pre-Salt-Fördermenge bezifferte Petrobras auf ca. 0,25 mb/d im Jahr 2013.[1417]

Gegenüber 2013 stieg die Fördermenge des Landes (sowohl der Petrobras als auch anderer Bertreibergesellschaften) gemäß ANP (2015) um ca. 0,2 mb/d an.

Basierend auf den Fördermengendaten der Petrobras für 2013 (für 2014 liegen bisher keine Zahlen vor), wird für das Jahr 2014 die folgende Verteilung der Fördermenge angenommen:

- 0,2 mb/d aus Onshore-Projekten,
- 0,2 mb/d aus Flachwasser-Projekten,
- 1,3 mb/d aus Tiefwasser-Projekten,
- 0,6 mb/d aus Ultra-Tiefwasser-Projekten,
- davon 0,5 mb/d aus Pre-Salt-Lagerstätten.

Gemäß IEA (2013) betragen die Förderkosten bei Pre-Salt-Projekten 15 bis 20 US-$ je Barrel.[1418] Unter Verwendung des UOCI als Maß für die Entwicklung der Förderkosten, der im Jahr 2014 gegenüber den Jahren 2012/13 um 3,8 % höher ausfiel, würden sich Förderkosten von 15,57 bis 20,76 US-$ je Barrel bei Pre-Salt-Projekten im Jahr 2014 ergeben.

Für die Pre-Salt-Fördermenge wird, basierend auf der Anzahl im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Projekte (drei in Tiefwasser-Gebieten, sechs in Ultra-Tiefwasser-Gebieten) angenommen, dass 0,15 mb/d aus Tiefwasser- und 0,35 mb/d aus Ultra-Tiefwassergebieten stammen. Bei einem der Pre-Salt-Projekte, dem Angra do Reis-Projekt, werden bereits EOR-Methoden (CO_2-Re-Injektion) angewandt.[1419] Für dieses Projekt wird eine Fördermenge von 50.000 b/d und Förderkosten von 20 bis 28 US-$ je Barrel angenommen.

In der jüngeren Vergangenheit sind die durchschnittlichen Förderkosten der Petrobras von 13,75 US-$ je Barrel 2012 auf 15,26 US-$ je Barrel 2013 und zuletzt 16,89 US-$ je Barrel 2014 deutlich angestiegen.[1420] Demnach stiegen die Förderkosten der Petrobras in den vergangenen beiden Jahren um 10,9 % und 10,7 % gegenüber dem jeweiligen Vorjahr. Der Anstieg der Förderkosten in der jüngeren Vergangenheit lässt sich hauptsächlich auf den gestiegenen Anteil der Pre-Salt-Förderung zurückführen.

Unter Berücksichtigung der von der Petrobras ausgewiesenen, durchschnittlichen Förderkosten im Jahr 2014 und den durchschnittlichen Förderkosten der Pre-Salt-Projekte ergeben sich für die sonstigen Ölprojekte des Landes durchschnittliche Förderkosten von 16,37 US-$ je Barrel. Unterstellt man für diese, aufgrund der unterschiedlichen Lagerstätteneigenschaften und Förderphasen, eine Abweichung von ±50 % ergibt sich eine Bandbreite von 8,19 bis 24,56 US-$ je Barrel.

Die Erschließungskosten (Kapitalkosten) von Pre-Salt-Projekten schätzt die IEA (2013) auf 45.000 bis 55.000 US-$ je Barrel an täglicher Förderkapazität.[1421]

[1417] Vgl. Petrobras (2014b), S. 22.
[1418] Vgl. IEA (2013), S. 366.
[1419] Vgl. Hayashi (2015).
[1420] Vgl. Petrobras (2015a), S. 86.
[1421] Vgl. IEA (2013), S. 366.

Da der natürliche Fördermengenrückgang bei Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasser-Projekten mit durchschnittlich ca. 12,5 % sehr hoch ausfällt, steht ein Barrel an Förderkapazität im Vergleich zu Onshore- und Flachwasserfeldern für eine deutlich geringere Dauer von nur ca. zehn Jahren zur Verfügung.[1422] Unter dieser Annahme ergeben sich Erschließungskosten von 12,33 bis 15,07 US-$ je Barrel. Unter Berücksichtigung einer fünf bis sieben-jährigen Erschließungsphase und einer Diskontrate von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von ca. 16,56 bis 22,47 US-$ je Barrel. Bei einem Verhältnis der Explorations- zu den Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 3,33 bis 4,07 US-$ je Barrel. Bei einer angenommenen fünfjährigen Explorationsphase und einem Diskontfaktor von 10 % belaufen sich die aufgezinsten Explorationskosten auf 7,20 bis 10,65 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich, basierend auf den Schätzungen der IEA (2013) ermittelte, aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 23,76 bis 33,12 US-$ je Barrel und Vollkosten von 38,76 bis 53,12 US-$ je Barrel.
Unter der Annahme, dass die Explorations- und Erschließungskosten bei Ultra-Tiefwasser-Projekten analog zu den Bohrlochkosten um ca. 50 % höher ausfallen, würden diese bei Pre-Salt-Projekten 35,64 bis 49,68 US-$ je Barrel betragen und sich Vollkosten von 53,76 bis 69,68 US-$ je Barrel ergeben.
Bei einer Anwendung von EOR-Methoden zur Förderung der Vorkommen würden sich die Förderkosten gemäß der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme auf 20 bis 28 US-$ je Barrel belaufen, so dass sich Vollkosten von 43,76 bis 61,12 US-$ je Barrel bei Tiefwasser-Pre-Salt-Projekten und 55,64 bis 77,68 US-$ je Barrel bei Ultra-Tiefwasser-Pre-Salt-Projekten ergeben würden.
Moreira et al. (2014) wiederum schätzen die Vollkosten bei Pre-Salt-Vorkommen auf 41 bis 49 US-$ je Barrel in Abhängigkeit davon, ob auch EOR-Methoden Anwendung finden.[1423] Petrobras selbst schätzte den notwendigen Ölpreis zur Deckung aller Kosten (Breakeven) bei Pre-Salt-Projekten aus dem Santos-Becken zuletzt auf 54 US-$ je Barrel.[1424]
Zu zwei konventionellen Tiefwasser-Offshore-Lagerstätten in Wassertiefen von ca. 1.100 bis 1.200 Metern liegen sowohl Informationen zu den Ölvorkommen als auch zu den Erschließungskosten vor. Aus dem von Chevron betriebenen Frade-Feld im Campos Becken wird seit dem Juni 2009 Öl gefördert. Die Erschließungskosten des Feldes, mit geschätzten Ölreserven in Höhe von bis zu 300 Mio. Barrel, beliefen sich auf 2,8 bis 3 Mrd. US-$, so dass sich Erschließungskosten von 9,33 bis 10,00 US-$ je Barrel ergeben.[1425] Der UCCI als Maß für die Erschließungskosten stieg zwischen 2009 und 2014 um 13,25 % an. Extrapoliert man nun die Erschließungskosten mittels des UCCI in das Jahr 2014, belaufen sich diese auf 12,36 bis 13,25 US-$ je Barrel. Das von Petrobras

[1422] Unter der Annahme eines Plateaus von drei Jahren und einem anschließenden natürlichen Fördermengenrückgang von 12,5 % ergibt sich bei einer unterstellten Förderphase von 30 Jahren ein Multiplikator von 9,8. Dies bedeutet, dass ein Barrel an Förderkapazität für ca. 9,8 Jahre zur Verfügung steht.
[1423] Vgl. Moreira et al. (2014), S. 10.
[1424] Vgl. Petrobras (2015b), S. 13.
[1425] Vgl. Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.).

betriebene Papa-Terra-Feld im Campos Becken erreichte die Förderphase 2013. Die Erschließungskosten des Feldes, mit Ölreserven von ca. 380 Mio. Barrel, beliefen sich auf 5,2 Mrd. US-$,[1426] so dass sich Erschließungskosten von 13,68 US-$ je Barrel ergeben.
Somit beliefen sich die Erschließungskosten dieser Tiefwasser-Felder auf 12,36 bis 13,68 US-$ je Barrel.
Unter den üblichen Annahmen hinsichtlich der Dauer der Erschließungsphase und des Diskontfaktors ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 16,60 bis 20,40 US-$ je Barrel. Die Explorationskosten belaufen sich unter der Annahme eines Kostenverhältnisses von 0,27:1 auf 3,34 bis 3,69 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünfjährigen Explorationsphase ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 7,22 bis 9,66 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 23,82 bis 30,06 US-$ je Barrel.
Unter der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Explorations- und Erschließungskosten bei Ultra-Tiefwasser-Projekten um 50 % höher ausfallen, ergeben sich für diese aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 35,73 bis 45,09 US-$ je Barrel.
Basierend auf der in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten (und damit auch die Explorations- und Erschließungskosten) bei Flachwasserprojekten um 50 % geringer im Vergleich zu Tiefwasserprojekten ausfallen, würden sich für die Flachwasserprojekte des Landes Explorations- und Erschließungskosten von 11,91 bis 15,03 US-$ je Barrel ergeben.
Bei Onshore-Projekten sind die Bohrkosten im Vergleich zu Flachwasserprojekten um 60 % geringer und machen ein Drittel an den Gesamterschließungskosten aus. Somit ergeben sich für die Onshore-Felder des Landes aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 3,57 bis 4,51 US-$ je Barrel.
Von den fiskalischen Elementen wird bei der Ermittlung der Angebotskurven die auf den Wert des geförderten Rohöls zu entrichtende Royalty berücksichtigt. Während für alle konventionellen Ölprojekte der Standardsatz von 10 % angenommen wird, dürfte die Formulierung „geologische Risiken“ konkret zur Folge haben, dass bei Pre-Salt-Projekten der reduzierte Royaltysatz von 5 % Anwendung findet, so dass dieser für solche Projekte in den Angebotskurven berücksichtigt wird.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.101 und 6.102 dargestellten Kostenkurven für im Jahr 2014 in der Förderphase befindliche Ölprojekte des Landes.

[1426] Vgl. Subseaiq (o. J.) und Offshore-Technology (o. J.).

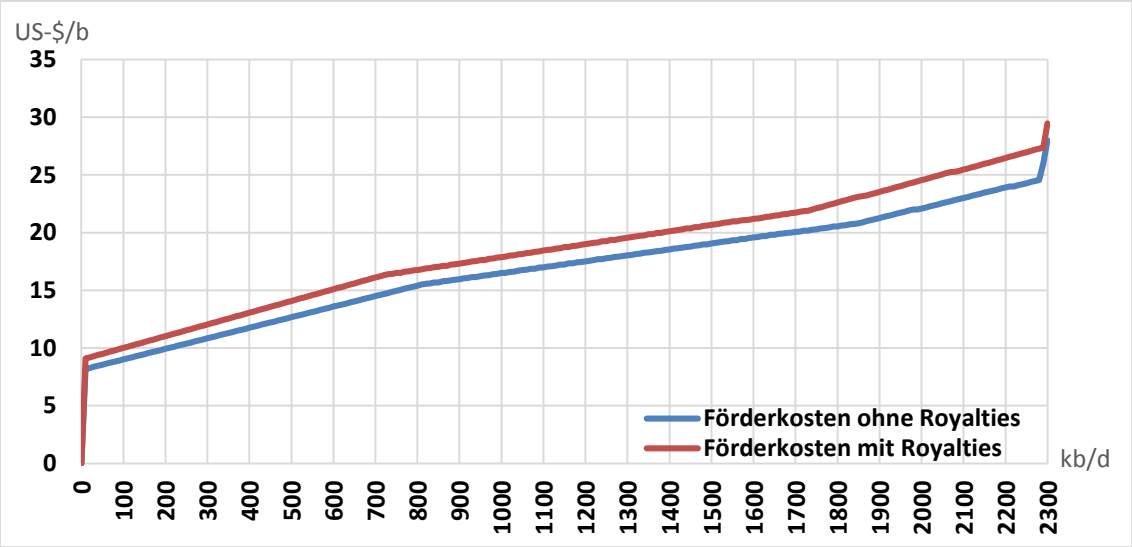


Abbildung 6.101: Kurzfristige Angebotskurven in Brasilien

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.101 zu sehen, ist die Ölförderung in Brasilien unter Berücksichtigung der in der Förderphase anfallenden Kosten – sowohl technische Kosten als auch Royalties – bei Ölpreisen ab ca. 30 US-$ je Barrel rentabel. Erst bei einem Rückgang der Ölpreise unter 30 US-$ je Barrel wäre somit mit ersten Einschränkungen der Förderung aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten zu rechnen.
Werden, wie in Abbildung 6.102 dargestellt, auch die in der Explorations- und Erschließungsphase anfallenden Kosten berücksichtigt, belaufen sich die technischen Vollkosten auf bis zu ca. 70 US-$ je Barrel. Finden auch die Royalties Berücksichtigung, steigen die Kosten auf bis zu ca. 77 US-$ je Barrel an.

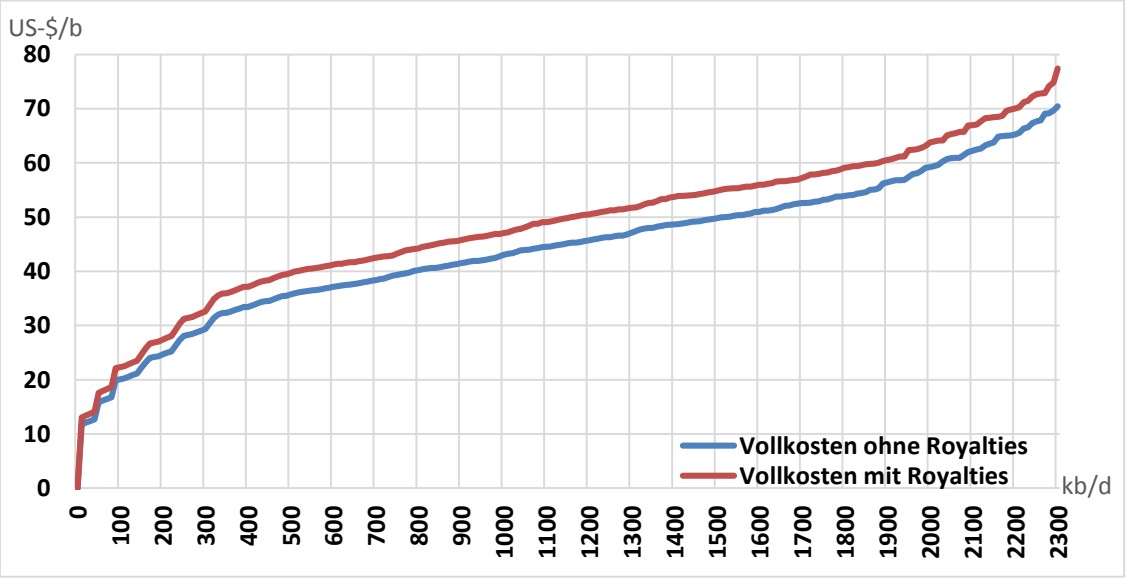


Abbildung 6.102: Brasilianische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

6.2.4.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Schätzungen zu den Reserven des Landes, einschließlich Ultra-Deepwater-Vorkommen, aber ohne Berücksichtigung von Pre-Salt- und Tight-Oil-Vorkommen, belaufen sich auf ca. 13 bis 16 Mrd. Barrel (BP: 16,2 Mrd. Barrel, Petrobras: 13,5 Mrd. Barrel, EIA: 13 Mrd. Barrel, IEA: 15,3 Mrd. Barrel).[1427] Die kumulierte Fördermenge betrug bis Ende 2013 ca. 14,9 Mrd. Barrel. Die internationale Energieagentur schätzt darüber hinaus die technisch förderbaren Tight-Oil-Ressourcen des Landes auf ca. 5,4 Mrd. Barrel.[1428] Die kumulierte Fördermenge des Landes belief sich gemäß BGR (2014) bis einschließlich 2013 auf ca. 14,9 Mrd. Barrel.[1429] Rechnet man die Fördermenge von ca. 840 Mio. Barrel im Jahr 2014 hinzu, belief sich die kumulierte Fördermenge bis einschließlich 2014 auf ca. 15,7 Mrd. Barrel.

Schätzungen zu den Vorkommen der Pre-Salt-Lagerstätten variieren gemäß Moreira et al. (2014) zwischen 14 und 90 Mrd. Barrel, wobei aktuelle Schätzungen überwiegend 40 bis 55 Mrd. Barrel aufweisen.[1430]

Das brasilianische Energieministerium strebt gemäß aktuellem Zehnjahresplan eine Ausweitung der Fördermenge des Landes auf ca. 4,1 mb/d im Jahr 2019 und ca. 4,9 mb/d bis 2023 an.[1431] Wie in Tabelle 6.44 zu sehen, sollte das Wachstum der Fördermenge aus Ultra-Tiefwasser-Projekten und Pre-Salt-Projekten stammen, wohingegen für Onshore-, Seichtwasser- und Tiefwasserprojekte maximal eine Aufrechterhaltung der bisherigen Fördermenge prognostiziert wird.

Tabelle 6.44: Fördermengenprognosen des brasilianischen Energieministeriums

Projektart	Fördermenge 2019 (mb/d)	Fördermenge 2023 (mb/d)
Onshore	0,2	0,24
Seichtwasser	0,39	0,26
Tiefwasser	0,46	0,48
Ultra-Tiefwasser	3,06	3,91
Davon Pre-Salt	2,16	3,31
Gesamt	4,11	4,89

Datenquelle: Ministério de Minas e Energia (2014), S. 225, 229.

Der auf den Zeitraum bis 2030 angelegte, 2014 veröffentlichte, langfristige Strategieplan der Petrobras sah eine Ausweitung der Fördermenge des Unternehmens in Brasilien auf 4,2 mb/d im Jahr 2020 und eine durchschnittliche Fördermenge von 3,7 mb/d von 2020

[1427] Vgl. BP (2015) und EIA (2013, BRA) und Petrobras (2014) und IEA (2013), S. 364.
[1428] Eigene Berechnung basierend auf 14,1 Mrd. Barrel kumulierter Förderung Ende 2012 (IEA, 2013) plus Fördermenge im Jahr 2013 von ca. 800 Mio. Barrel.
[1429] Vgl. BGR (2014), S. 73.
[1430] Vgl. Moreira et al. (2014), S. 8 und EIA (2013, BRA) und PWC (2013), "The Brazilian Oil & Gas Industry", S. 1.
[1431] Vgl. Ministério de Minas e Energia (2014), S. 220.

bis 2030 vor. Für die Gesamtfördermenge des Landes, einschließlich von anderen Ölgesellschaften betriebener Projekte, prognostizierte Petrobras einen Anstieg auf ca. 5,1 mb/d bis 2020 und für den Zeitraum von 2020 bis 2030 von durchschnittlich 5,2 mb/d.[1432]

Vor dem Hintergrund der seit der zweiten Jahreshälfte 2014 erheblich gesunkenen Ölpreise passte Petrobras im Sommer 2015 seinen Strategieplan an die neue Marktlage an. So wurden im Rahmen des Kurzfristplans für den Zeitraum von 2015 bis 2019 die beabsichtigten Investitionen im Upstream-Bereich (Exploration/Erschließung und Förderung) gegenüber dem Vorjahresplan um ca. 30 % von 153,9 auf 108,6 Mrd. US-$ gekürzt.[1433]

Damit einhergehend wurde auch der beabsichtigte Förderstart einiger Tiefwasser- und Ultratiefwasser-Projekte (konventionell und pre-salt) in die Zukunft verschoben und die beabsichtigte Fördermenge bis 2020 um 1,4 mb/d auf 2,8 mb/d gesenkt. Von den 2,8 mb/d soll jeweils die Hälfte aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten und neuen Tiefwasser- und Ultratiefwasser-Projekten (konventionell und pre-salt) stammen.[1434]

Für das Jahr 2019 würde die Fördermenge der Petrobras demnach etwa 2,7 mb/d betragen, von denen 1,5 mb/d aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten stammen und ca. 1,2 mb/d aus neuen Projekten generiert werden soll. Insgesamt reduzierte Petrobras die prognostizierte Fördermenge aus neuen Projekten somit um ca. die Hälfte.

Moreira et al. (2014) waren bereits 2014 weniger optimistisch für die brasilianische Fördermengenentwicklung und gingen von einem Anstieg auf 4 mb/d erst im Jahr 2035, das sie als Jahr des Fördermengenpeaks ausmachten, aus. Das deutlich spätere Erreichen des Fördermengenpeaks begründeten die Autoren mit der langen Erschließungsphase bei Offshore-Projekten.[1435]

Berücksichtigt man den in Abschnitt 3.1.3 erörterten, natürlichen Fördermengenrückgang nach Erreichen des Peak von 5 % bei Onshore-Projekten, 7,5 % in flachen Gewässern und 12,5 % in tiefen Gewässern, würde die Fördermenge Brasiliens ohne die einsetzende Förderung aus neuen Projekten bis 2019 auf 1,25 mb/d (0,15 mb/d Onshore, 0,15 mb/d Flachwasser, 0,65 mb/d Tiefwasser, 0,30 mb/d Ultra-Tiefwasser) sinken.

Von den noch in der Planungs- oder Erschließungsphase befindlichen Projekten der Petrobras befinden sich ca. 90 % in ultratiefen Gewässern und ca. 10 % in tiefen Gewässern. Ca. 75 % der Projekte umfassen wiederum Pre-Salt-Lagerstätten.[1436]

Für nicht selbst betriebene Projekte prognostizierte Petrobras einen Anstieg der Fördermenge von bisher ca. 0,2 auf ca. 1,5 mb/d zwischen 2020 und 2030 (eigene Fördermenge 3,7 mb/d, Gesamtfördermenge Brasiliens 5,2 mb/d).[1437]

Nimmt man nun an, dass auch die Fördermenge anderer Projektbetreiber, analog zur Petrobras, nur halb so stark verglichen mit den ursprünglichen Prognosen ansteigt, würden

---

[1432] Vgl. Petrobras (2014), S. 8 und 9.
[1433] Vgl. Petrobras (2015), S. 8 und Petrobras (2014a), S. 3
[1434] Vgl. Petrobras (2015), S. 13f.
[1435] Vgl. Moreira et al. (2014), S. 8.
[1436] Vgl. Petrobras (2015), S. 14 und Petrobras (2014), S. 16f.
[1437] Vgl. Petrobras (2014), S. 9

deren neue Projekte mit ca. 0,7 mb/d zusätzlich zur brasilianischen Fördermenge beitragen. Basierend auf den Fördermengenprognosen des Energieministeriums für das Jahr 2019, die einen Anstieg der Fördermenge aus Feldern in seichten Gewässern und eine Aufrechterhaltung der Onshore-Fördermenge beinhalten, wird die Annahme getroffen, dass von den 0,7 mb/d ca. 0,05 mb/d auf Onshore-Projekte und ca. 0,15 mb/d auf Flachwasserprojekte entfallen. Die verbleibenden 0,5 mb/d setzen sich aus ca. 0,1 mb/d in tiefen Gewässern und 0,4 mb/d aus ultra-tiefen Gewässern zusammen. Auch hier wird die Annahme getroffen, dass 75 % aus Pre-Salt-Lagerstätten stammen.

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2019 eine brasilianische Fördermenge von 3,15 mb/d (0,2 mb/d Onshore, 0,3 mb/d Seichtwasser, 0,85 mb/d Tiefwasser und 1,8 mb/d Ultra-Tiefwasser). Pre-Salt-Lagerstätten tragen zu dieser mit ca. 1,5 mb/d bei.

Für den Zeitraum bis 2023 prognostiziert das Energieministerium, wie in Tabelle 6.44 zu sehen, einen Anstieg der Fördermenge um ca. 0,8 mb/d gegenüber dem Jahr 2019. Der Anstieg soll sich aus einem minimalen Anstieg der Onshore-Fördermenge, einem deutlichen Rückgang der Fördermenge aus flachen Gewässern, einer Aufrechterhaltung der Fördermenge aus tiefen Gewässern und einem deutlichen Anstieg der Fördermenge aus ultra-tiefen Gewässern zusammensetzen.

Der Großteil der aktuell aufgrund des niedrigen Ölpreises verschobenen Projekte sollte, sofern es zu einer Erschließung kommt, zwischen 2020 und 2024 die Förderphase erreichen. Vor den Prognosesenkungen erwartete Petrobras noch eine Fördermenge von durchschnittlich 5,2 mb/d in den 2020er Jahren. Die Prognose des brasilianischen Energieministeriums betrug für das Jahr 2023 zuletzt ca. 4,9 mb/d.

Die für 2019 prognostizierte Fördermenge fällt mit 3,15 mb/d um ca. 0,95 mb/d (ca. 25 %) geringer im Vergleich zur Prognose des Energieministeriums aus. Für das Jahr 2024 soll nun die Annahme getroffen werden, dass die brasilianische Fördermenge ebenfalls um ca. 25 % geringer im Vergleich zur Prognose des Energieministeriums (ca. 4,9 mb/d in 2023) und der ursprünglichen Prognose der Petrobras (ursprünglich 5,2 mb/d für die 2020er Jahre) ausfällt. Unter dieser Annahme würde sich für 2024 eine Fördermenge von ca. 3,75 mb/d ergeben.

Unter den üblichen Annahme zum natürlichen Fördermengenrückgang würde die Fördermenge aus den im Jahr 2019 in der Förderphase befindlichen Projekten bis zum Jahr 2024 auf insgesamt 1,7 mb/d (0,15 mb/d Onshore, 0,20 mb/d aus flachen Gewässern, 0,45 mb/d aus tiefen Gewässern und 0,90 mb/d) sinken.

Unter Berücksichtigung des natürlichen Fördermengenrückgangs der im Jahr 2019 in der Förderphase befindlichen Projekte und der Prognosen des Energieministeriums wird die Annahme getroffen, dass die zusätzliche Fördermenge von insgesamt ca. 2,05 mb/d aus neuen Projekten sich zusammensetzt aus:

- 0,05 mb/d Onshore,
- 0,05 mb/d seichten Gewässern,
- 0,1 mb/d tiefen Gewässern und
- 1,85 mb/d ultra-tiefen Gewässern.

Die Fördermenge des Landes setzt sich somit aus 0,2 mb/d Onshore, 0,25 mb/d aus flachen Gewässern, 0,55 mb/d aus tiefen Gewässern und 2,75 mb/d aus ultra-tiefen Gewässern zusammen. Von der zusätzlichen Fördermenge der tiefen und ultra-tiefen Lagerstätten stammen 1,75 mb/d aus Pre-Salt-Lagerstätten.
Der Anteil der Pre-Salt Fördermenge an der Fördermenge aus tiefen und ultra-tiefen Gewässern sollte somit im Jahr 2024 ca. 75 % bzw. 2,5 mb/d (0,35 mb/d in tiefen und 2,15 mb/d aus ultra-tiefen Gewässern) betragen, so dass die zusätzliche Fördermenge aus diesen Feldern nahezu ausschließlich aus Pre-Salt-Projekten stammt.
Für die realen Förderkosten in den Jahren 2019 und 2024 wird angenommen, dass diese sich bei den jeweiligen Projektarten nicht gegenüber dem Jahr 2014 ändern. Auch bei den Royalties wird von einer bis dahin konstanten Rate ausgegangen.
Für neue Onshore-Projekte und solche in seichten Gewässern die sich im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befanden, wird angenommen, dass die Explorations- und Erschließungskosten den für die bereits in der Förderphase befindlichen Projekte ermittelten, maximalen Kosten entsprechen, da die ergiebigsten Lagerstätten somit bereits erschlossen sein sollten.
Die Entdeckung der Pre-Salt-Lagerstätten ereignete sich innerhalb weniger Jahre und die noch zu erschließenden Lagerstätten befinden sich in ähnlichen Wassertiefen wie bereits erschlossene. Die Reihenfolge der Explorationen und folglich auch Erschließungen der Lagerstätten hing hauptsächlich davon ab, wann die Explorationslizenzen für die verschiedenen Blöcke vergeben wurden. Daher wird für neue Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasser-Projekte angenommen, dass deren Explorations- und Erschließungskosten denen der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte entsprechen. Unter den getroffenen Annahmen hinsichtlich Kosten und Fördermenge ergeben sich die in Abbildung 6.103 dargestellten Vollkostenkurven für Brasilien.

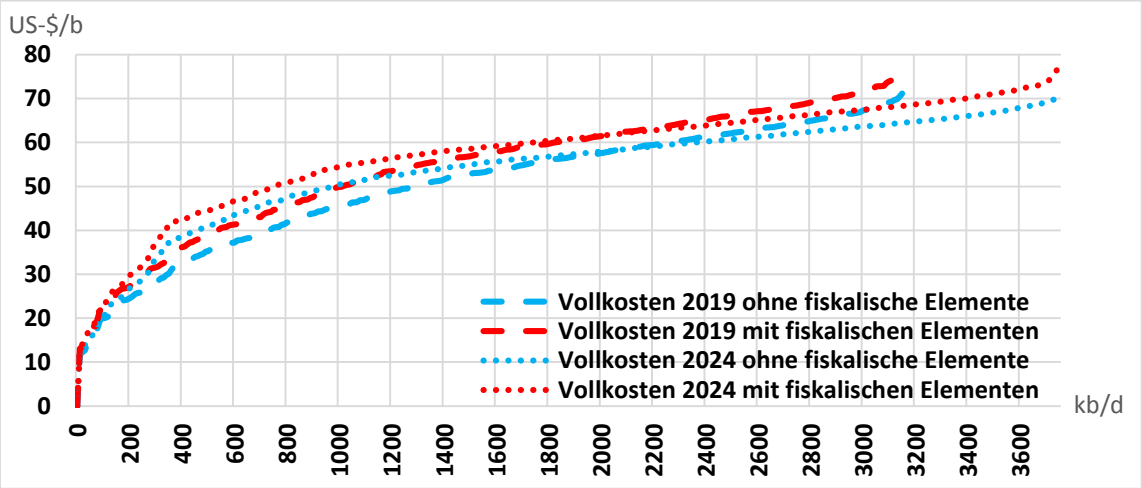


Abbildung 6.103: Brasilianische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 3,15 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 3,75 mb/d ansteigen. Die durchschnittlichen Vollkosten steigen gegenüber dem Jahr 2014 an, da Tiefwasser- und Ultra-Tiefwasserprojekte stärker zur Fördermenge des Landes beitragen.
Die Entscheidungssituation, vor der Ölproduzenten in Brasilien stehen, ist in den langfristigen Angebotskurven (Abbildung 6.104) dargestellt.

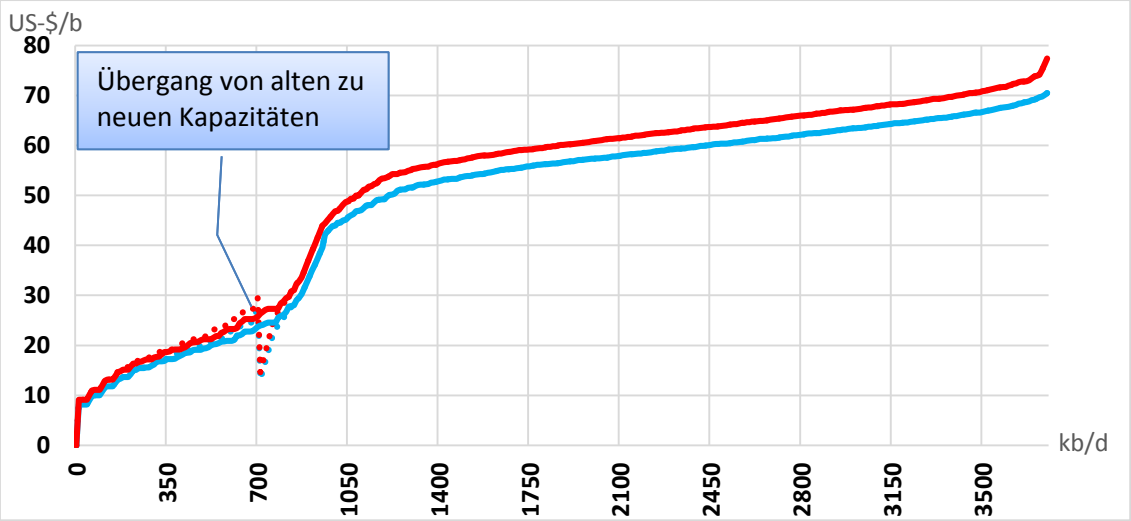


Abbildung 6.104: Langfristige Angebotskurven in Brasilien

Eigene Darstellung

Demnach würden von der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge noch ca. 0,7 mb/d aus Projekten stammen, aus denen bereits im Jahr 2014 Öl gefördert wurde. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf bis zu ca. 30 US-$ je Barrel.
Neue Projekte würden gemäß der ermittelten Angebotskurven im Jahr 2024 mit ca. 3,05 mb/d zur brasilianischen Fördermenge beitragen. Die technischen Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 13 bis 70 US-$ je Barrel. Über 2,5 mb/d der zusätzlichen Fördermenge stammen jedoch aus Projekten, deren technische Grenzkosten über 50 US-$ je Barrel betragen. Werden auch, sich auf die Grenzkosten auswirkende, fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen die Grenzkosten der neuen Projekte auf bis zu ca. 77 US-$ je Barrel. Sollte der Ölpreis entsprechend über einen längeren Zeitraum unter 50 US-$ notieren, und in Folge dessen auch die Erwartungen der Ölindustrie zum zukünftigen Ölpreis sinken, ist es wahrscheinlich, dass einige der Lagerstätten mit hohen Grenzkosten erst sehr viel später erschlossen werden oder auf eine Erschließung vorerst ganz verzichtet wird. In dem Fall wäre sogar ein Rückgang der Fördermenge gegenüber dem Jahr 2014 möglich.

6.2.5 Großbritannien

Der europäische Inselstaat Großbritannien stellt eine Union aus den Ländern England, Schottland, Wales und Nordirland dar. Die nachgewiesenen Ölreserven Großbritanniens betrugen gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 ca. 3 Mrd. Barrel. Die Fördermenge belief sich auf durchschnittlich ca. 0,85 mb/d im Jahr 2014.[1438]
Bis zum Ersten Weltkrieg war Großbritannien die weltweit größte Handelsnation mit Kolonien insbesondere in Afrika und Asien. Im Laufe des 20. Jahrhunderts verlor Großbritannien seinen Status als Weltmacht. So setzten sich nach dem Ende des Ersten Weltkriegs einige der unter britischer Herrschaft stehenden Länder (Dominions) für mehr Eigenständigkeit sowie einige der Kolonien für die Unabhängigkeit von Großbritannien ein. Außerdem erhielt Irland in Folge des Osteraufstandes von Dublin im April 1916 und des „Blutigen Sonntags" im Rahmen der bewaffneten Aufstände gegen die britische Herrschaft im Dezember 1921 Dominion-Status und gründete 1922 den irischen Freistaat. Damit war Irland nicht mehr Bestandteil des Vereinigten Königreichs. Die irische Insel wurde in diesem Zuge in Nordirland, das weiter dem Vereinigten Königreich angehörte, und das unabhängige Irland getrennt.[1439] Nach dem Zweiten Weltkrieg nahm der Einfluss Großbritanniens durch die Aufgabe von Kolonien und den Abzug von Truppen (bspw. vom Suez-Kanal) insbesondere Ende der 1940er bis in die 1960er Jahre weiter ab.[1440]
Die heutige Staatsform Großbritanniens ist die einer parlamentarischen Monarchie. Repräsentative Funktionen ausfüllendes Staatsoberhaupt ist Königin Elizabeth II. Die Regierung stellt seit 2014 die konservative Partei unter Führung des Premierministers David Cameron.[1441]

6.2.5.1 Geschichte der britischen Ölindustrie

Die Ölindustrie Großbritanniens wird üblicherweise auf die im britischen Teil der Nordsee betriebenen Projekte reduziert. Tatsächlich liegen die Ursprünge der britischen Ölindustrie jedoch an Land und datieren weiter zurück vielfach als angenommen. So wurde bereits vor dem 20. Jahrhundert Lampenöl aus Schiefergesteinen auf der britischen Insel gewonnen.[1442]
Die industrielle Ölsuche und Förderung in Großbritannien hat ihren Ursprung in den 1930er Jahren, als BP mit ersten Explorationen in Südengland begann. Dabei wurden jedoch nur geringe, nicht rentabel förderbare Ölvorkommen entdeckt. In der Folge weitete BP seine Suche auf weiter nördlich gelegene Regionen aus und erzielte dabei größere Erfolge. Die im Rahmen der zwischen dem Zweiten Weltkrieg und den 1960er Jahren durchgeführten Explorationen entdeckten Lagerstätten waren jedoch verhältnismäßig klein und nur unter hohen Kosten ausbeutbar, so dass sie nur rentabel betrieben werden konnten, solange Zölle auf importiertes Öl erhoben wurden. Dies war durch den Beitritt

[1438] Vgl. BP (2015), S. 6 und 8.
[1439] Vgl. Witz (1993), S. 192.
[1440] Vgl. Ebenda, S. 159-165.
[1441] Vgl. Auswärtiges Amt (2015u).
[1442] Vgl. Abdo (2010), S. 11.

zur europäischen Freihandelszone (EFTA) im Jahr 1964 jedoch nicht mehr möglich. Aufgrund dessen wurden Onshore-Explorationen für einige Jahre eingestellt.[1443]
In Folge der Entdeckung des niederländischen Groningen-Gasfelds im Jahr 1959 baten erste Ölgesellschaften 1962 um Explorationslizenzen auf dem britischen Festlandsockel (continental shelf). Zu diesem Zeitpunkt waren die Hoheitsrechte in der Nordsee zu den anderen Anrainern jedoch noch nicht geklärt, so dass vorerst keine Lizenzen vergeben werden konnten. Erst mit der Ratifizierung der Genfer Seerechtskonventionen im Mai 1964 und den Vereinbarungen mit Norwegen und Dänemark über die Aufteilung der Nordsee hinsichtlich der Exploration und Ausbeutung dortiger Rohstoffvorkommen im März 1965 war der Weg zur Vergabe von Explorations- und Förderlizenzen frei.[1444]
Zur selben Zeit wurde durch die britische Regierung mit dem „British Continental Shelf Act“ auch ein erster, sich auf die Exploration und Förderung von Offshore-Vorkommen in der Nordsee beziehender Gesetzestext eingeführt. Der britische Teil der Nordsee wurde in Blöcke von jeweils 250 km² unterteilt, für die Lizenzen mit einer Laufzeit von zunächst sechs Jahren und der Möglichkeit einer Verlängerung um 40 Jahre vergeben werden sollten. Die erste Lizensierungsrunde für Gebiete in der Britischen Nordsee fand im September 1964 statt. Dabei wurden insgesamt 53 Lizenzen für 348 Blöcke und Teilabschnitte von Blöcken vergeben.[1445]
Nachdem durch die ersten Explorationsbohrungen, die bereits wenige Monate später durchgeführt wurden, hauptsächlich Gasvorkommen entdeckt worden waren, ereignete sich der erste große Ölfund (das Forties-Feld) in der britischen Nordsee im Oktober 1970 – wenige Monate nach der Entdeckung des Ekofisk-Felds im norwegischen Teil der Nordsee. Alleine bis 1974 wurden 40 weitere Offshore-Lagerstätten entdeckt.[1446]
Die Ölfunde in der britischen Nordsee Anfang der 1970er Jahre und die erste Ölkrise 1973/74 hatten zur Folge, dass die britische Regierung den fiskalischen und rechtlichen Rahmen für die Ölindustrie in den Jahren 1974/75, einhergehend mit der einsetzenden Förderung aus den ersten Projekten in der britischen Nordsee, grundlegend reformierte. So wurde 1975 mit der British National Oil Company (BNOC) eine staatliche Ölgesellschaft gegründet, die mindestens 51 % von dem aus britischen Feldern geförderten Rohöl erhalten sollte. Das Öl konnte sie der jeweiligen Betreibergesellschaft zum aktuellen Marktpreis abkaufen. Diese Maßnahme sollte hauptsächlich dazu dienen, die Versorgungssicherheit für Großbritannien zu gewährleisten. Darüber hinaus stand es der BNOC offen, Ölprojekte selbst zu betreiben und sich dafür, auch außerhalb offizieller Vergaberunden, Lizenzen zu sichern.[1447]
Um dem britischen Staat einen angemessenen Anteil an den hohen, durch Ölprojekte erwirtschafteten, Gewinnen (aufgrund des starken Ölpreisanstiegs) zu sichern, wurde das

[1443] Vgl. Bamberg (2000), S. 195f.
[1444] Vgl. Bamberg (2000), S. 199 und Abdo (2010), S. 12.
[1445] Vgl. Bamberg (2000), S. 199 und UK Oil and Gas Authority (2015c).
[1446] Vgl. Bamberg (2000), S. 200-203 und Abdo (2010), S. 12f.
[1447] Vgl. Abdo (2010), S. 13f.

Fiskalsystem durch die Verabschiedung des „Oil Taxation Act of 1975“ grundlegend reformiert. Dazu wurde, neben der bereits seit 1964 existierenden Royalty in Höhe von 12,5 % auf den Wert des geförderten Rohöls, die Petroleum Revenue Tax (PRT) eingeführt. Diese sollte zunächst 45 % auf die durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinne betragen.[1448]
Die dritte Abgabe stellte die Körperschaftsteuer (Corporation Tax, CT) in Höhe von 52 % auf die in Großbritannien erwirtschafteten Gewinne dar. Hinsichtlich der CT wurde zudem ein ring-fencing eingeführt, das eine Verrechnung von im Ausland erzielten Verlusten mit Gewinnen aus Ölprojekten in Großbritannien ausschloss.[1449]
Der staatliche Anteil an den Gewinnen betrug durch die drei beschriebenen fiskalischen Instrumente, gemäß Schätzungen von Cochrane und Francis (1977) zu 13 Ölprojekten, durchschnittlich ca. 77 %.[1450]
Die kommerzielle Ölförderung im britischen Teil der Nordsee setzte 1975 ein und stieg, wie in Abbildung 6.105 zu sehen, zunächst bis 1985, als die Fördermenge flüssiger Energieträger durchschnittlich knapp 2,7 mb/d betrug, stetig an.

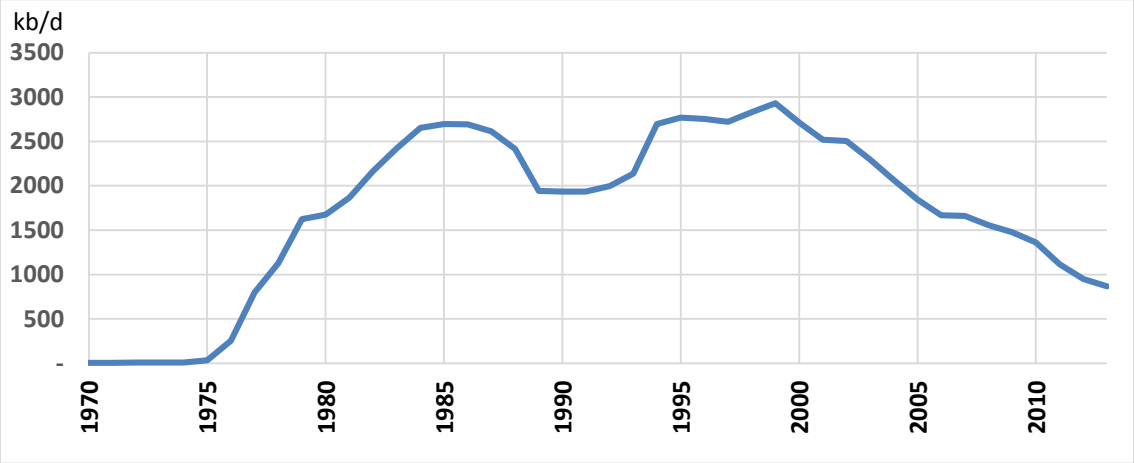


Abbildung 6.105: Förderung flüssiger Energieträger in Großbritannien

Datenquelle: BP (2014).

Die Vollkosten (Erschließungs- und Förderkosten) wurden in den ersten Jahren der Ölförderung in der britischen Nordsee auf 3 bis 9 US-$ (US-$ der damaligen Zeit) je Barrel geschätzt. Die Erschließungskosten betrugen ca. 2,5 bis 7,5 US-$ je Barrel und die Förderkosten ca. 0,5 bis 4,4 US-$ je Barrel.[1451]
In den Folgejahren wurden die fiskalischen Bedingungen schrittweise verschärft, indem unter anderem 1979 der Steuersatz der PRT angehoben und die steuerfreie Fördermenge reduziert wurde. Diese Maßnahmen steigerten den staatlichen Anteil an den Gewinnen

[1448] Vgl. Cochrane und Francis (1977), S. 51, Abdo (2010a), S. 5627 und Abdo (2010), S. 13-15.
[1449] Vgl. Cochrane und Francis (1977), S. 52 und Abdo (2010), S. 15.
[1450] Vgl. Cochrane und Francis (1977), S. 52.
[1451] Basierend auf Daten aus Cochrane und Francis (1977), S. 52 (jeweils umgerechnet von Tonnen in Barrel mit dem Umrechnungsfaktor 7,33).

auf ca. 83 %. Den Höhepunkt erreichte die Steuer- und Abgabenbelastung für in Großbritannien tätige Ölgesellschaften Ende 1982, als der Steuersatz der PRT 75 % betrug und der staatliche Anteil an den Gewinnen auf 91,6 % anstieg.[1452]
Der Ölpreisrückgang Anfang der 1980er Jahre ließ auch die Rentabilität der Ölprojekte im britischen Teil der Nordsee sinken. Vor diesem Hintergrund und der Befürchtung der britischen Regierung, dass die hohen Steuersätze zu einem Rückgang zukünftiger Explorations- und Erschließungsaktivitäten führen könnten, wurden die fiskalischen Belastungen für die Ölindustrie insbesondere ab 1983 schrittweise gesenkt. So wurden die Royalties für bestimmte Ölprojekte, insbesondere solche, bei denen die Erschließungsgenehmigung nach dem 1. April 1982 erfolgte, gestrichen und Steuergutschriften und Absetzungsmöglichkeiten von Kosten bei der PRT ausgeweitet.[1453]

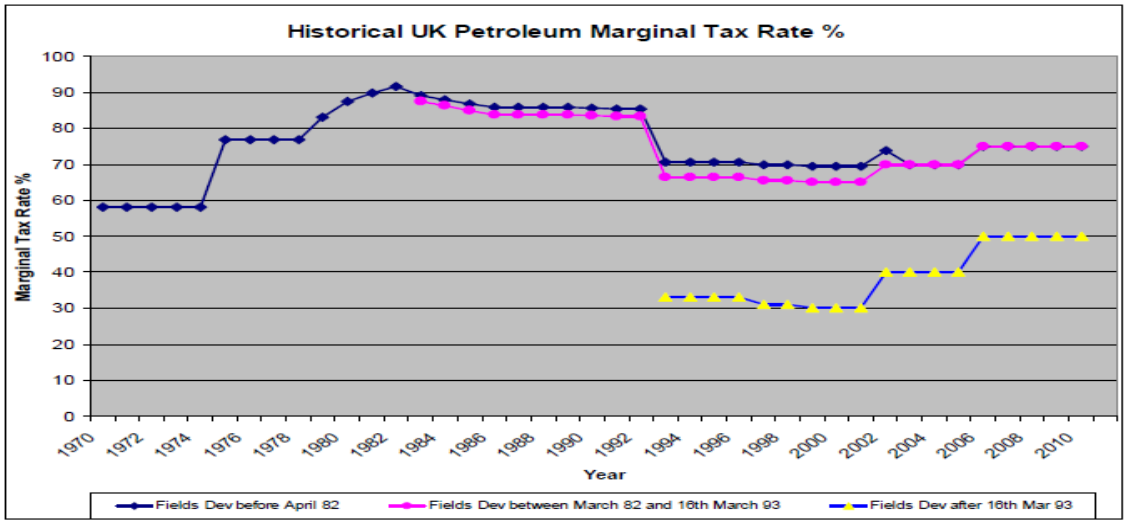


Abbildung 6.106: Grenzsteuersatz auf britische Ölprojekte

Quelle: Abdo (2010), S. 29.

Wie in Abbildung 6.106 zu sehen, sank der Grenzsteuersatz für Ölprojekte mit Erschließungsgenehmigung vor dem April 1982 im Laufe der 1980er Jahre auf ca. 85 %, während er für solche Projekte, bei denen die Genehmigung nach dem 1. April 1982 erfolgte, aufgrund der Befreiung von den Royalties um ca. 2 % geringer ausfiel.
Die britische Fördermenge stieg, wie in Abbildung 6.105 zu sehen, bis Mitte der 1980er Jahre kontinuierlich an und erreichte einen vorläufigen Höhepunkt zwischen 1984 und 1987 mit ca. 2,6 bis 2,7 mb/d.

[1452] Vgl. Abdo (2010), S. 16-19.
[1453] Vgl. Abdo (2010), S. 18-20 und Kemp (1990), S. 607.

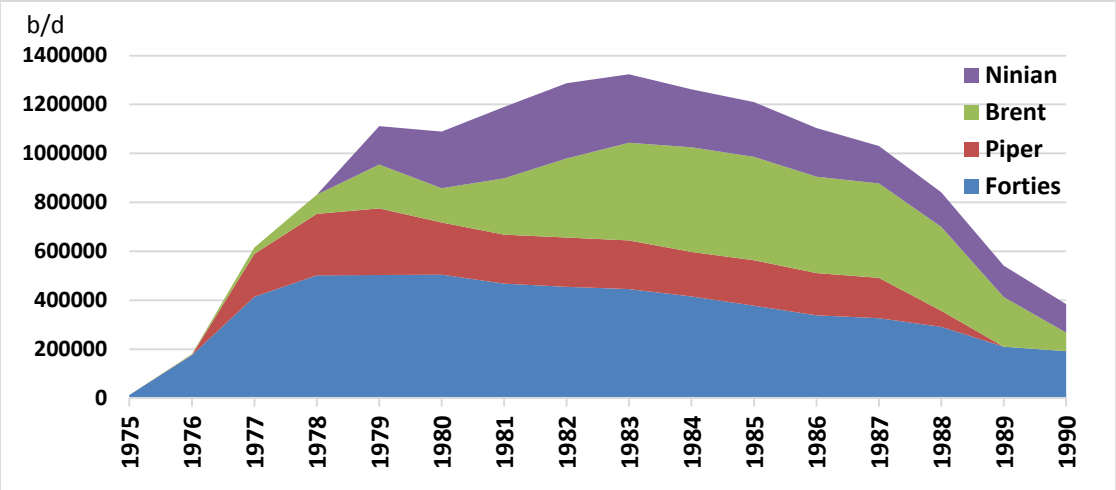


Abbildung 6.107: Fördermengen der vier größten britischen Felder

Datenquelle: DECC (2015a).

Die vier Felder Forties (ab 1975), Piper (ab 1975), Brent (ab 1976) und Ninian (ab 1978) trugen in den 1980er Jahren mit bis zu ca. 50 % zur britischen Fördermenge bei. Allerdings erreichten diese Felder, wie in Abbildung 6.107 zu sehen, ihr Fördermaximum von aggregiert ca. 1,3 mb/d bereits 1983 und wiesen anschließend eine rückläufige, aggregierte Fördermenge auf. Da auch einige weitere große Felder, aus denen seit den 1970er und frühen 1980er Jahren Öl gefördert wurde, ihr Fördermaximum bis 1987 erreichten und die Anzahl neuer, die Förderphase erreichender Felder zwischen 1986 und 1988 rückläufig war, und diese darüber hinaus geringere Ölvorkommen und auch Fördermengen aufwiesen als die zuvor erschlossenen Ölfelder, begann die britische Fördermenge ab 1988 zu sinken. Zum Rückgang der Fördermenge trug auch das Unglück auf der Ölplattform „Piper Alpha“ im Juli 1988 bei, bei dem 167 Arbeiter ums Leben kamen. In Folge des Unglücks wurde die Förderung aus dem Piper-Feld, die sich vorher noch auf ca. 150.000 b/d belaufen hatte, bis 1993 vollständig eingestellt.[1454]

Vor dem Hintergrund der nachlassenden Fördermenge und Investitionen in die Erschließung neuer Felder wurde das Fiskalsystem 1987/88 erneut reformiert. So wurden u.a. Felder, deren Erschließungsgenehmigung nach dem 31. März 1982 erfolgt war, ab dem 1. Juli 1988 von den Royalties befreit.[1455]

Die Verbesserungen der fiskalischen Bedingungen hatten zur Folge, dass die Investitionen in neue Erschließungsprojekte ab 1989 wieder anstiegen, da nun auch kleinere, marginale Felder mit vergleichsweise hohen Kosten, die bereits einige Jahre zuvor entdeckt worden waren, aber unter den bisherigen fiskalischen Bedingungen kaum rentabel gewesen wären, wirtschaftlich betrieben werden konnten.[1456]

[1454] Vgl. Hughes (1994), S. 468.
[1455] Vgl. Abdo (2010), S. 21-23 und Abdo, H. (2010a), S. 5630.
[1456] Vgl. Abdo (2010a), S. 5629f.

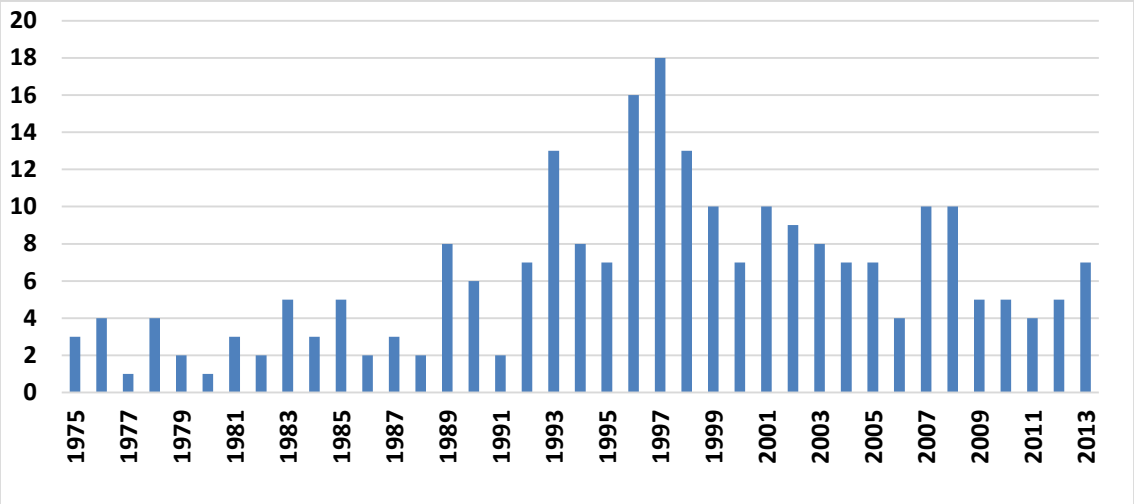


Abbildung 6.108: Anzahl an die Ölförderung in der britischen Nordsee aufnehmenden Projekten

Datenquelle: DECC (2015a).

Die Anzahl der Projekte, welche die Ölförderung aufnahmen stieg entsprechend, wie in Abbildung 6.108 zu sehen, in den Jahren 1989 und 1990 deutlich gegenüber den Vorjahren an. Der vorangegangene Rückgang der britischen Fördermenge konnte dadurch gestoppt werden, so dass diese sich in den Jahren 1989 bis 1992 bei durchschnittlich ca. 1,9 bis 2,0 mb/d stabilisierte. Gleichzeitig verdoppelten sich die Förderkosten nahezu von 2,9 US-$ im Jahr 1987 auf ca. 5,3 bis 5,5 US-$ je Barrel in den Jahren 1990 bis 1992.[1457] Dies war die Folge der rückläufigen Fördermenge aus den großen Feldern, die in der Regel geringere Förderkosten aufwiesen, und dem steigenden Anteil der Förderung aus kleineren, Feldern mit höheren Förderkosten.

1993 wurde das Fiskalsystem erneut reformiert. So wurde die PRT für Projekte, bei denen die Erschließungsgenehmigung ab dem 16. März 1993 erteilte worden war, aufgehoben. Solche Felder unterlagen nur noch der Feld-bezogenen Corporation Tax, die 33 % auf die erwirtschafteten Gewinne betragen sollte. Zudem wurden diverse Steuergutschriften[1458] bei der PRT für ältere Felder gestrichen und dafür der Steuersatz von 75 auf 50 % gesenkt.[1459]

Diese Reform hatte den, in Abbildung 6.106 dargestellten, Rückgang der Grenzsteuersätze für ältere Felder auf 65 bis 70 % zur Folge. Bei neuen Projekten betrug der Grenzsteuersatz nach den Reformen lediglich 33 %.

Die Reform von 1993 sorgte für einen erneuten Boom im britischen Ölsektor. Entsprechend wurde in den Folgejahren mit der Förderung aus deutlich mehr Feldern begonnen als noch in den 1980er Jahren. Entsprechen stieg auch die Fördermenge bis 1999 auf ihr bisheriges Allzeithoch von durchschnittlich ca. 2,9 mb/d.

[1457] Vgl. Ebenda, S. 5629.

[1458] Steuerfreie Fördermenge, Feldübergreifende Steuergutschriften für Explorationsaufwendungen, Feldübergreifende Steuergutschriften für Erschließungsaufwendungen

[1459] Vgl. Abdo (2010), S. 24f und Abdo (2010a), S. 5632.

Ende der 1990er Jahre wurde der Steuersatz der Feld-bezogenen (ring-fenced) Corporation Tax in zwei Schritten (1997 und 1999) auf 30 % gesenkt.[1460] Die wesentlichen Änderungen der fiskalischen Regelungen, die in der jüngeren Vergangenheit vorgenommen wurden und auf die im kommenden Abschnitt ausführlich eingegangen wird, da diese auch den aktuellen fiskalischen Rahmen betreffen, bestanden in:

- der Abschaffung der Royalties (2003),
- der Einführung einer Zusatzabgabe (supplementary charge) von 10 % auf die Projekt-bezogenen Gewinne (2002),
- Anhebung der Zusatzabgabe auf 20 % (2006),
- der Einführung von Feld-bezogenen Steuergutschriften für kleine und technisch herausfordernde Felder (2009).[1461]

Obwohl auch in den 2000er Jahren jährlich aus vier bis zehn Feldern die Förderung einsetzte, sank die britische Fördermenge weiter, da es sich bis auf wenige Ausnahmen (insbesondere das 2007 die Förderphase erreichende Buzzard-Feld) um kleine Felder mit entsprechend geringen Fördermengen handelte, wohingegen große und mittelgroße Felder, die in den 1980er und 1990er Jahren die Förderung aufgenommen hatten, rückläufige Fördermengen aufwiesen.[1462]

Entsprechend stiegen auch die Förderkosten in den 2000er Jahren sukzessive an und beliefen sie sich 2007 bereits auf durchschnittlich ca. 11,4 US-$ je Barrel.[1463]

6.2.5.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der britischen Ölindustrie

Rechtlicher Rahmen

Den rechtlichen Rahmen für die britische Ölindustrie liefert der Petroleum Act von 1998. Gemäß diesem liegt das Recht zur Exploration und Förderung von Ölvorkommen auf britischem Staatsgebiet beim britischen Staat,[1464] jedoch kann das zuständige Ministerium (hierbei handelt es sich um das Department of Energy & Climate Change, DECC) Explorations- und Förderlizenzen an „geeignete“ Kandidaten vergeben.[1465]

Unterschieden wird zwischen fünf Arten von Förderlizenzen:

- “Traditional” Seaward Production Licence,
- “Promote” Seaward Production Licence,
- “Six-Year Frontier” Seaward Production Licence,
- “Nine-Year Frontier” Seaward Production Licence,
- Landward Production Licence (Petroleum Exploration and Development Licence, PEDL).[1466]

Konkrete Regelungen für Offshore-Förderlizenzen sind zudem in den „The Petroleum Licensing (Production) (Seaward Areas) Regulations 2008“ enthalten. Im Rahmen dieses

[1460] Vgl. Abdo (2010), S. 25.
[1461] Vgl. Ebenda, S. 26f.
[1462] Vgl. Datenquelle: DECC (2015a).
[1463] Vgl. Abdo (2010a), S. 5629.
[1464] Vgl. Petroleum Act (1998), Art. 2.
[1465] Vgl. Ebenda, Art. 3.
[1466] Vgl. DECC (2014).

Gesetzes wird dem DECC neben der Vergabe von Lizenzen auch die Aufgabe der Regulierung und Kontrolle des Upstream-Bereichs im Öl- und Gassektor übertragen.[1467]
Die Fläche von Onshore-Blöcken beträgt 100 km² und von Offshore-Blöcken zwischen 190 km² (im Norden) und 250 km² (im Süden). Vergeben werden Lizenzen sowohl für ganze Blöcke als auch Teile von Blöcken.[1468] Grundsätzlich muss eine Ölgesellschaft in Großbritannien registriert sein um eine Lizenz erhalten zu können und damit ein geeigneter Kandidat zu sein.[1469]
Die Vergabe erfolgt üblicherweise über ein Ausschreibungsverfahren in regelmäßig – in der Regel im Zweijahres-Turnus – stattfindenden Lizensierungsrunden, in deren Rahmen jeweils mehrere Lizenzen für im Voraus determinierte Gebiete vergeben werden. Solche Lizensierungsrunden werden für Onshore- und Offshore-Gebiete separat abgehalten. In Ausnahmefällen können auf Antrag eines Unternehmens auch Lizenzen außerhalb der regelmäßigen Lizensierungsrunden vergeben werden, wobei das Vergabeverfahren dem der normalen Lizensierungsrunden entspricht.[1470] Grundsätzlich erfolgt die Vergabe von Lizenzen anhand im Voraus determinierter Kriterien. So müssen Bewerber zunächst nachweisen, dass sie die Mindestanforderungen hinsichtlich ihrer finanziellen Ausstattung und ihrem technischen Know-how erfüllen. Sofern für ein ausgeschriebenes Gebiet mehrere Bewerber die Mindestanforderungen erfüllen, werden diese anhand eines Punkte-Systems bewertet. Kriterien sind hierbei vor allem das technische Know-how, Leistungen in der Vergangenheit und das beabsichtigte Arbeitsprogramm. Bei Onshore-Lizenzen wird neuerdings auch die Eignung für die Exploration und Erschließung von Tight-Oil-Lagerstätten mit berücksichtigt.[1471]
Bei den „Promote"-Lizenzen, die sich an kleine und junge Ölgesellschaften richten, welche finanziell im Vergleich zu großen internationalen Ölgesellschaften schwächer ausgestattet sind, wird von den Bewerbern in der Lizensierungsphase kein Nachweis über die technischen und finanziellen Ressourcen gefordert. Jedoch müssen sie diese spätestens zwei Jahre nach Erhalt der Lizenz nachweisen. Auch dürfen sie keine Bohrungen vornehmen, bis sie den entsprechenden Nachweis erbracht haben.[1472]
Die Laufzeit von Offshore-Lizenzen beträgt seit der 20. Lizensierungsrunde im Jahr 2002 maximal 26 Jahre, davon acht Jahre (4 + 4 Jahre) für die Explorations- und 18 Jahre für die Förderphase. In den ersten Lizensierungsrunden von 1964 bis 1979 hatte die Laufzeit noch bis zu 46 Jahren betragen.
Bei den Frontier-Lizenzen, die seit der 22. Lizensierungsrunde im Jahr 2004 vergeben werden und die sich auf schwieriger zu erschließende Gebiete beziehen, beträgt die Ge-

[1467] Vgl. Petroleum Licensing Regulations (2008), Art. 17.
[1468] Vgl. DECC (2014), S. 4.
[1469] Vgl. Ebenda, S. 4.
[1470] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015) und DECC (2014), S. 7.
[1471] Vgl. DECC (2014), S. 6.
[1472] Vgl. Ebenda, S. 4.

samtlaufzeit maximal 30 Jahre, wobei die ersten beiden Phasen jeweils sechs Jahre betragen. Eine Ausnahme bilden Gebiete westlich der Shetland-Inseln, bei denen die erste Phase neun Jahre beträgt.[1473]
Für Onshore-Lizenzen betrug die Laufzeit in der 13. Lizensierungsrunde maximal 31 Jahre (6 + 5 + 20) und soll zukünftig gemäß Ausschreibung zur 14. Lizensierungsrunde auf maximal 30 Jahre (5 + 5 + 20) verkürzt werden.[1474]
Hinsichtlich der Fortführung einer Lizenz nach der ersten oder zweiten Phase gilt, dass die Lizenz bei traditionellen und „promote"-Lizenzen automatisch ausläuft, sofern die im Voraus vereinbarten Arbeitsverpflichtungen bis zum Ende des jeweiligen Zeitraums nicht erfüllt wurden.[1475] Bei „Frontier"-Lizenzen besteht die Möglichkeit einer vorzeitigen Beendigung der Konzession durch den Konzessionär bis zu einem im Voraus vereinbarten Zeitpunkt (Early Surrender Period).[1476]

Fiskalischer Rahmen

Die bedeutendsten fiskalischen Elemente für den britischen Upstream-Sektor sind:

- die Körperschaftsteuer (Ring Fence Corporation Tax),
- die Zusatzabgabe (Supplementary Charge),
- die Ölertragsteuer (Petroleum Revenue Tax, PRT).

Der Körperschaftsteuersatz beträgt 30 % auf die durch die Öl- und Gasförderung erwirtschafteten Gewinne. Das Ring-Fencing-Element besteht darin, dass Erträge aus Upstream-Aktivitäten nicht mit anderen Erträgen des Unternehmens hinsichtlich der zu zahlenden Körperschaftsteuer verrechnet werden dürfen. So dürfen die zu versteuernden Gewinne aus der Ölförderung nicht mit Verlusten aus anderen Geschäftsbereichen verrechnet werden. Bei der Exploration, Erschließung und Förderung anfallende Kapitalaufwendungen lassen sich hinsichtlich der Körperschaftsteuer im Jahr ihres Anfallens zu 100 % steuerlich geltend machen. Darüber hinaus können durch Kapitalkosten entstandene Verluste auch in die Zukunft vorgetragen werden.[1477]
Die Zusatzabgabe auf in Großbritannien durch die Exploration und Förderung von Öl und erwirtschaftete Gewinne beträgt seit März 2011 32 %. Die Berechnung der zu versteuernden Gewinne gleicht dabei im Wesentlichen der der Körperschaftsteuer. 2009 wurde die sogenannte „Field Allowance" hinsichtlich der Zusatzabgabe eingeführt. Diese reduziert die zu versteuernden Gewinne für neue Felder und neu erschlossene Vorkommen bereits in der Förderphase befindlicher Felder.
Hinsichtlich der Field Allowance berechtigt sind schwer bzw. kostenintensiv zu erschließende Felder wie kleine Felder, Schwerstölfelder, Tiefwasser-Felder und Felder mit extrem hohem Druck/Temperaturen.[1478]

[1473] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015c), Mace et al. (2014) S. 2.
[1474] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015c).
[1475] Vgl. Petroleum Licensing Regulations (2008), Art. 4.
[1476] Vgl. Ebenda, Art. 5.
[1477] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015a) und HM Revenue & Customs (2015)
[1478] Vgl. HM Revenue & Customs (2015a) und HM Revenue & Customs (2015b) und UK Oil and Gas Authority (2015a).

Die Ölertragsteuer (PRT), die feldbezogen erhoben wird, bezieht sich auf Projekte, bei denen die Erschließungsgenehmigung vor dem 16. März 1993 erteilt wurde. Die PRT beträgt 50 % auf den durch ein Projekt erwirtschafteten Gewinn und ist hinsichtlich der Körperschaftsteuer und Zusatzabgabe als Aufwand abzugsfähig.[1479]
Der Grenzsteuersatz auf die Gewinne, unter Berücksichtigung aller drei betrachteter fiskalischen Elemente, beträgt gemäß britischer Regierung gegenwärtig 81 % bei Projekten, bei denen die PRT anfällt, 30 % bei Projekten, bei denen weder die PRT noch die Zusatzabgabe erhoben werden und 62 % bei Projekten, bei denen zwar die Zusatzabgabe erhoben wird, aber die PRT nicht anfällt.[1480]
Da seit der Abschaffung der Royalty weder Mengen- noch Wertabgaben erhoben werden und alle aktuellen Steuern und Abgaben lediglich auf Gewinne erhoben werden, finden fiskalische Elemente bei der Erstellung der Angebotskurven keine Berücksichtigung.

6.2.5.3 Gegenwart der britischen Ölindustrie

Seit Erreichen des Peaks im Jahr 1999 ist die britische Fördermenge in jedem Jahr gesunken. So betrug die Offshore-Förderung, basierend auf Feld-Daten im Jahr 2014, wie in Abbildung 6.109 zu sehen, noch ca. 0,75 mb/d. Gegenüber dem Jahr 1999, als die Fördermenge ca. 2,5 mb/d betrug, entspricht dies einem Rückgang um ca. 70 %.

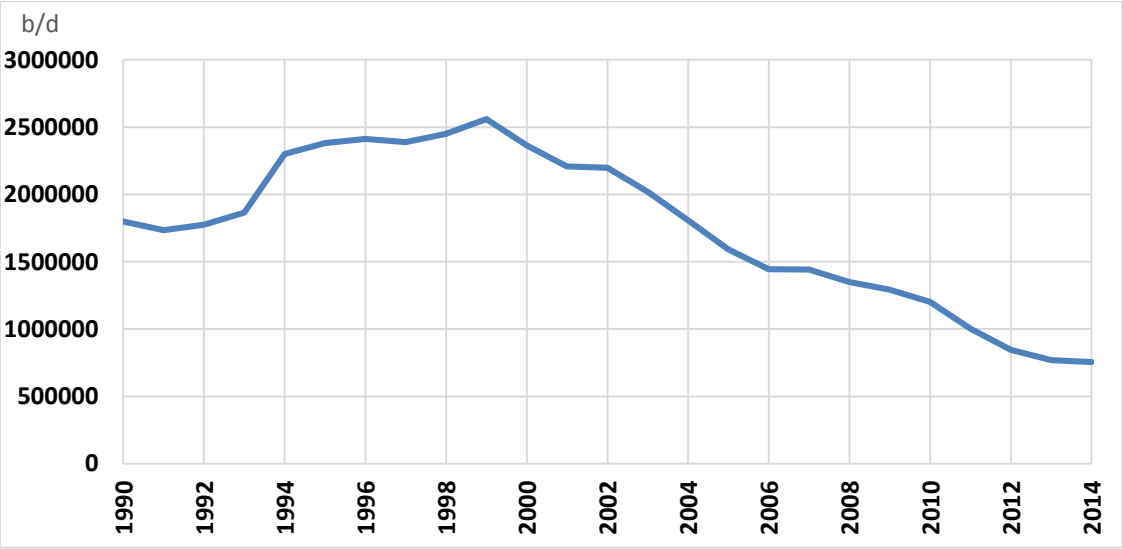


Abbildung 6.109: Britische Ölfördermenge

Datenquelle: UK Oil and Gas Authority (2015b).

Der Rückgang der britischen Fördermenge wird, neben den sinkenden noch verbleibenden Vorkommen, insbesondere auf gesunkene Investitionen in Folge der Verschärfung der fiskalischen Bedingungen durch die Erhöhung der Zusatzabgabe im Jahr 2011 zurückgeführt, infolge derer einige geplante Projekte nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben

[1479] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015a).
[1480] Vgl. Ebenda.

gewesen wären und daher vorerst gestoppt wurden.[1481] Dies untermauern auch die Zahlen zum Rückgang der Fördermenge. War diese in den Jahren 2000 bis 2010 noch um durchschnittlich 7 % p. a. gesunken, beschleunigte sich der Fördermengenrückgang in den Jahren 2011 bis 2013 auf durchschnittlich ca. 15 % p. a.[1482]

Die britischen Offshore-Felder befinden sich hauptsächlich östlich der schottischen Küste und in der nördlichen Nordsee östlich der Shetland-Inseln. Wenige Felder befinden sich westlich der Shetland-Inseln. Vor der englischen Ostküste hingegen befinden sich nahezu ausschließlich Erdgasfelder (vgl. Abbildung 9.10). Entsprechend stammen über 90 % der britischen Offshore-Fördermenge aus schottischen Gewässern.[1483]

Während die britische Fördermenge in den 1980er und 90er Jahren noch im Wesentlichen aus wenigen, sehr großen Ölfeldern stammte, verteilt sie sich mittlerweile auf eine Vielzahl kleiner Felder.

So wiesen im Jahr 2014 lediglich vier Felder eine Fördermenge von über 20.000 b/d auf (Buzzard ca. 154.000 b/d, Forties ca. 40.000 b/d, Jasmine ca. 39.000 b/d und Captain ca. 21.000 b/d) und trugen mit etwa einem Drittel zur Offshore-Fördermenge bei.[1484]

Das Buzzard-Feld vor der schottischen Ostküste, aus dem erst seit 2007 Öl gefördert wird, ist das mit Abstand größte in den vergangenen 15 Jahren entdeckte Ölfeld Großbritanniens. Die Ölvorkommen des 2001 entdeckten Feldes wurden anfänglich auf 1,2 Mrd. Barrel, davon über 500 Mio. Barrel förderbare Reserven, geschätzt. Die maximale Förderkapazität der Förderanlagen beträgt über 200.000 b/d, die jedoch in den vergangenen Jahren aufgrund von technischen Problemen selten erreicht wurden.[1485] Berücksichtigt man, dass die kumulierte Fördermenge aus dem Feld zwischen 2007 und 2014 insgesamt bereits ca. 517 Mio. Barrel betrug[1486] und in Anbetracht der bereits jetzt regelmäßigen, Wartungsarbeiten geschuldeten, Produktionsstopps, ist davon auszugehen, dass die Fördermenge aus dem Feld, die 2008 mit ca. 200.000 b/d ihren bisheriges Peak erreichte, auch zukünftig weiter sinken dürfte.

Die britische Onshore-Fördermenge belief sich gemäß Daten des DECC im Jahr 2014 auf ca. 20.000 b/d.[1487]

6.2.5.4 Ermittlung der britischen Kostenkurven für 2014

Gemäß Reuters (2009) betrug der Break-Even-Preis für britisches Nordseeöl ca. 30 bis 50 US-$ je Barrel.[1488] Unter der Annahme, dass Förderkosten (operating costs) und Explorations- und Erschließungskosten (capital costs) jeweils 50 % an den Kosten ausmachen und unter Berücksichtigung der Entwicklung des UCCI und UOCI als Maß für die Kostenentwicklung im Upstream-Sektor, die zwischen 2008/9 und 2014 um 9,0 bzw.

[1481] Vgl. EIA (2014, UK).
[1482] Eigene Berechnung, Datenquelle: UK Oil and Gas Authority (2015b).
[1483] Vgl. EIA (2014, UK) und Lidell (2014), S. 5.
[1484] Eigene Berechnung, Datenquelle: UK Oil and Gas Authority (2015b).
[1485] Vgl. EIA (2014, UK) und Offshore-Technology (o. J.) und BG Group (2007).
[1486] Eigene Berechnung, Datenquelle: UK Oil and Gas Authority (2015b).
[1487] Vgl. UK Oil and Gas Authority (2015b).
[1488] Vgl. Reuters (2009).

15,3 % anstiegen, ergeben sich in das Jahr 2014 extrapolierte Kosten von 33,65 bis 56,08 US-$ je Barrel.
Die Förderkosten im britischen Offshore-Sektor betrugen im Jahr 2013 gemäß PennEnergy (2014) und Wood Mackenzie (2014) durchschnittlich 17 britische Pfund bzw. umgerechnet ca. 25 US-$ je Barrel.[1489] Der IWF schätzte die Förderkosten in Großbritannien jüngst deutlich höher, auf durchschnittlich ca. 37 bis 38 US-$ je Barrel.[1490]
Daten zu den Förderkosten in der britischen Nordsee veröffentlichten für das Jahr 2014 fünf Ölgesellschaften. Die chinesische CNOOC, welche die Felder Buzzard und Golden Eagle betreibt und mit einer Fördermenge von ca. 160.000 b/d im Jahr 2014 der größte Ölförderer in der britischen Nordsee war, wies durchschnittliche Förderkosten von 12,69 US-$ je Barrel auf.[1491] BP, deren Fördermenge ca. 46.000 b/d betrug, wies für das Jahr 2014 Förderkosten von 44,67 US-$ je Barrel in der britischen Nordsee auf.[1492]
Die Förderkosten von Apache, das mit dem Forties-Feld das hinsichtlich der Fördermenge zweitgrößte Feld Großbritanniens betreibt, betrugen im Jahr 2014 durchschnittlich 17,30 (2013: 15,16) US-$ je Barrel. Die Förderkosten der kleinere Projekte betreibenden Ölgesellschaften Enquest und Ithaca fielen mit 31,50 (2013: 27,20) bzw. 49 (2013: 40) US-$ je Barrel deutlich höher aus,[1493] was sich auf die deutlich geringeren Fördermengen der von diesen Ölgesellschaften betriebenen Felder zurückführen lässt.
Da die drei größten Ölförderer in der britischen Nordsee CNOOC (ca. 160.000 b/d), Apache (ca. 66.600 b/d) und BP (ca. 46.000 b/d) jeweils mehrere Projekte betreiben und diese keine identisch hohen Kosten aufweisen dürften, wird für die von diesen Ölgesellschaften veröffentlichten Förderkosten jeweils eine Abweichung von ±20 % angenommen,[1494] um so die unterschiedlichen Lagerstätteneigenschaften zu berücksichtigen. Für Fördermenge anderer Betreiber von Projekten wird hinsichtlich der Förderkosten eine Spanne von 10,15 bis 53,60 US-$ je Barrel (Bereich zwischen den geschätzten Extremwerten) angenommen.
Eine Übersicht über die Kosten der zuletzt erschlossenen Felder in der britischen Nordsee und das größte, in den vergangenen zehn Jahren erschlossene Feld des Landes, das Buzzard-Feld, liefern die Tabellen 6.45 und 6.46.

Tabelle 6.45: Kosten der zuletzt erschlossenen britischen Ölfelder

Feld (Förderstart)	**Reserven (Mio. Barrel)**	**Erschließungskosten (Mio. US-$)**	**Erschließungskosten (US-$/Barrel) / (2014er US-$)**
Buzzard (2007)	500	3.000	6,0 (7,38)

[1489] Vgl. Pennenergy (2014a) und Wood Mackenzie (2014).
[1490] Vgl. IWF (2015), S. 35.
[1491] Vgl. CNOOC (2015), S. 43.
[1492] Vgl. BP (2015a), S. 222 und 224.
[1493] Vgl. Apache (2015), S. 11 und Enquest (2015), S. 39 und Ithaca Energy (2015), S. 4f.
[1494] CNOOC: 10,15 bis 15,23 US-$ je Barrel, Apache: 13,84 bis 20,76 US-$ je Barrel, BP. 35,74 bis 53,60 US-$ je Barrel.

Feld (Förderstart)	Reserven (Mio. Barrel)	Erschließungskosten (Mio. US-$)	Erschließungs-kosten (US-$/Barrel) / (2014er US-$)
Balloch (2013)	9	234	26,0
Huntington (2013)	27	507	18,78
Golden Eagle (2014)	140	3.300	23,57

Eigene Darstellung,
Datenquellen: BG Group (2007) und E.ON (2013) und Offshore-Technology (o. J.) und Subseaiq (o. J.) und CNOOC (2014a) und Maersk (2013a)
Umrechnung der in britischen Pfund ausgewiesenen Kosten in US-$ anhand von Daten des IWF: 2007: 2,00 US-$/£, 2013: 1,56 US-$/£.

Demnach beliefen sich die, mittels des UCCI in das Jahr 2014 extrapolierten Erschließungskosten des Buzzard-Feldes auf 7,38 US-$ je Barrel. Die Kosten der jüngst erschlossenen, kleineren Felder fielen mit 18,78 bis 26 US-$ je Barrel wesentlich höher aus.
Zur Ermittlung der aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten wurden die üblichen Annahmen hinsichtlich der Explorations- und Erschließungsdauer, sowie dem Diskontsatz und dem Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten getroffen.

Tabelle 6.46: Explorations- und Erschließungskosten in der britischen Nordsee

Feld	Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten
Buzzard	14,21 – 16,21
Balloch	50,10 – 57,14
Huntington	36,19 – 41,27
Golden Eagle	45,41 – 51,78

Eigene Darstellung

Die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten des Buzzard-Feldes, das im Jahr 2014 mit ca. 154.000 b/d zur britischen Fördermenge beitrug und die Förderung im Jahr 2007 aufnahm beliefen sich, wie in Tabelle 6.46 zu sehen, auf 14,21 bis 16,21 US-$ je Barrel.
Das Huntington-Feld, aus dem E.ON seit 2013 Öl fördert, wies Erschließungskosten von ca. 507 Mio. US-$ (325 Mio. britische Pfund)[1495] auf. Die Reserven des Feldes sollen sich gemäß E.ON auf ca. 27 Mio. Barrel belaufen,[1496] so dass sich Erschließungskosten von 18,78 US-$ je Barrel ergeben. Unter den üblichen Annahmen ergeben sich für dieses Feld aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 36,19 bis 41,27 US-$ je Barrel für das Feld.
Das ca. 70 km nordöstlich von Aberdeen, in einer Wassertiefe von 90 bis 140 Metern befindliche Golden-Eagle-Feld, aus dem seit November 2014 Öl gefördert wird, weist Schätzungen nach Reserven in Höhe von ca. 140 Mio. Barrel auf, womit es sich (nach

[1495] Für WK im Jahr 2013 vgl. IWF (2015).
[1496] Vgl. E.ON (2013).

dem Buzzard-Feld und dem Mariner-Feld) um den drittgrößten Fund der jüngeren Vergangenheit handelt. Die Erschließungskosten des Feldes beliefen sich gemäß Schätzungen auf insgesamt ca. 3,3 Mrd. US-$ und die Förderkapazität soll 2015 ihr Peak-Niveau von ca. 70.000 b/d erreichen.[1497] Unter den üblichen Annahmen belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten des Feldes auf 45,41 bis 51,78 US-$ je Barrel.

Dem Buzzard-Feld werden die in Tabelle 6.46 aufgeführten Explorations- und Erschließungskosten zugeordnet. Für die sonstigen Felder des Landes wird, basierend auf den in Tabelle 6.46 ermittelten Kosten, eine Spanne von 14,21 bis 57,14 US-$ je Barrel angenommen.

Da seit der Abschaffung der Royalties keine Mengen- und Wertabgaben auf Ölprojekte erhoben werden, finden fiskalische Elemente keine Berücksichtigung.

Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.110 und 6.111 dargestellten Kostenkurven für 2014.

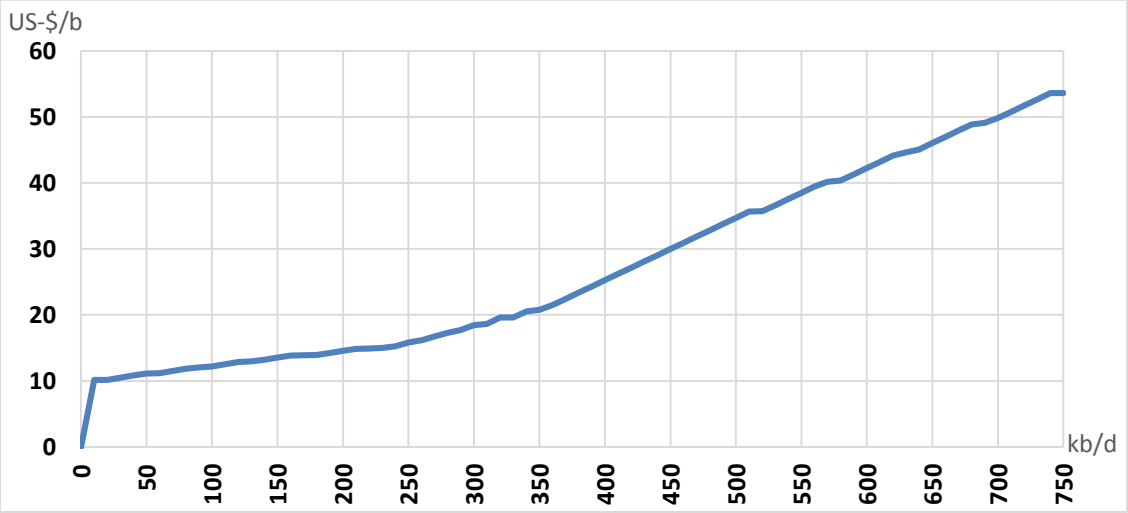


Abbildung 6.110: Kurzfristige Angebotskurve in Großbritannien

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.110 zu sehen, lassen sich die Förderkosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte teilweise erst bei Ölpreisen von über 53,60 US-$ decken. Somit sollten bereits bei Ölpreisen von über 50 US-$ je Barrel erste Projekte den Betrieb einstellen, da die Förderkosten nicht mehr durch den Wert des geförderten Rohöls gedeckt werden. Dies betrifft gemäß der ermittelten Kostenkurve ca. 50.000 b/d.

[1497] Vgl. Offshore-Technology (o. J.) und Subseaiq (o. J.) und CNOOC (2014a).

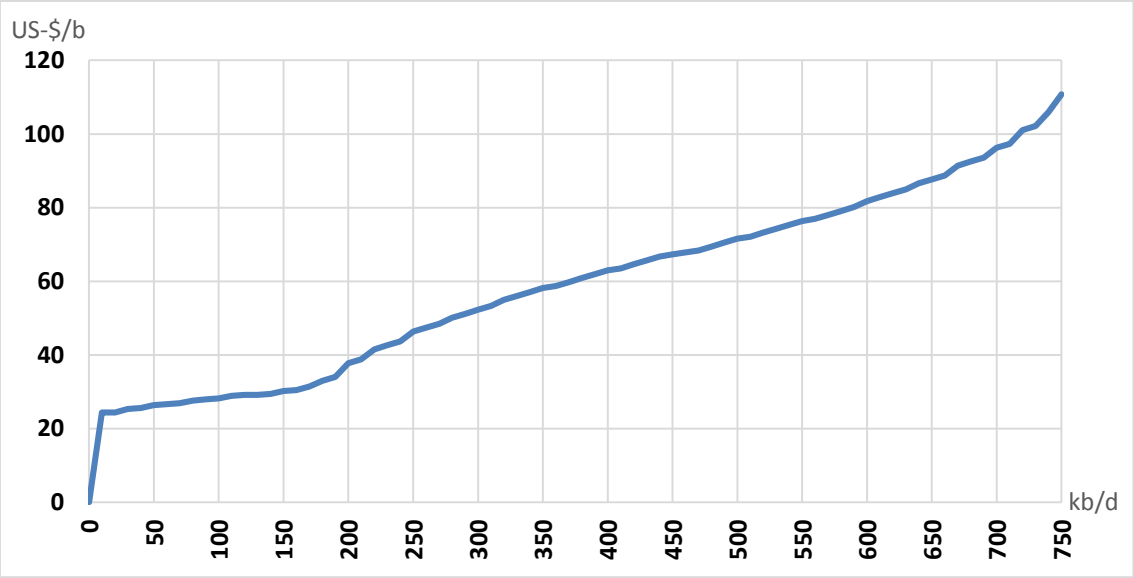


Abbildung 6.111: Britische Vollkostenkurve 2014

Eigene Darstellung

Werden, wie in Abbildung 6.111 dargestellt, alle in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden technischen Kosten berücksichtigt, wäre bei einem längerfristigen durchschnittlichen Ölpreis von 50 US-$ je Barrel nur etwa ein Drittel der derzeit in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes rentabel.

6.2.5.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß DECC (2015) beliefen sich die nachgewiesenen Ölreserven Großbritanniens Ende 2014 auf ca. 2,7 Mrd. Barrel. Damit verfügt Großbritannien noch immer über die größten Ölvorkommen aller EU-Staaten. Die kumulierte Fördermenge des Landes betrug bis Ende 2014 ca. 26,6 Mrd. Barrel.[1498]

Campbell (2013) schätzte die britischen Ölreserven auf 32 Mrd. Barrel, von denen bis Ende 2010 24,7 Mrd. Barrel gefördert wurden. Während 6,6 Mrd. Barrel der noch vorhandenen Reserven seiner Ansicht nach bereits bekannt sind, hält er die Aussichten für zukünftige Funde für sehr begrenzt. So sollten seiner Ansicht nach lediglich 0,7 Mrd. Barrel in der Zukunft entdeckt werden.[1499] Unter Berücksichtigung der Fördermenge in den Jahren 2011 bis 2014 von ca. 1,3 Mrd. Barrel würden noch 5,3 Mrd. Barrel von den bereits bekannten Vorkommen verbleiben. Die kumulierte Fördermenge hätte bis Ende 2014 ca. 26 Mrd. Barrel betragen. Campbell erwartet basierend auf seinen Einschätzungen zu den Vorkommen einen durchschnittlichen Rückgang der Fördermenge von 6 % jährlich.[1500]

[1498] Vgl. DECC (2015).
[1499] Vgl. Campbell (2013), S. 209.
[1500] Vgl. Ebenda, S. 209.

Die Schätzungen sowohl der DECC als auch von Campbell machen deutlich, dass über 80 % der ursprünglichen britischen Ölreserven bereits gefördert wurden, so dass auch zukünftig eine rückläufige Fördermenge zu erwarten ist.
Die DECC erwartet bis 2019 einen Rückgang der Fördermenge um ca. 190.000 b/d und bis 2024 einen Rückgang um ca. 340.000 b/d, jeweils gegenüber dem Jahr 2014, als die Fördermenge ca. 750.000 b/d betrug. Für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Felder wird die übliche Rückgangsrate der Fördermenge für Felder in seichten Gewässern von 7,5 % p. a. angenommen, so dass die Fördermenge aus diesen Feldern bis zum Jahr 2019 auf ca. 0,5 mb/d und bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,35 mb/d sinken sollte.
Dem Rückgang der britischen Ölfördermenge entgegenwirken sollen insbesondere das Golden-Eagle-Feld und das Mariner-Feld. Unter der Annahme, dass das Golden-Eagle-Feld seine Peak-Fördermenge, wie von der Betreibergesellschaft CNOOC beabsichtigt, 2015 erreicht und anschließend ebenfalls um 7,5 % p. a. sinkt, würde sich für 2019 eine Fördermenge von ca. 50.000 b/d ergeben. Bis 2024 sollte die Fördermenge bei einem natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. auf ca. 35.000 b/d sinken.
Aus dem östlich der Shetland-Inseln gelegenen und von Statoil betriebenen Mariner-Feld soll ab 2017 Öl gefördert werden. Die Reserven des Feldes sollen sich auf ca. 250 Mio. Barrel belaufen und die beabsichtigten Investitionen in die Erschließung des Feldes sollen gemäß Statoil über 7 Mrd. US-$ betragen. Die maximale Fördermenge aus dem Feld soll sich auf ca. 55.000 b/d belaufen.[1501] Basierend auf den Angaben zu Reserven und geplanten Erschließungsinvestitionen ergeben sich Erschließungskosten von ca. 28 US-$ je Barrel. Aufgezinst (Erschließungsdauer fünf bis sieben Jahre, Diskontsatz 10 %) betragen diese 37,60 bis 41,75 US-$ je Barrel. Die Explorationskosten belaufen sich unter den üblichen Annahmen auf 7,56 US-$ je Barrel und aufgezinst auf 16,35 bis 19,78 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 53,95 bis 61,53 US-$ je Barrel für dieses Feld.
Unter der Annahme, dass die maximale Fördermenge ca. zwei Jahre nach dem Förderstart erreicht wird, würde diese im Jahr 2019 mit ca. 55.000 b/d erreicht. Bei einem anschließenden natürlichen Fördermengenrückgang von 7,5 % p. a. würde die Fördermenge bis zum Jahr 2024 auf ca. 37.000 b/d sinken. Für die Explorations- und Erschließungskosten der beiden Felder wird, basierend auf den ermittelten Kosten, eine Spanne von 45,41 bis 61,53 US-$ je Barrel angenommen.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.112 dargestellten Angebotskurven für die Jahre 2019 und 2024.

[1501] Vgl. Statoil (2014a).

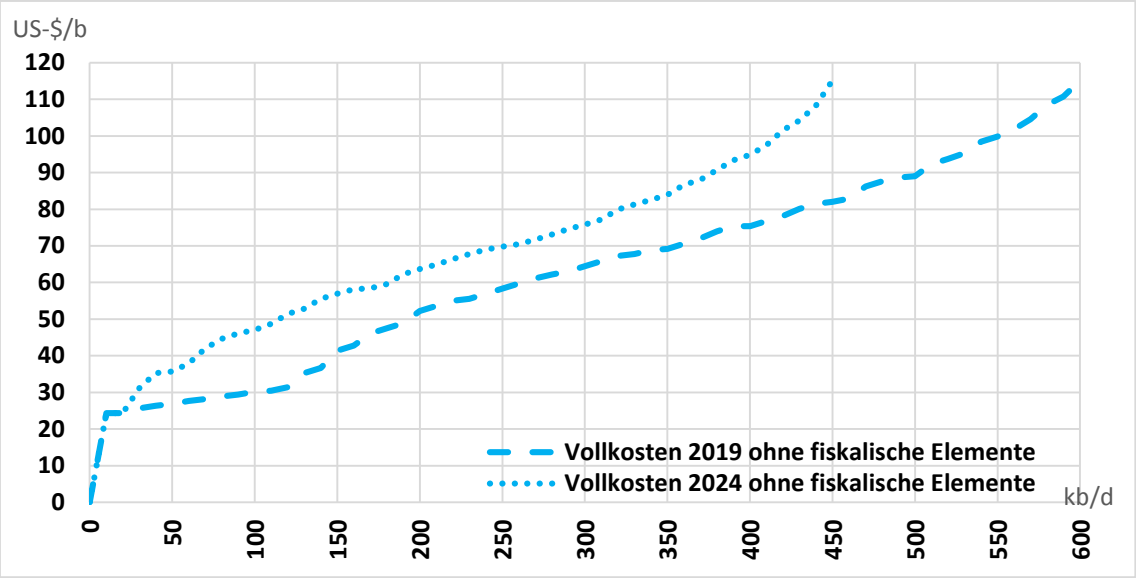


Abbildung 6.112: Britische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Demnach sinkt die britische Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 600.000 b/d und bis 2024 auf 450.000 b/d. Damit weichen die prognostizierten Fördermengen um jeweils ca. 40.000 b/d von den Prognosen der DECC ab. Da lediglich die Projekte Golden Eagle und Mariner in den Angebotskurven für 2014 noch nicht enthalten sind, unterscheiden sich die technischen Vollkosten kaum von denen des Jahres 2014.
Abbildung 6.113 stellt die Entscheidungssituation, vor der Ölproduzenten in Großbritannien stehen, dar.

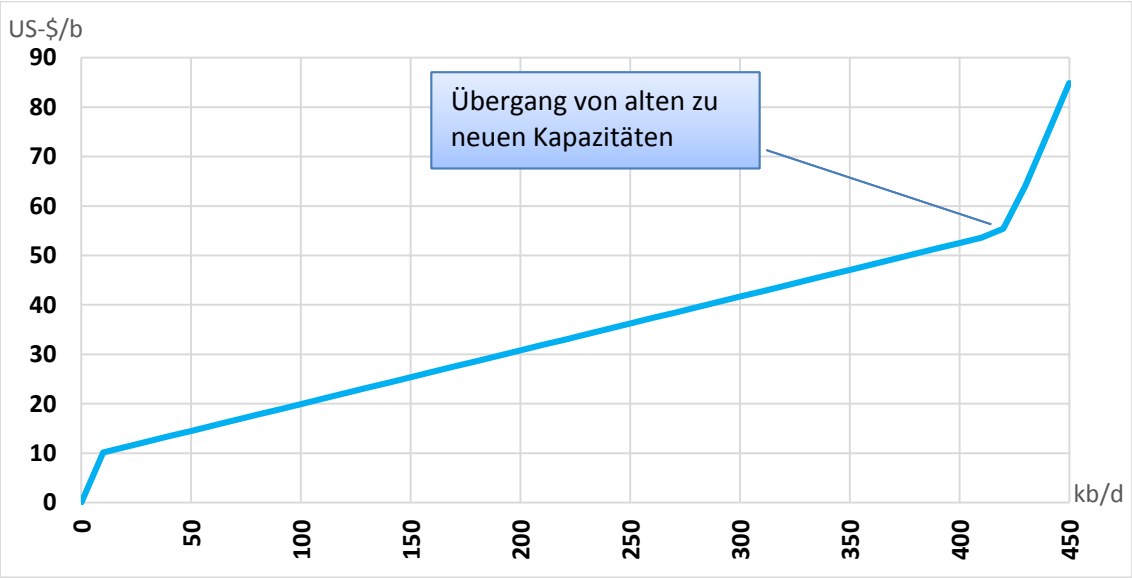


Abbildung 6.113: Langfristige Angebotskurven in Großbritannien

Eigene Darstellung

Wie anhand der langfristigen Angebotskurve zu erkenne, stammen ca. 410.000 b/d der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 10 bis 54 US-$ je Barrel. Sollte der Ölpreis demnach weiterhin deutlich unter 50 US-$ je Barrel notieren, sollte die Förderung aus den defizitären Projekten eingestellt werden.
Die Fördermenge aus bereits bekannten neuen Projekten, deren Grenzkosten sich auf ca. 55 bis 85 US-$ je Barrel belaufen, sollte lediglich ca. 40.000 b/d betragen.
Aufgrund des Ausbleibens weiterer größerer Offshore-Funde in der jüngeren Vergangenheit und der hohen Grenzkosten bei kleineren Lagerstätten, erscheint die Erschließung weiterer Felder in der Nordsee – vor dem Hintergrund der jüngeren Ölpreisentwicklung – in den kommenden Jahren unwahrscheinlich.
Möglicherweise bieten Tight-Oil-Lagerstätten Potential für zukünftige Ausweitungen der Onshore-Förderung. So gab die britische Ölgesellschaft UK Oil & Gas Investments PLC (UKOG) im April 2015 bekannt, dass im Weald-Becken nahe des Flughafens London-Gatwick Tight-Oil-Vorkommen in Höhe von ca. 158 Mio. Barrel je Quadratmeile entdeckt wurden. Gemäß einer im Juni 2015 von Schlumberger vorgenommenen Analyse des Bohrlochs könnten sich die Tight-Oil-Vorkommen, die sich in einer Tiefe von 750 bis 2.150 Metern befinden, sogar auf 255,2 Mio. Barrel je Quadratmeile belaufen. Darüber hinaus wurden konventionelle Vorkommen in Höhe von ca. 16,2 Mio. Barrel je Quadratmeile in einer Tiefe von ca. 600 Metern geschätzt.[1502]
Rechnet man die von Schlumberger geschätzten Vorkommen auf das Lizenzgebiet von 55 Quadratmeilen hoch, würden sich die konventionellen Vorkommen auf 891 Mio. Barrel und die Tight-Oil-Vorkommen auf ca. 14 Mrd. Barrel belaufen.
Gemäß UKOP lassen sich die Tight-Oil-Vorkommen mit solchen in den USA vergleichen, bei denen ca. 3 bis 15 % der in der Lagerstätte befindlichen Vorkommen förderbar sind.[1503] Unter Berücksichtigung dieser Ausbeutungsrate würden sich die förderbaren Tight-Oil-Vorkommen auf ca. 400 Mio. bis 2,1 Mrd. Barrel belaufen.
Bei Anwendung sekundärer Fördermethoden lassen sich im Durchschnitt ca. 35 % der in einer Lagerstätte befindlichen Vorkommen fördern, so dass sich die förderbaren konventionellen Vorkommen im Weald-Becken auf ca. 310 Mio. Barrel belaufen würden.
Ob es tatsächlich zu einer Erschließung der Vorkommen kommt, wird jedoch davon abhängen, ob sich diese als wirtschaftlich förderbar erweisen. Auch können die Gesamtvorkommen des Weald-Beckens tatsächlich deutlich geringer ausfallen, als es die basierend auf einer Stichprobe vorgenommene Hochrechnung suggeriert.
Da eine Erschließung der Vorkommen somit noch ungewiss ist, werden die Vorkommen im Weald-Becken bei der Erstellung der Angebotskurven für 2019 und 2024 nicht berücksichtigt, auch wenn sie möglicherweise zukünftig signifikant zur britischen Fördermenge beitragen könnten.

[1502] Vgl. UK Oil & Gas Investments PLC (2015) und Schlumberger (2015).
[1503] Vgl. UK Oil & Gas Investments PLC (2015).

6.2.6 Norwegen

Der skandinavische Staat Norwegen verfügte gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 über nachgewiesenen Ölreserven in Höhe von 6,5 Mrd. Barrel. Die Fördermenge des Landes betrug gemäß BP im Jahr 2014 ca. 1,9 mb/d.[1504]
Im Oktober 1905 erlangte das Land, das sich seit dem Jahr 1814 in einer Union mit Schweden befunden hatte, die Unabhängigkeit, nachdem sich im August desselben Jahres bei einer Volksabstimmung 99 % der Bevölkerung für diese ausgesprochen hatten.[1505]
Das politische System Norwegens ist das einer konstitutionellen Monarchie. Der König stellt dabei die offizielle exekutive Gewalt – beraten durch die Mitglieder der Regierung – dar. Sein tatsächlicher politischer Einfluss fällt jedoch gering aus, insbesondere in Bezug auf seine Einspruchsmöglichkeiten gegen vom Parlament (Storting) verabschiedete Gesetze. Ministerpräsidentin, und damit Regierungschefin einer Minderheitsregierung, ist seit dem Oktober 2013 Erna Solberg.[1506]

6.2.6.1 Geschichte der norwegischen Ölindustrie

Die Anfänge der norwegischen Ölindustrie liegen in den 1960er Jahren. In Folge des Fundes des Groningen-Gasfelds in den Niederlanden entschlossen sich erste Ölgesellschaften, auch in der Nordsee nach Öl und Gas zu suchen. So bat die US-amerikanische Phillips Petroleum die norwegische Regierung im Jahr 1962 um eine exklusive Öl- und Gasexplorationsgenehmigung für den norwegischen Teil der Nordsee. Die norwegische Regierung war jedoch nicht zur Vergabe solcher Lizenzen an nur eine Ölgesellschaft bereit. Erst nachdem 1963 ein gesetzlicher Rahmen zu den Eigentumsrechten an den natürlichen Rohstoffen des Landes und zur Vergabe von Explorations- und Fördergenehmigungen in Norwegen geschaffen worden und im März 1965 die genaue Aufteilung der Nordsee mit Großbritannien und Dänemark geregelt war, wurde im April desselben Jahres die erste Lizensierungsrunde für Öl- und Gasblöcke gestartet. Im Rahmen dieser Lizensierungsrunde wurden insgesamt 22 Lizenzen für 78 Blöcke vergeben.[1507]
Die ersten Explorationsbohrungen wurden zwar bereits ein Jahr später vorgenommen, jedoch dauerte es bis Ende 1969 bis Phillips Petroleum mit dem Ekofisk-Feld auf das erste „Riesen-Feld“ im norwegischen Teil der Nordsee stieß. Die Förderung aus dem Feld setzte bereits zwei Jahre später, im Juni 1971, ein.[1508]
Höök und Aleklett (2008) unterscheiden hinsichtlich der norwegischen Felder zwischen „Riesen-Feldern“ (Ölvorkommen > 0,5 Mrd. Barrel oder Fördermenge > 100.000 b/d für mindestens ein Jahr) und „Zwergen-Feldern“. Bis Ende der 1960er Jahre wurden drei Riesen-Felder mit Gesamtvorkommen von ca. 5 Mrd. Barrel und ein Zwergen-Feld entdeckt. Die meisten Funde wurden in den 1970er Jahren gemacht, als insgesamt sieben Riesen-Felder mit Gesamtvorkommen von mehr als 12 Mrd. Barrel und 13 kleine Felder

[1504] Vgl. BP (2015).
[1505] Vgl. Petrick (2002), S. 159-165, 168.
[1506] Vgl. Auswärtiges Amt (2015o).
[1507] Vgl. Edvardsen (2012), S. 14 und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 10.
[1508] Vgl. Edvardsen (2012), S. 15 und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 10.

mit Gesamtvorkommen von ca. 1,4 Mrd. Barrel entdeckt wurden. In den 1970ern erreichten neben dem Ekofisk-Feld noch aus zwei weitere Riesen-Feldern und 6 kleine Feldern die Förderphase,[1509] so dass die tägliche Fördermenge flüssiger Energieträger, wie in Abbildung 6.114 zu sehen, innerhalb eines Jahrzehnts von Null auf durchschnittlich ca. 400.000 b/d in 1979 anstieg.

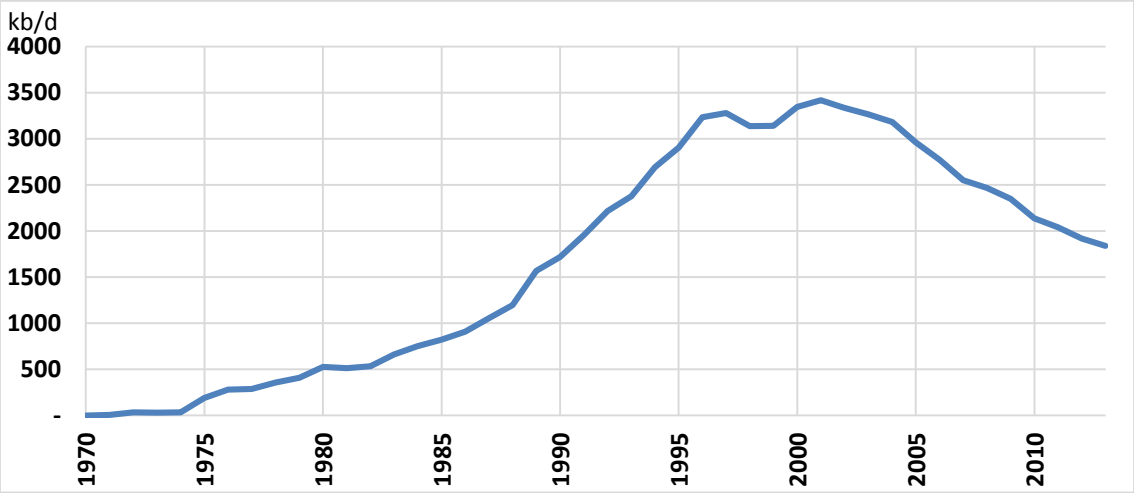


Abbildung 6.114: Förderung flüssiger Energieträger in Norwegen

Datenquelle: BP (2014).

Waren die Felder in den ersten Jahren noch ausschließlich von ausländischen Ölgesellschaften betrieben worden, wurde im Laufe der 1970er Jahre der Einfluss norwegischer Ölgesellschaften schrittweise, auch durch entsprechende gesetzliche Regelungen, ausgeweitet. So verfügte Norwegen bald mit der Norsk Hydro (zu 51 % in Staatsbesitz) sowie den beiden 1972 gegründeten Ölgesellschaften Saga Petroleum, einem rein privaten Unternehmen, und der Statoil, einem 100 %igen Staatsunternehmen, über drei Ölgesellschaften.[1510] Ebenfalls 1972 wurde das Norwegische Petroleum Direktorat (NPD) gegründet, das seine Arbeit im April 1973 aufnahm und dessen Aufgabe in der Verwaltung der norwegischen Öl- und Gasvorkommen bestehen sollte. 1978 wurde es dem neu gegründeten Öl- und Energieministerium (Ministry of Petroleum and Energy, MPE) unterstellt.[1511]

Mit der Gründung der staatlichen Ölgesellschaft Statoil einhergehend wurden die gesetzlichen Regelungen für neue Explorations- und Förderlizenzen ab der dritten Vergaberunde 1974 in der Hinsicht geändert, dass der norwegische Staat fortan über die Statoil mit 50 % an Joint-Ventures beteiligt werden sollte. Ab der vierten Lizensierungsrunde 1979 konnte dieser Anteil auch höher ausfallen, wobei der Beteiligungsgrad der Statoil

[1509] Datenquelle: Höök und Aleklett (2008), S. 4263-4266.
[1510] Vgl. Earney (1982), S. 135 und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 10.
[1511] Vgl. Norwegian Petroleum Directorate (2009) und Agerup (2013), S. 4.

beim Abschluss des entsprechenden Vertrages festzulegen war. Zudem wurde die Statoil in der Folge auch vermehrt als Betreibergesellschaft neuer Projekte ausgewählt.[1512]
Waren die ersten Lizenzen noch für Blöcke im norwegischen Teil der Nordsee vergeben worden, so wurden ab der fünften Lizensierungsrunde 1979 erstmals auch Blöcke nördlich des 62. Breitengrads im norwegischen Teil des europäischen Nordmeers (Norwegische See) und im norwegischen Teil der Barentssee vergeben.[1513]
In den 1980er Jahren wurden lediglich vier Riesen-Felder mit Gesamtvorkommen von ca. 3 Mrd. Barrel entdeckt. Die Anzahl an Funden kleiner Felder stieg hingegen gegenüber den 1970er Jahren auf 17, mit Reserven von insgesamt ca. 2,6 Mrd. Barrel, an. Da in den 1980er Jahren vier Riesen-Felder und zwei kleinere Felder die Förderphase erreichten,[1514] stieg auch die Fördermenge kontinuierlich an und belief sich 1989 auf durchschnittlich ca. 1,5 mb/d. Wie in Kapitel 5 erörtert, trug Norwegen zu dieser Zeit wesentlich zum Anstieg der globalen Fördermenge bei.
Über die 1980er und frühen 1990er Jahre wurden die Regelungen zur Beteiligung der Statoil an neuen Ölprojekten mehrfach geändert. So wurden die Bestimmungen zum Beteiligungsgrad der Statoil ab der 14. Lizensierungsrunde 1993 deutlich gelockert. Ihr Anteil an Joint-Ventures konnte nun auch weniger als 50 % betragen oder sogar ganz entfallen. In der 1994 durchgeführten 15. Lizensierungsrunde wurde die bisherige Vorzugsbehandlung der Statoil gegenüber anderen Ölgesellschaften abgeschafft, und die staatliche Beteiligung an Ölprojekten sollte fortan ausschließlich „finanzieller und passiver" Natur sein. Konkret bedeutete dies, dass der Staat gemäß seinem Anteil an den Kosten und Erträgen aus einem Projekt (State Direct Financial Interest, eingeführt 1985) beteiligt wurde.[1515]
1996 folgte die Einführung des, im Wesentlichen noch heute gültigen, Öl- und Gasgesetzes (Act of 29 November 1996 No. 72 pertaining to petroleum activities, Petroleum Act). 1997 wurden weitere, auf dem Gesetz basierende, Vorschriften eingeführt.[1516]
In den 1990er Jahren sank die Anzahl neu entdeckter Vorkommen gegenüber den 1970ern und 1980ern erheblich. So wurden lediglich drei Riesen-Felder mit Gesamtvorkommen von knapp 1,8 Mrd. Barrel und acht kleinere Felder mit Gesamtvorkommen von ca. 0,6 Mrd. Barrel entdeckt. Die Fördermenge hingegen stieg bis 1997, als sie durchschnittlich ca. 3,3 mb/d betrug, weiter an. Zum Anstieg der Fördermenge bis 1997 trugen wesentlich acht Riesen-Felder und 19 kleinere Felder bei, die in den 1990ern die Förderphase erreichten.[1517]
1998/99 kam es erstmals zu einem signifikanten Rückgang der norwegischen Fördermenge. Ursächlich für den Rückgang von ca. 150.000 b/d gegenüber 1997 war einerseits der Rückgang der globalen Nachfrage im Zuge der Asienkrise und der damit verbundene

[1512] Vgl. Earney. (1982), S. 135f, Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 10 und Agerup (2013), S. 32.
[1513] Vgl. Earney (1982), S. 136.
[1514] Datenquelle: Höök und Aleklett (2008), S. 4263-4266.
[1515] Vgl. Agerup (2013), S. 33-36.
[1516] Vgl. Ebenda, S. 15.
[1517] Datenquelle: Höök und Aleklett (2008), S. 4263-4266.

Rückgang der Ölpreise auf ca. 10 US-$ je Barrel, der im März 1999 zu einer Einigung zwischen der OPEC und Nicht-OPEC-Ländern wie Norwegen über eine Reduzierung der Fördermenge führte (vgl. Kapitel 5) und andererseits die Tatsache, dass Riesen-Felder wie Gullfaks und Statfjord ihr Fördermaximum bereits Mitte der 1990er erreicht hatten und die Fördermenge aus diesen Feldern seitdem sank. Zudem hatten die Riesenfelder überwiegend bis Mitte der 1990er Jahre die Förderphase erreicht, so dass diese Felder in den späten 1990er Jahren nur noch geringfügig zum Wachstum der Fördermenge beitragen konnten. Die wenigen kleinen Felder, aus denen in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre mit der Förderung begonnen wurde, trugen zudem kaum zur Fördermenge bei.[1518]
Mit dem Wiedererstarken der globalen Nachfrage weitete auch Norwegen sein Angebot wieder aus und erreichte im Jahr 2001 mit ca. 3,4 mb/d sein Fördermengenpeak. Im selben Jahr wurde Statoil teilprivatisiert, indem insgesamt 17,5 % der Unternehmensanteile an der Osloer und New Yorker Börse ausgegeben wurden. Zudem gründete Norwegen mit Petoro ein neues, 100 %iges, Staatsunternehmen. Bei der Petoro handelt es sich jedoch nicht um eine operativ an Ölprojekten mitwirkende Ölgesellschaft, sondern um ein für die Verwaltung des staatlichen Anteils an in Norwegen betriebenen Ölprojekten zuständiges Unternehmen. Dies bezieht sich auf die vom Staat gemäß seinem Anteil an einem Projekt zu leistenden Zahlungen (Kosten) und den dem Staat zustehenden Anteil an den Erträgen, den sogenannten SDFI (State Direct Financial Interest).[1519]
Im Juli 2004 wurde ein zweites Aktienpaket der Statoil an die Börse gebracht und das Unternehmen im Oktober 2007 mit der Öl- und Gassparte der Norsk Hydro fusioniert. Da diese und Statoil bereits zuvor Saga übernommen hatten, wurden mit diesem Schritt die drei norwegischen Ölgesellschaften zu einer Ölgesellschaft zusammengeschlossen. Der staatliche Anteil an dieser beträgt heute ca. 67 %.[1520]
Seit dem Erreichen des Fördermaximums 2001 sank die norwegische Fördermenge bis 2013 um durchschnittlich ca. 5 % p. a. auf ca. 1,8 mb/d.[1521] Neben der Fördermenge sank ab 2002 auch die Anzahl an Explorationsbohrungen. Gleichzeitig stieg die Anzahl an alten Ölfeldern an, bei denen der Betrieb eingestellt wurde. Vor diesem Hintergrund reformierte die norwegische Regierung das Vergabeverfahren für Explorations- und Förderlizenzen im Jahr 2003 in der Hinsicht, dass seitdem zwei Arten von Lizensierungsrunden abgehalten werden.
Erstmals fand 2003 eine, seitdem jährlich stattfindende, Lizensierungsrunde für Gebiete in bereits erschlossenen Regionen statt (Awards in Pre-defined Areas, APA). Solche Lizenzen beziehen sich auf Gebiete, in denen bereits exploriert und gefördert wurde. Damit die dort vorhandene Infrastruktur nicht vorschnell ungenutzt bleibt und möglichst viel vom in den dortigen Lagerstätten befindlichen Erdöl letztendlich auch gefördert wird, wurden die APA-Lizenzen zur Neuexploration eingeführt, da weite Teile der betroffenen

[1518] Datenquelle: Höök und Aleklett (2008), S. 4263-4266.
[1519] Vgl. Edvardsen (2012), S. 15, Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 24 und Agerup (2013), S. 37f.
[1520] Vgl. Agerup (2013), S. 35.
[1521] Datenquelle: BP (2015).

Gebiete zuvor nicht oder kaum exploriert worden waren. Die APA-Lizenzen sollen insbesondere auch Investitionsanreize für kleine Ölgesellschaften schaffen, für die das Kostenrisiko aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur geringer ausfällt als in unerschlossenen Regionen. Zudem sind solche Ölgesellschaften im Vergleich zu großen internationalen Ölgesellschaften eher bereit auch weniger rentable und hinsichtlich der zu erwartenden Fördermenge kleinere Projekte zu betreiben. Da die Anzahl der Projekte, bei denen die Förderung eingestellt wird, über die Zeit zunimmt und die entsprechenden Gebiete für die APA-Lizenzen freigegeben werden, steigt auch die für solche Lizenzen verfügbare Fläche über die Zeit an. So stieg auch die Zahl der jährlich vergebenen APA-Lizenzen über die Zeit kontinuierlich an.[1522]

Die zweite Form der Vergabe stellen die klassischen, seit 1965 durchgeführten, Lizensierungsrunden (ordinary licensing rounds) dar, die sich auf sog. „frontier areas", d. h. bisher noch nicht explorierte Regionen, beziehen. Solche Vergaberunden wurden in der jüngeren Vergangenheit üblicherweise alle zwei Jahre abgehalten. Bei den klassischen Lizensierungsrunden sind Ölgesellschaften dazu aufgefordert, Vorschläge für, aus ihrer Sicht, vielversprechende Gebiete zu machen. Nach einer Überprüfung der vorgeschlagenen Gebiete (vgl. Abschnitt 6.2.6.2) durch das Öl- und Energieministerium wird eine Liste der zur Lizensierung freigegebenen Gebiete veröffentlicht, für die sich Ölgesellschaften, alleine oder als Joint-Venture, bewerben können. Auf das konkrete Vergabeverfahren wird in Abschnitt 6.2.6.2 näher eingegangen.[1523]

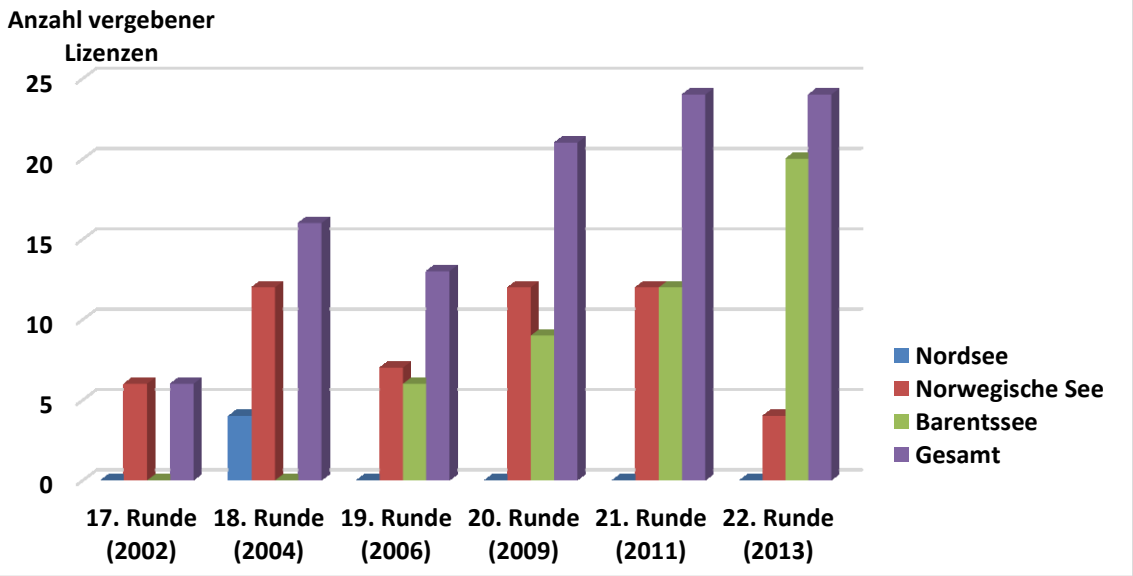


Abbildung 6.115: Resultate der klassischen Lizensierungsrunden Norwegens seit 2002

Datenquellen: Norwegian Petroleum Directorate (o. J., b) und Norwegian Petroleum Directorate (o. J.).

Wie in Abbildung 6.115 dargestellt, stieg die Zahl im Rahmen der klassischen Lizensierungsrunden vergebener Lizenzen seit 2002 kontinuierlich, auf jeweils 24 in der 21. und

[1522] Vgl. Edvardsen (2012), S. 31, Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2014), S. 34-37 und Norwegian Petroleum Directorate (2008).
[1523] Vgl. Norwegian Petroleum Directorate (o. J.) und Edvardsen (2012), S. 27f.

22. Runde, an. Für Gebiete in der Nordsee wurden letztmals 2004 Lizenzen vergeben. Die Zahl der für die Norwegische See vergebenen Lizenzen erreichte mit jeweils 12 in den Jahren 2009 und 2011 ihren Höhepunkt und sank zuletzt, wohingegen die Zahl der in der Barentssee vergebenen Lizenzen in den vergangenen Jahren stetig anstieg.

6.2.6.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der norwegischen Ölindustrie

Die norwegische Verfassung aus dem Jahr 1814 gehört zu den ältesten weltweit und enthält schon allein aufgrund der Tatsache, dass die industrielle Ölförderung in Norwegen erst ca. 150 Jahre später einsetzte, keine speziellen Vorschriften und Regelungen zur Ölindustrie. Hinsichtlich natürlicher Rohstoffe regelt die Verfassung lediglich, dass diese basierend auf „langfristig ausgerichteten Erwägungen" verwaltet werden sollten, so dass auch zukünftige Generationen sie noch nutzen können.[1524]

Rechtlicher Rahmen

Der konkrete rechtliche Rahmen für die norwegische Ölindustrie wird durch das Ölgesetz von 1996 in seiner Version vom 24. Juni 2011 gesetzt. Gemäß dem Ölgesetz sind die Offshore-Ölvorkommen Eigentum des Staates und nur dieser ist für deren Verwaltung verantwortlich. Entscheidungen sollen dabei im Hinblick auf den „langfristigen Nutzen für die Gesellschaft" getroffen werden.[1525]

Aktivitäten im Öl- und Gassektor dürfen nur unter einer, mit dem Gesetz konformen und vom Staat vergebenen, Lizenz bzw. Genehmigung durchgeführt werden.[1526]

Bevor ein neues Gebiet für eine Explorations- oder Förderlizenz freigegeben wird, ist zunächst eine umfassende Beurteilung über die möglichen Auswirkungen von Ölprojekten in der betroffenen Region vorzunehmen, an der „betroffene Interessengruppen" teilnehmen sollen. Sofern die Beurteilung positiv verläuft, kann durch das Ministerium eine Explorationslizenz vergeben werden. Üblicherweise soll eine Explorationslizenz für drei Jahre gelten, wobei auch abweichende Laufzeiten vereinbart werden können. Eine solche Explorationslizenz umfasst lediglich geologische, geophysische, geochemische und geotechnische Untersuchungen, bei denen maximal 200 m tiefe Testbohrungen, jedoch noch keine klassischen Explorationsbohrungen, vorgenommen werden dürfen.[1527]

Grundsätzlich werden die Seegebiete Norwegens in Blöcke von 15 Breitengrad- und 20 Längengrad-Minuten unterteilt (mit Ausnahmen wie z. B. Grenzen zu anderen Staaten).[1528] Eine Förderlizenz, die auch das exklusive Recht zur Exploration des entsprechenden Gebietes beinhaltet, kann sowohl einen kompletten Block, als auch mehrere Blöcke oder nur einen Teil eines Blockes umfassen. Während das im Untergrund befindliche

---

[1524] Vgl. Norwegische Verfassung (1814), Art. 110 b.
[1525] Vgl. Gesetz Nr. 72 (1996), Section 1-1 und 1-2.
[1526] Vgl. Gesetz Nr. 72 (1996), Section 1-1 und 1-3.
[1527] Vgl. Gesetz Nr. 72 (1996), Section 2-1 und 3-1 und Agerup (2013), S. 27.
[1528] Durchschnittlich wiesen sie so eine Fläche von ca. 500 km² in der Nordsee und im Norwegischen Meer und ca. 250 km² in der Barentssee auf.

Öl Eigentum des Staates ist, geht das Eigentumsrecht am geförderten Öl auf den Lizenzhalter über.[1529]
Der Vergabe einer Förderlizenz hat zunächst eine öffentliche Ausschreibung vorauszugehen. Konkrete Kriterien für die Vergabe werden im Gesetz jedoch nicht genannt. Stattdessen soll die Vergabe basierend auf „faktischen und objektiven Kriterien und entsprechend der Vorgaben und Bedingungen der Ausschreibung“ erfolgen.[1530]
Die Regierung (im Gesetz „The King“) kann Förderlizenzen auch ohne öffentliche Ausschreibung vergeben. In einem solchen Fall sollen alle Inhaber von Lizenzen in angrenzenden Gebieten vorher über die beabsichtigte Vergabe informiert werden und die Möglichkeit erhalten, sich auch um die Lizenz zu bewerben.[1531] Tatsächlich wurden Lizenzen seit 1965 überwiegend in den (mit Ausnahmen) jährlich stattfindenden und stets mehrere Lizenzgebiete umfassenden Lizensierungsrunden vergeben.
Förderlizenzen sollen zunächst für einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren vergeben werden. Wenn der Konzessionär innerhalb dieses Zeitraums die vertraglich vereinbarten Arbeitsverpflichtungen erfüllt hat, soll die Lizenz um bis zu 30 Jahre, in Ausnahmefällen aber auch bis zu 50 Jahre, verlängert werden.[1532]
Für die staatliche Beteiligung an Öl- und Gasprojekten besteht im aktuellen Gesetz keine strikte Regel. Stattdessen soll die Regierung den staatlichen Anteil festlegen.[1533]
Die staatliche Beteiligung bezieht sich dabei auf die finanzielle Beteiligung des Staates an einem Projekt (State direct financial interest), die durch ein zu 100 % in Staatsbesitz befindliches Unternehmen administriert werden soll. Die mit dem staatlichen Anteil am Projekt verbundenen Kosten sollen vom Staat getragen werden und die mit dem staatlichen Anteil verbundenen Erträge dem Staat zukommen.[1534] Die Vorschrift, dass das für die Verwaltung des staatlichen Anteils an Ölprojekten zuständige Unternehmen rein in staatlicher Hand sein muss, machte nach dem Börsengang – und damit der Teilprivatisierung der Statoil 2001 – die Gründung der Petoro notwendig. Hinsichtlich der staatlichen Beteiligung ist zudem auffällig, dass Statoil im Gesetz nicht erwähnt wird und somit keine (zumindest gesetzlichen) Privilegien gegenüber anderen Ölgesellschaften genießt, zumal eine aktive Beteiligung des Staates an der Durchführung von Ölprojekten im Gesetz nicht gefordert wird.

Fiskalischer Rahmen

Hinsichtlich der fiskalischen Behandlung sind die, sich aus Körperschaftsteuer und Sondersteuer, zusammensetzende Ertragsteuer, die Gebietsnutzungsgebühr und Umweltsteuern von besonderer Bedeutung für Ölprojekte in Norwegen.
Die Ertragsteuer besteht seit dem 1975 in Kraft getretenem Ölbesteuerungsgesetz und setzt sich aus der Körperschaftsteuer und einer Sondersteuer für Öl- und Gasaktivitäten

[1529] Vgl. Gesetz Nr. 72 (1996), Section 3-2 und 3-3.
[1530] Vgl. Ebenda, Section 3-5.
[1531] Vgl. Ebenda, Section 3-5.
[1532] Vgl. Ebenda, Section 3-8 und 3-9.
[1533] Vgl. Ebenda, Section 3-6.
[1534] Vgl. Gesetz Nr. 72 (1996), Section 11-1 bis 11-3.

zusammen. In der Vergangenheit betrug der Körperschaftsteuersatz 28 % und der Sondersteuersatz 50 %, so dass sich der Grenzsteuersatz auf die erwirtschafteten Gewinne auf 78 % belief. Dieser Grenzsteuersatz von 78 % ist zwar unverändert geblieben, jedoch wurden die Gewichte der beiden Steuern zuletzt geändert. So sah der Fiskalplan der Regierung für 2014 eine Senkung der Körperschaftsteuer auf 27 % vor, wohingegen die Sondersteuer auf 51 % angehoben wurde. Die Berechnung der Steuer erfolgt in zwei Stufen. Zunächst werden die in Norwegen erwirtschafteten Gewinne ermittelt, die mit der Körperschaftsteuer von 27% besteuert werden. Im Offshore-Bereich getätigte Kapitalinvestitionen können dabei über einen Zeitraum von sechs Jahren linear abgeschrieben werden. Bei der Ermittlung des zu hinsichtlich der Zusatzsteuer zu versteuernden Einkommens werden vom zu versteuernden Einkommen für die Körperschaftsteuer sogenannte „Uplifts“ abgezogen. Dabei werden 22 % der Offshore-Investitionskosten auf vier Jahre verteilt, so dass das hinsichtlich der Zusatzsteuer zu versteuernde Einkommen für vier Jahre um jährlich 5,5 % der getätigten Investitionen reduziert wird. Die unter Berücksichtigung der uplifts verbleibenden Erträge werden mit 51 % besteuert.[1535]

Mit Offshore-Aktivitäten verbundene Verluste können unendlich lange in die Zukunft vortragen werden. Die entsprechenden Steuergutschriften können auch an andere Unternehmen übertragen werden.[1536]

Die Gebietsnutzungsgebühr wird nach Ablauf der ersten zehnjährigen Phase einer Explorations- und Förderlizenz fällig und beträgt im ersten Jahr 5.400 US-$ je km², im zweiten Jahr ca. 10.800 US-$ km² und in allen darauf folgenden Jahren ca. 21.750 US-$ je km².[1537] Darüber hinaus kann bei Vertragsabschluss eine Einmalzahlung sowie eine, auf der Fördermenge basierende, Abgabe erhoben werden. Die Förderabgabe (auch als Royalty bezeichnet), wurde seit den 1990ern schrittweise gesenkt und seit 2007 wurden aus diesem fiskalischen Element gar keine Einnahmen mehr erzielt.[1538]

Außerdem werden Umweltsteuern auf den CO_2-Ausstoß (eingeführt 1991) und Stickoxide (NO_x, eingeführt 2007) erhoben.[1539]

Somit beziehen sich die in Norwegen auf den Ölsektor erhobenen Steuern und Abgaben entweder auf die erwirtschafteten Gewinne oder sind unabhängig von der Fördermenge, so dass die in Norwegen existierenden fiskalischen Elemente in den Angebotskurven keine Berücksichtigung finden, da sie sich nicht auf die Grenzkosten der Förderung auswirken.

[1535] Vgl. Norwegian Ministry of Finance (2013) und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 16f und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2014), S. 30.

[1536] Vgl. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 16 und EY (2014), S. 397.

[1537] 34.000 Norwegische Kronen, 68.000 norwegische Kronen, 137.000 norwegische Kronen. WK basierend auf Daten des IWF: 6,3 NOK = 1 US-$.

[1538] Vgl. Norwegian Petroleum Directorate (2013) und Gesetz Nr. 72 (1996), Section 4-10 und 3-9 und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2014), S. 62.

[1539] Vgl. EY (2014), S. 399f und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), S. 17.

6.2.6.3 Gegenwart der Ölindustrie in Norwegen

Die Ölprojekte des Landes finden in den drei Gewässern Barentssee, Norwegische See (Europäisches Nordmeer) und Nordsee statt. Die Nordsee wiederum ist in drei Abschnitte (Nord, Mitte, Süd) unterteilt (vgl. Abbildung 9.11).

Tabelle 6.47 liefert einen Überblick über die kumulierte Fördermenge und verbleibenden Reserven bis zum Ende der Jahre 2001 und 2014 und über die Fördermenge im Jahr 2014 für Norwegen und die drei Gewässer.

Tabelle 6.47: Fördermenge und verbleibende Reserven in Norwegen

		31.12.2001	**31.12.2014**
Norwegen	Fördermenge 2014 (mb/d)	551,9 (1,52)	
	Kumulierte Fördermenge (Mio. Barrel)	14.890	25.065
	Reserven(Mio. Barrel)	9.440	4.950
Nordsee	Fördermenge 2014 (mb/d)	425,6 (1,17)	
	Kumulierte Fördermenge (Mio. Barrel)	13.520	21.587
	Reserven (Mio. Barrel)	7.700	4.095
Norwegische See	Fördermenge 2014 (mb/d)	126,3 (0,35)	
	Kumulierte Fördermenge (Mio. Barrel)	1.370	3.478
	Reserven (Mio. Barrel)	1.740	673
Barentssee	Fördermenge 2014 (mb/d)	0	
	Kumulierte Fördermenge (Mio. Barrel)	0	0
	Reserven (Mio. Barrel)	0	182

Datenquellen: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2002), S. 38 und Norwegian Petroleum Directorate (2015).

Wie in Tabelle 6.47 zu sehen, betrug die reine Ölfördermenge des Landes im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 1,52 mb/d. Etwa drei Viertel der Förderung stammten aus der Nordsee und ein Viertel aus der Norwegischen See. In der Barentssee wird bislang noch kein Öl gefördert.

Andere Schätzungen [BP (2015) und IEA (2015a)] wiesen für Norwegen eine Fördermenge von ca. 1,9 mb/d im Jahr 2014 auf.[1540] Die Differenz von nahezu 0,4 mb/d ergibt sich daraus, dass in den Statistiken von BP und der IEA auch Kondensate und Flüssiggas berücksichtigt werden.

Während die Ölreserven Norwegens zwischen 2002 und 2014 um 4,5 Mrd. Barrel sanken, betrug die kumulierte Fördermenge im selben Zeitraum ca. 10,2 Mrd. Barrel. Die Differenz von ca. 5,7 Mrd. Barrel entspricht einer Zunahme der Reserven. Die zusätzlichen Reserven setzen sich zusammen aus Neufunden, neuen Funden in bereits bekannten Lagerstätten und der Neueinteilung bisher als Ressourcen klassifizierter Vorkommen als nun „wirtschaftlich förderbar“. Mit Blick auf, vom norwegischen Öl- und Energieministerium in den Jahresberichten veröffentlichten, Daten zu Fördermengen und verbleibenden Reserven zeigt sich jedoch, dass Neufunde insgesamt über die vergangenen Jahre gering ausfielen.

[1540] Vgl. BP (2015) und IEA (2015a), S. 59.

Tabelle 6.48 liefert einen Überblick über die zehn hinsichtlich ihrer Fördermenge bedeutendsten Felder des Landes, die im Jahr 2014 mit nahezu 50 % zur Gesamtfördermenge beitrugen. Von diesen Feldern befinden sich, gemäß der in dieser Arbeit verwendeten Abgrenzung zwischen Flachwasser- und Tiefwasserprojekten, sechs in flachen Gewässern und vier in tiefen Gewässern. Die Lagerstättentiefe der Felder beträgt zwischen ca. 1,3 und 4,9 km, so dass sich erhebliche Unterschiede in den Bohrlochkosten ergeben.

Tabelle 6.48: Zehn bedeutendste norwegische Felder im Jahr 2014

Feld	**Fördermenge 2014 (b/d)**	**Jahr des Förderstarts**	**Wassertiefe (in Metern)**	**Lagerstättentiefe (in Metern)**
Troll	125.800	1995	340	1.330
Ekofisk	117.011	1971	70	2.900 – 3.250
Snorre	96.849	1992	300 – 350	2.000 – 2.700
Grane	70.482	2003	128	1.700
Tyrihans	60.660	2009	270	3.500
Skarv	58.247	2013	350 – 450	3.300 – 3.700
Alvheim	54.456	2008	120 – 130	2.200
Asgard	52.560	1999	240 – 300	4.850
Heidrun	50.837	1995	350	2.300
Oseberg	47.046	1988	100	2.300 – 2.700
Gesamt	733.948			

Datenquelle: Norwegian Petroleum Directorate (2015).

6.2.6.4 Ermittlung der norwegischen Kostenkurven für 2014

Gemäß Noreng (2001) beliefen sich die Vollkosten für Felder in der Nordsee zu Beginn des 21. Jahrhunderts noch auf weniger als 12 US-$ je Barrel und die Förderkosten auf ca. 5 US-$ je Barrel.[1541] Unter Berücksichtigung des Anstiegs des UOCI als Maß für die Entwicklung der Förderkosten, der sich in der Zeit von 2000 bis 2014 verdoppelt hat, würden sich in das Jahr 2014 extrapolierte Förderkosten von durchschnittlich ca. 10 US-$ je Barrel ergeben.

Der vom Öl- und Energieministerium veröffentlichte Jahresbericht zum norwegischen Öl- und Gassektor wies für das Jahr 2014 Förderkosten (operating costs) von insgesamt (Öl- und Gasförderung) 64 Mrd. norwegische Kronen auf. Die Fördermenge, auf die sich diese Kosten beziehen, belief sich auf ca. 1,363 Mrd. Barrel an Öläquivalent (da auch Kondensate und Erdgas berücksichtigt werden).[1542] Bei einem Wechselkurs von 6,3 NOK/US-$[1543] ergeben sich für 2014 durchschnittliche Förderkosten von ca. 7,45 US-$ je Barrel. Da hierbei auch Erdgas berücksichtigt ist, das aufgrund seiner größeren Mobilität weniger aufwändig zu fördern ist, sollten die Ölförderkosten höher ausfallen.

[1541] Vgl. Noreng (2001), S. 216.
[1542] Vgl. Norwegian Petroleum Directorate (2015).
[1543] Basierend auf Daten des IWF (2015).

Die Jahresberichte von sechs in Norwegen tätigen Ölgesellschaften enthielten für die Ermittlung der Angebotskurven nutzbare Informationen zu den in Norwegen angefallenen Förderkosten. Diese sind in Tabelle 6.49 zusammengefasst.

Tabelle 6.49: Fördermenge und Förderkosten in Norwegen tätiger Ölgesellschaften

Ölgesellschaft	Fördermenge (b/d)	Förderkosten (US-$ je Barrel)
Statoil	Ca. 588.000 (*)	8,41 (6,73 – 10,09)
DetNorske	Ca. 66.600 (**)	10,63 (8,50 – 12,76)
BP	Ca. 41.000 (*)	18,85 (15,08 – 22,62)
Idemitsu Petroleum	Ca. 21.200	15,04 (12,03 – 18,05)
VNG Norge	Ca.5.500 (**)	16,67 (13,34 – 20,00)
Noreco	Ca. 537 (**)	24,27

Berechnung der Förderkosten über WK von 6,3 NOK = 1 US-$.
Datenquellen: Statoil (2015), S. 51, 70, Hersvik und Krane (2015), S. 2, 28, BP (2015a), S. 222, 224, Idemitsu Petroleum Norge AS (2015), Noreco (2015), S. 9, 11 und VNG Norge (2015), S. 18, 35.
(*) einschließlich Kondensaten
(**) Rohöl, Kondensate und Erdgas

Die durchschnittlichen Förderkosten der ersten fünf in der Tabelle aufgeführten Ölgesellschaften setzen sich aus den Förderkosten mehrerer Felder zusammen. Um die Unterschiede in den Eigenschaften der Felder zu berücksichtigen, wird um die durchschnittlichen Förderkosten eine Spanne von ±20 % gebildet. Noreco hingegen fördert lediglich aus einem Feld. Daher wird um die von diesem Unternehmen ausgewiesenen Kosten keine Spanne gebildet.
Eine Problematik für die Erstellung der kurzfristigen Angebotskurven besteht darin, dass die Ölgesellschaften überwiegend Daten zur Fördermenge einschließlich, in dieser Arbeit nicht berücksichtigten, Kondensaten und teilweise auch Erdgas veröffentlichen. Hinsichtlich der Fördermenge von Statoil wird daher angenommen, dass das Verhältnis von insgesamt geförderten flüssigen Energieträgern zur reinen Ölfördermenge dem für die Gesamtfördermenge des Landes ermittelten entspricht (1,52 mb/d zu 1,9 mb/d). Demnach ergibt sich für Statoil eine Ölfördermenge von ca. 470.000 b/d. Die von Statoil geförderte Menge wird mit den in Tabelle 6.49 ermittelten Kosten in der kurzfristigen Angebotskurve berücksichtigt. Für die Förderkosten der von anderen Ölgesellschaften betriebenen Projekte wird eine Spanne von 8,50 bis 24,27 US-$ je Barrel angenommen.
Gemäß norwegischem Petroleum Direktorat sind, wie in Abbildung 6.116 zu sehen, die technischen Vollkosten vor Steuern und Abgaben (vom NPD als „Break-Even price“ bezeichnet) neu erschlossener Felder zwischen 2005 und 2014 von durchschnittlich ca. 13,33 auf ca. 60 US-$ je Barrel angestiegen, wobei die Spanne über alle Projekte ca. 10 bis 80 US-$ beträgt.

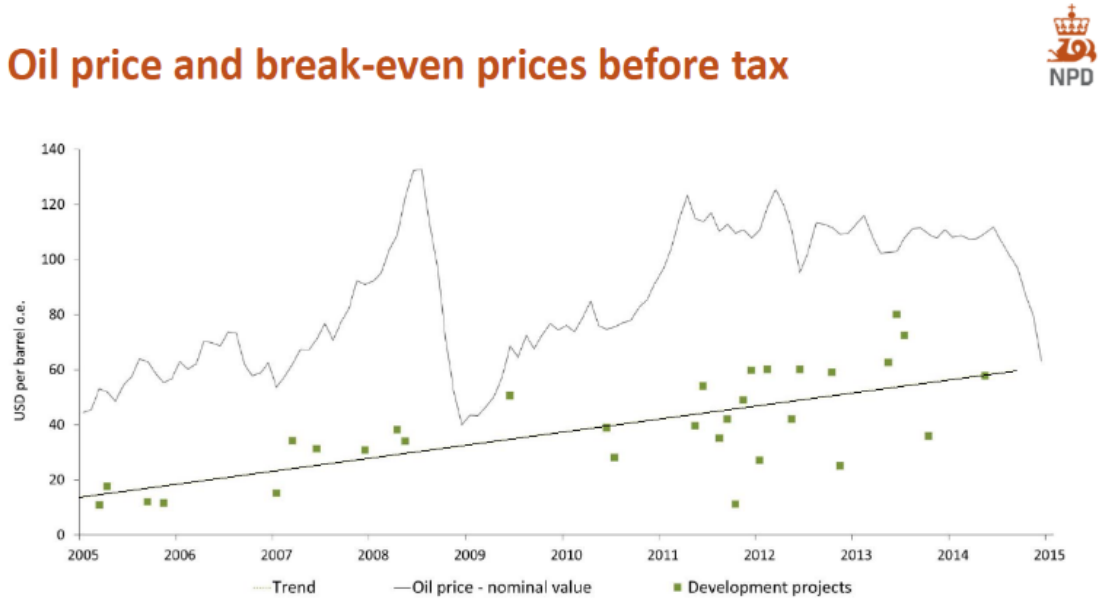


Abbildung 6.116: Break-Even Preis neuer Projekte in Norwegen

Quelle: Nyland (2015), S. 11.

Die 35, hinsichtlich ihrer Fördermenge, größten Felder des Landes wiesen im Jahr 2014 eine aggregierte durchschnittliche Fördermenge von ca. 1,37 mb/d auf und trugen entsprechend mit über 90 % zur norwegischen Fördermenge bei. 22 dieser Felder befinden sich in flachen Gewässern. Diese wiesen im Jahr 2014 eine durchschnittliche Gesamtfördermenge von ca. 0,87 mb/d auf. Auf die verbleibenden 13 Felder entfällt eine Fördermenge von ca. 0,5 mb/d.[1544] Rechnet man dies hoch auf die norwegische Gesamtfördermenge von durchschnittlich 1,5 mb/d, ergibt sich für die Flachwasserfelder eine Fördermenge von ca. 0,95 mb/d und für die Tiefwasserfelder von ca. 0,55 mb/d.
Die Lagerstätten der Flachwasserfelder befinden sich in Tiefen von 1.700 bis 4.800 m. Die Lagerstätten der Tiefwasserfelder liegen in Tiefen zwischen 1.300 und 4.700 m.[1545]
Gemäß Worldwide Oil Field Production Survey trugen im Jahr 2013 (für 2014 lagen noch keine Daten vor) 814 aktive Förderbohrlöcher zur Fördermenge von ca. 1,55 mb/d bei.[1546]
Die durchschnittliche Fördermenge je Förderbohrloch betrug demnach im Jahr 2013 ca. 697.000 b/d. Ausgehend von einer, bei Offshore-Projekten angenommenen Förderphase von ca. 15 Jahren je Bohrloch ergibt sich eine Fördermenge von durchschnittlich 10,46 Mio. Barrel je Bohrloch über die angenommene Förderphase.
Gemäß den in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Bohrlochkosten ergeben für die norwegischen Flachwasserfelder Bohrlochkosten von 9,4 bis 34,6 Mio. US-$ (bei Tiefen von 1.700 bis 4.800 m) und für die Tiefwasserfelder von 13,7 bis 67,3 Mio. US-$ (bei Tiefen von 1.300 bis 4.700 m). Setzt man diese ins Verhältnis zu den 10,46 Mio. Barrel, ergeben sich für

[1544] Siehe Anhang 9.7.
[1545] Datenquelle: Norwegian Petroleum Directorate (2015).
[1546] Oil & Gas Journal (2014).

die Felder in flachen Gewässern Bohrlochkosten von 0,90 bis 3,31 US-$ je Barrel und für die Tiefwasserfelder in Höhe von 1,31 bis 6,44 US-$ je Barrel.
Unter der für Offshore-Felder getroffenen Annahme, dass die Bohrlochkosten ein Viertel an den Erschließungskosten ausmachen, belaufen sich die Erschließungskosten auf 3,60 bis 13,24 US-$ je Barrel bei Flachwasserprojekten und 5,24 bis 25,76 US-$ je Barrel bei Tiefwasserprojekten. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 4,83 bis 19,74 bzw. 7,04 bis 38,41 US-$ je Barrel.
Basierend auf dem, in Abschnitt 5.2.1 ermittelten, Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 belaufen sich die Explorationskosten auf 0,97 bis 3,57 bzw. 1,41 bis 6,96 US-$ je Barrel. Bei einer durchschnittlich fünfjährigen Explorationsphase ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 2,10 bis 9,34 bzw. 3,05 bis 18,21 US-$ je Barrel. Somit belaufen sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 6,93 bis 29,08 US-$ je Barrel bei Flachwasserprojekten und 10,09 bis 56,62 US-$ je Barrel bei Tiefwasserprojekten.
Da in Norwegen keine Mengen- und Wertabgaben und Steuern auf Ölprojekte erhoben werden, finden fiskalische Elemente keine Berücksichtigung.
Unter den getroffenen Annahmen und vorgenommenen Berechnungen ergeben sich die in den Abbildungen 6.117 und 6.118 dargestellten Kostenkurven für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindliche Projekte des Landes.

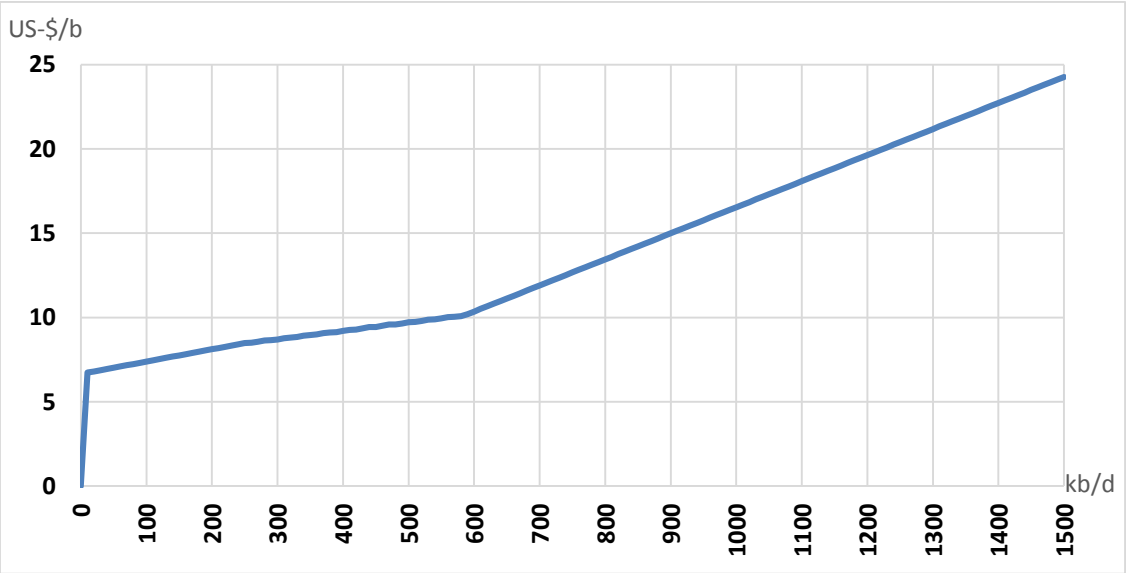


Abbildung 6.117: Kurzfristige Angebotskurve in Norwegen

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.117 zu sehen, sollten sich die Förderkosten aller gegenwärtig in Norwegen betriebenen Projekte ab einem Ölpreis von ca. 24 US-$ je Barrel durch den Marktwert des geförderten Rohöls decken lassen.

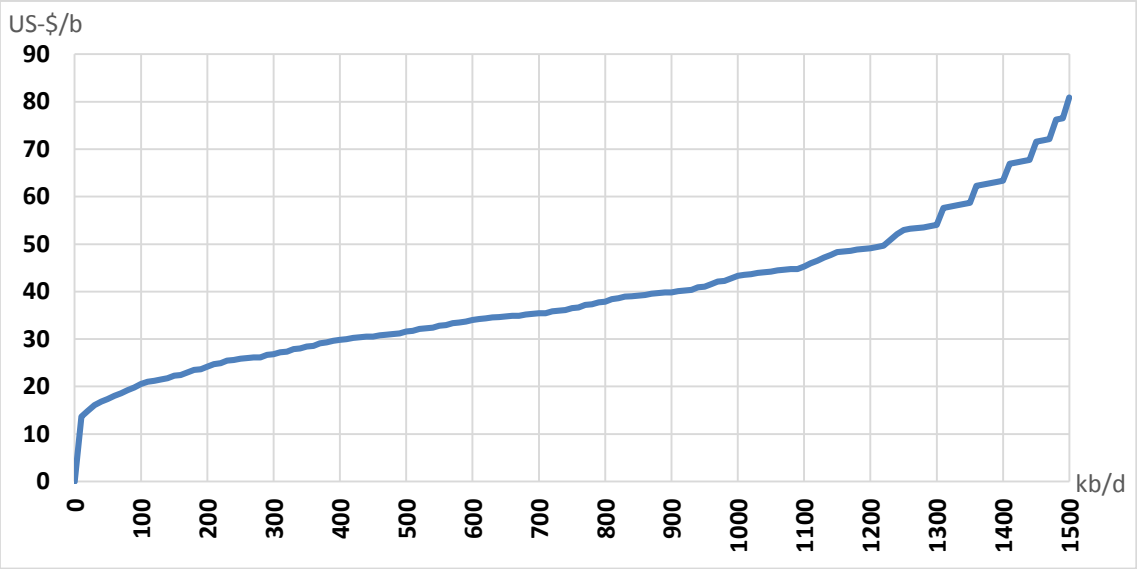


Abbildung 6.118: Norwegische Vollkostenkurve 2014

Eigene Darstellung

Gemäß der in Abbildung 6.118 ermittelten Vollkostenkurve für die im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte belaufen sich die technischen Vollkosten der in Norwegen betriebenen Ölprojekte auf ca. 14 bis 81 US-$ je Barrel.

Etwa 1,2 mb/d lassen sich gemäß der ermittelten Kostenkurve bei Ölpreisen unter 50 US-$ je Barrel rentabel fördern, wohingegen Ölprojekte mit einer Fördermenge von ca. 0,3 mb/d unter Berücksichtigung aller, in der Explorations-, Erschließungs- und Förderphase anfallenden, Kosten bei einem über die Förderphase durchschnittlichen Ölpreis von unter 50 US-$ je Barrel nicht rentabel betreibbar wären.
Die ermittelten Kosten entsprechen auch der vom Norwegischen Petroleum Direktorat ermittelten Spanne für den Break-Even-Ölpreis der seit 2005 erschlossenen Felder des Landes.

6.2.6.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Wie in Tabelle 6.47 dargestellt, beliefen sich die nachgewiesenen norwegischen Ölreserven Ende 2014 gemäß dem norwegischem Petroleum Direktorat auf 5,0 Mrd. Barrel. Die kumulierte Fördermenge betrug bis zu diesem Zeitpunkt ca. 25,1 Mrd. Barrel. Gemäß der Hubbert-These, wonach die Fördermenge rückläufig sein sollte, sobald die kumulierte Fördermenge das Niveau der verbleibenden Reserven übersteigt, sollte die norwegische Fördermenge somit auch zukünftig weiter sinken.
Eine Übersicht über die bedeutendsten, gegenwärtig in der Erschließungsphase befindlichen Projekte des Landes liefert Tabelle 6.50.

Tabelle 6.50: In der Erschließungsphase befindliche Projekte in Norwegen

Feld	**Gewässer**	**Lagerstättentiefe (Wassertiefe)** **(in Metern)**	**Vorkommen** **(Mio. Barrel)**	**Erwarteter Förderbeginn / Fördermenge**	**Erschließungskosten Mrd. US-$ (US-$ je Barrel) und aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten**
Martin Linge	Nordsee	2.000 (115)	190	Ende 2016 80.000 BOE	4,2 (22,11) 42,60 – 48,59 US-$/b
Johan Sverdrup	Nordsee	1.900 (110 – 120)	Ressourcen: 1,7 – 3,0 Mrd. Reserven (35 %): 0,6 – 1,05	Ende 2019 Zunächst 0,315 – 0,38 mb/d Max. 0,55 – 0,65 mb/d	18,6 (17,71 – 31,00) 34,12 – 68,12 US-$/b
Ivar Aaasen	Nordsee	2.400 (110)	150 – 200	Ende 2016 16.000 BOE 2016 24.000 BOE 2019	4,3 (21,50 – 28,67) 41,43 – 63,01 US-$/b
Goliat	Barentssee	1.000 – 1.800 (360 – 420)	174	2015 Max. 93.000 b/d	5,8 (33,33) 64,23 – 73,24 US-$/b
Gina Krog	Nordsee	3.700 (110 – 120)	130 – 170	2017 Max. 60.000 b/d	5,0 (29,41 – 38,46) 56,68 – 84,51 US-$/b
Edvard Grieg	Nordsee	1.900 (110)	149 – 185	Ende 2015 Max. 100.000 BOE	4,0 (21,62 – 26,85) 41,67 – 59,00 US-$/b

Datenquellen: www.statoil.com, www.lundin-petroleum.com, www.total.com, www.eninorge.com, Subseaiq (o. J.), Offshore-Technology (o. J.), Norwegian Petroleum Directorate (2015).

Die in Tabelle 6.50 aufgeführten, in der Erschließung befindlichen Felder weisen eine aggregierte maximale Förderkapazität von ca. 1 mb/d auf. Von den sechs Feldern befinden sich fünf in der Nordsee und eins in der Barentssee. Unter den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen hinsichtlich Dauer der Explorations- und Erschließungsphase, Diskontsatz, Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten ergeben sich für die in der Tabelle zusammengefassten Projekte aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 34,12 bis 84,51 US-$ je Barrel.

Das erste die Förderphase erreichende Feld in der norwegischen Barentssee stellt das Goliat-Feld mit Reserven von ca. 174 Mio. Barrel dar. Die Vorkommen befinden sich in einer Tiefe von ca. 1.000 bis 1.800 Metern unter dem Meeresboden in einer Wassertiefe von 360 bis 420 Metern. Die von der Betreibergesellschaft ENI veranschlagten Investitionen in die Erschließung des Feldes beliefen sich zunächst auf 30,5 Mrd. NOK (ca. 4,84 Mrd. US-$) und wurden zuletzt auf ca. 36,7 Mrd. NOK bzw. ca. 5,8 Mrd. US-$ geschätzt. Die Förderkosten während der ca. 15-jährigen Förderphase sollen jährlich 1,5 Mrd. NOK (0,24 Mrd. US-$) betragen. Die Fördermenge aus dem Feld soll gemäß ENI im zweiten Jahr der Förderphase ihr Maximum von ca. 34 Mio. Barrel (ca. 93.000 b/d) erreichen und anschließend auf zunächst ca. 10,7 Mio. Barrel p. a. und schließlich 3,1 Mio. Barrel p. a. sinken.[1547] Bezieht man die von der ENI prognostizierten jährlichen Förderkosten von 1,5 Mrd. NOK (0,24 Mrd. US-$) auf die Förderphase von 15 Jahren und die Reserven des Feldes von 174 Mio. Barrel, ergeben sich Förderkosten von durchschnittlich ca. 20,50 US-$ je Barrel. Diese sollten in den ersten Jahren der Förderphase geringer und in den späteren Jahren höher ausfallen. Basierend auf den gegenwärtig verfügbaren Daten zum Goliat-Feld ergeben sich die in Tabelle 6.50 ermittelten aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten von ca. 64,23 bis 73,24 US-$ je Barrel.

In der jüngeren Vergangenheit wurden zwei größere Felder entdeckt, deren Vorkommen sich noch in der Bewertungsphase befinden und daher noch nicht als Reserven klassifiziert wurden. Mit Vorkommen von ca. 2,2 Mrd. Barrel (bzw. 1,7 bis 3,0 Mrd. Barrel) das meiste Potential bietet das 2010 in der Nordsee entdeckte Johan Sverdrup-Feld, das von Statoil erschlossen wird und für das gegenwärtig ein Förderstart im Jahr 2019, eine maximale Fördermenge von 550.000 bis 650.000 b/d und eine Förderphase von ca. 50 Jahren erwartet wird. Da durch sekundäre Fördermethoden, die bei Offshore-Feldern Anwendung finden, im Mittel ca. 35 % der Vorkommen gefördert werden können, erscheinen Reserven in Höhe von ca. 0,6 bis 1,05 Mrd. Barrel realistisch.

Damit würde es sich um eines der zehn größten bisher in norwegischen Gewässern entdeckten Felder handeln. Die Erschließungskosten werden von Statoil gegenwärtig auf ca. 117 Mrd. NOK (ca. 18,57 Mrd. US-$) geschätzt.[1548]

Für die fünf in der Erschließungsphase befindlichen Projekte Martin Linge, Ivar Aasen, Goliat, Gina Krog und Edvard Grieg wird eine Fördermenge von ca. 350.000 b/d im Jahr 2019 und anschließend ein natürlicher Fördermengenrückgang von ca. 8,75 % p. a. (ca.

[1547] Vgl. ENI Norge (o. J.) und ENI Norge (2012).
[1548] Vgl. Statoil (2014b) und Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2014), S. 71.

ein Viertel der Fördermenge der fünf Felder stammt aus tiefen Gewässern, Goliat-Feld) auf ca. 200.000 b/d angenommen. Die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten dieser Felder belaufen sich auf 41,43 bis 84,51 US-$ je Barrel.
Das Johan Sverdrup-Feld soll im Jahr 2019 mit ca. 350.000 b/d zur Fördermenge beitragen. Für 2024 wird angenommen, dass die vollständige Erschließung des Feldes abgeschlossen ist und die maximale Fördermenge von 650.000 b/d erreicht werden kann. Die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten werden auf 34,12 bis 68,12 US-$ je Barrel geschätzt.
Für die Förderkosten der neuen Projekte wird, basierend auf den in Tabelle 6.50 ermittelten Kosten, ein Intervall von 6,73 bis 24,27 US-$ je Barrel angenommen.
Basierend auf den in Abschnitt 3.1.3 getroffenen Annahmen zum natürlichen Fördermengenrückgang wird für die Angebotskurven der Jahre 2019 und 2024 angenommen, dass die Fördermenge aus den bereits in der Förderphase befindlichen Flachwasserprojekten um 7,5 % p. a. und den Tiefwasserprojekten um 12,5 % p. a. sinkt. Die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Flachwasserprojekten würde demnach bis 2019 auf ca. 650.000 b/d und bis 2024 auf ca. 450.000 b/d sinken und die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Tiefwasserprojekten bis 2019 auf ca. 300.000 b/d und bis 2024 auf ca. 150.000 b/d. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.119 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

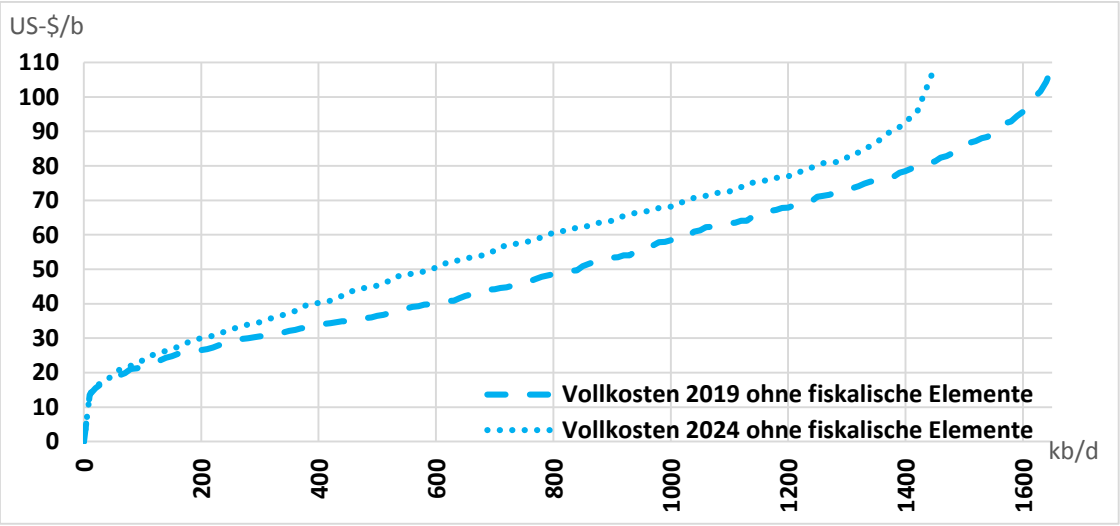


Abbildung 6.119: Norwegische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die Fördermenge auf ca. 1,65 mb/d im Jahr 2019 ansteigen und anschließend bis zum Jahr 2024 auf ca. 1,45 mb/d sinken.
Werden nur die entscheidungsrelevanten Kosten, und somit keine bereits versunkenen Kosten, berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 6.120 dargestellte langfristige Angebotskurve für Norwegen.

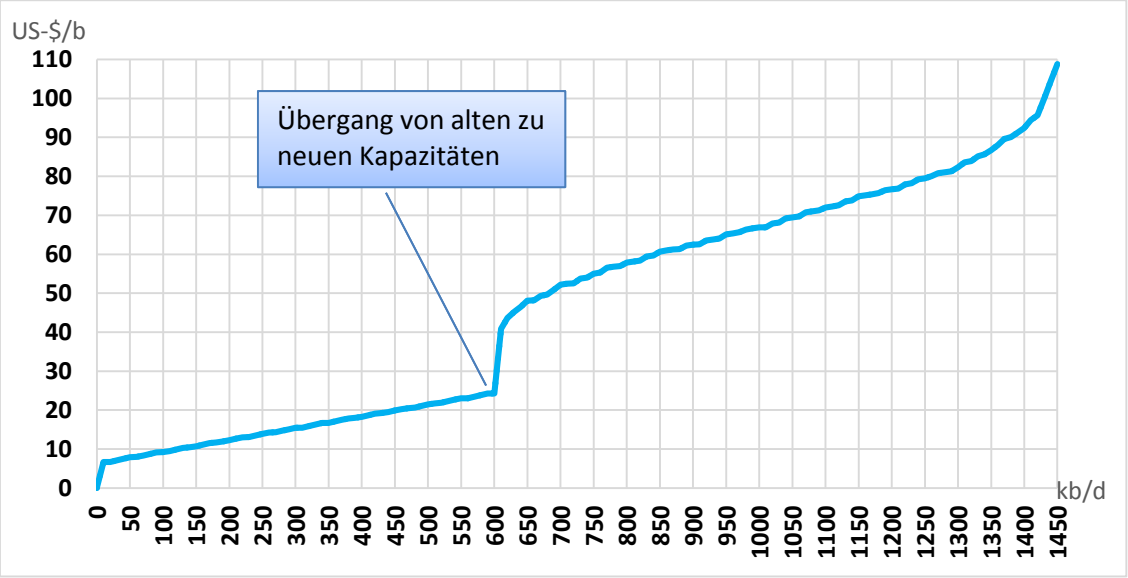


Abbildung 6.120: Langfristige Angebotskurve in Norwegen

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.120 zu sehen, sollte die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,6 mb/d sinken. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf bis zu ca. 24 US-$ je Barrel.

Im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befindliche Projekte würden im Jahr 2024 mit ca. 0,85 mb/d zur Fördermenge des Landes beitragen. Diese Projekte weisen Grenzkosten von ca. 41 bis 109 US-$ je Barrel auf. Sollte der Ölpreis längerfristig unter 50 US-$ je Barrel notieren und die Ölgesellschaften ihre Ölpreiserwartungen nach unten korrigieren, erscheint es möglich, dass die Erschließung von in Tabelle 6.50 aufgeführten Projekten vorerst verschoben wird oder auf eine Erschließung ganz verzichtet wird. In dem Fall würde die norwegische Fördermenge im Jahr 2024 deutlich geringer ausfallen als prognostiziert.

Grundsätzlich fallen die in den Angebotskurven prognostizierten Fördermengen im Vergleich zu anderen Studien deutlich optimistischer aus. So prognostizieren Sällh et al. (2014) einen Rückgang der norwegischen Fördermenge auf ca. 1,3 bis 1,4 mb/d im Jahr 2020 und auf unter 1 mb/d ab Mitte der 2020er Jahre.[1549] Campbell (2013) ist für den norwegischen Ölsektor noch pessimistischer und erwartet bereits bis 2020 einen Rückgang auf 1 mb/d. Auch sieht Campbell nur geringes Potential hinsichtlich noch zu entdeckender Ölvorkommen, die er auf 1,6 Mrd. Barrel schätzt.[1550] Dies deckt sich auch mit den Erfahrungen von Statoil in der jüngeren Vergangenheit, die bei ihren Explorationsprojekten in der Barentssee auf deutlich geringere Ölvorkommen stieß als ursprünglich angestrebt, was die Zukunftsaussichten für dortige Ölprojekte deutlich schmälert.[1551]

[1549] Vgl. Sällh et al. (2014), S. 341.
[1550] Vgl. Campbell (2013), S. 203, 207.
[1551] Vgl. Koranyi (2014) und Statoil (2014c).

Während die im Vergleich zu anderen Studien geringere Fördermengenrückgangsrate zur Folge hat, dass die in den Angebotskurven prognostizierte Fördermenge verglichen mit anderen Studien höher ausfällt, kann die Erschließung weiterer Felder, für die bisher keine konkreten Pläne bestehen (wie bspw. für das Johan Castberg-Feld, bei dem frühestens Ende 2022 mit einem möglichen Förderstart gerechnet wird)[1552] eine höher als prognostizierte Fördermenge im Jahr 2024 zur Folge haben. Allerdings dürfte es vor dem Hintergrund der ermittelten Grenzkosten in der Erschließungsphase befindlicher Felder in Norwegen kaum zu weiteren Erschließungen kommen, solange der Ölpreis im Bereich von 40 bis 50 US-$ je Barrel notiert. So verschob Statoil die Entscheidung über die Erschließung des in der Barentssee befindlichen Johan-Castberg-Feldes im März 2015 auf die zweite Jahreshälfte 2016. Die Erschließungskosten des Feldes mit nachgewiesenen Ölvorkommen von 400 bis 650 Mio. Barrel wurden zuletzt auf ca. 70 US-$ je Barrel geschätzt.[1553]

[1552] Vgl. Jacobsen und Koranyi (2015).
[1553] Vgl. Statoil (2015d) und Jacobsen und Koranyi (2015).

6.2.7 Aserbaidschan

Der südkaukasische Staat Aserbaidschan verfügte gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 über nachgewiesene Ölreserven von ca. 7 Mrd. Barrel. Die Fördermenge betrug gemäß BP im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 0,85 mb/d.[1554]

Im 19. Jahrhundert begann das russische Zarenreich, seinen Einfluss im Kaukasus auszuweiten und rivalisierte mit dem Iran (Persien) um die Vorherschafft in der Region. Zwei Abkommen zwischen Russland und den Persern, das Abkommen von Gulistan 1813 nach dem Ende des russisch-iranischen Krieges von 1804 bis 1813 und das Abkommen von Turkmanchay 1828 im Anschluss an den russisch-iranischen Krieg von 1826 bis 1828, führten schließlich zur Teilung Aserbaidschans in einen, von Russland dominierten, Norden und einen, vom persischen Reich dominierten, Süden. Der südliche Teil gehört heute zum Iran. Nach dem Zusammenbruch der zaristischen russischen Regierung 1917 und der Flucht russischer Kommissare aus Baku wenig später erklärte sich Aserbaidschan im Mai 1918 zu einer unabhängigen Republik. Diese Unabhängigkeit endete jedoch bereits zwei Jahre später, als im April 1920 die rote Armee einmarschierte und das Land – ebenso wie die beiden anderen kaukasischen Republiken Armenien und Georgien – in die Sowjetunion eingegliedert wurde.[1555]

Erste Bestrebungen des Landes nach Unabhängigkeit wurden während des sogenannten „schwarzen Januars“ am 19. und 20. Januar 1990 durch russische Panzer in Baku niedergeschlagen, nachdem wenige Tage zuvor die letzten armenischen Einwanderer das Land verlassen hatten, da sie vermehrt gewalttätigen Angriffen von Aserbaidschanern ausgesetzt gewesen waren. Am 18. Oktober 1991 schließlich erlangte Aserbaidschan die Unabhängigkeit von der in Auflösung begriffenen Sowjetunion.[1556]

Nachdem es bereits Ende der 1980er Jahre zu Konflikten zwischen Armenien und Aserbaidschan um das Gebiet Berg-Karabach im Südwesten Aserbaidschans, das hauptsächlich von Armeniern bewohnt wurde aber zum aserbaidschanischen Staatsgebiet gehörte, gekommen war, eskalierten diese weiter, nachdem beide Länder ihre Unabhängigkeit erlangt hatten. So wurde erst im Mai 1994 ein - bis heute brüchiger – Waffenstillstand vereinbart, der aber mit keiner endgültigen politischen Lösung verbunden war. Seitdem wird das Gebiet de facto von Armenien kontrolliert, wobei Aserbaidschan weiterhin Anspruch darauf erhebt.[1557]

Das politische System des Landes ist das einer Präsidialdemokratie, in der der Präsident – seit Oktober 2003 Ilham Aliyev (gleichzeitig Vorsitzender der Regierungspartei „Neues Aserbaidschan, YAP) – als Staatsoberhaupt über weitreichende Befugnisse verfügt.[1558]

[1554] Vgl. BP (2015).
[1555] Vgl. Dragadze (1996), S. 269f.
[1556] Vgl. Dragadze (1996), S. 277-281 und Auswärtiges Amt (2015p).
[1557] Vgl. Auswärtiges Amt (2015r), Auswärtiges Amt (2015q) und Dragadze (1996) S. 283-286.
[1558] Vgl. Auswärtiges Amt (2015p).

6.2.7.1 Geschichte der aserbaidschanischen Ölindustrie

Aserbaidschan verfügt über eine der ältesten Ölindustrien weltweit. So berichteten bereits Historiker und Reisende des späten Mittelalters wie Marco Polo (13./14. Jahrhundert), von den Ölvorkommen und Ölbohrlöchern in der Region und gemäß mancher Quellen wird in dem Land bereits seit über 1.000 Jahren Öl gefördert und exportiert. Bis 1848 wurde die Ölförderung jedoch auf relativ primitive Art betrieben, indem mit Schaufeln nach Öl gegraben wurde und die Löcher entsprechend nur Tiefen von wenigen Metern erreichten. Die Zahl dieser Löcher auf der Abşeron-Halbinsel, auf der sich auch die Hauptstadt Baku befindet, lag bereits im Jahr 1806 bei ca. 50 und stieg bis 1821 auf ca. 120 an.[1559]

1848 wurde auf der Abşeron-Halbinsel die weltweit erste Ölbohrung durchgeführt. Auch die weltweit erste Raffinerie wurde 1859 in Baku errichtet und 1867 existierten bereits 15 Ölraffinerien in dem Land. 1871 wurde die Region um Baku für ausländische Investoren geöffnet und in den folgenden Jahren entwickelte sich die Ölindustrie der Region, insbesondere durch Investitionen der Nobel-Brüder und der Rothschild-Familie, zu einer der, hinsichtlich verwendeter Technologien und Fördermenge, weltweit führenden. Entsprechend wird Baku auch als das Zentrum der „russischen Ölindustrie“ im 19. Jahrhundert bezeichnet. So trug Aserbaidschan im Jahr 1890 mit über 97 % zur Fördermenge des Zarenreichs bei und um die Jahrhundertwende betrug der Anteil der aserbaidschanischen Fördermenge an der globalen Fördermenge über 50 %. Neben den Investitionen in neue Ölbohrungen wurden auch Raffinerien, Eisenbahnlinien und Pipelines gebaut. So wurde zwischen 1896 und 1906 eine über 800 km lange Pipeline von Baku bis Batumi an der Küste des Schwarzen Meeres verlegt, durch die der Export aserbaidschanischen Rohöls in die ganze Welt wesentlich vereinfacht wurde.[1560]

Ab 1905 begann die aserbaidschanische Fördermenge jedoch - bedingt durch die im Rahmen der russischen Revolution ausbrechenden Streiks, ethnische Konflikte und chaotischen Zustände, die auch die Ölindustrie Aserbaidschans betrafen - zu sinken. Der Anteil Bakus an den globalen Ölexporten sank so zwischen 1904 und 1913 von 31 % auf unter 8 %.[1561]

Im Zuge des Anschlusses Aserbaidschans an die Sowjetunion im Jahr 1917 wurden die bis dahin im Land tätigen 165 privaten Ölgesellschaften verstaatlicht. Diese Verstaatlichung wurde zwar nach der Verkündung der Unabhängigkeit Aserbaidschans 1918 aufgehoben, doch bereits 1920 nach der Wiedereinnahme Bakus durch die Rote Armee wurde die Ölindustrie erneut verstaatlicht. Kurzfristig sank die Fördermenge in Folge dessen zwar, doch stieg sie bereits ab 1922 an, da die Führung der Sowjetunion verstärkt in den aserbaidschanischen Ölsektor investierte und so die nicht mehr vorhandenen privaten Investitionen ersetzte. Ihren vorläufigen Höhepunkt erreichte die aserbaidschani-

---

[1559] Vgl. Bagirov (1996) und Croissant (1998), S. 20.
[1560] Vgl. Nassibli (1999), S. 102, Bayulgen (2010), S. 90f, Bagirov (1996) und Croissant (1998), S. 20.
[1561] Vgl. Bayulgen (2010), S. 91.

sche Förderung mit – in Abhängigkeit von der verwendeten Quelle – 23,4 bis 25,4 Millionen Tonnen bzw. ca. 0,5 mb/d im Jahr 1941. Damit trug Aserbaidschan mit über 70 % zur Fördermenge der Sowjetunion bei.[1562]

Im Verlauf des Zweiten Weltkriegs zog die Sowjetunion, aus Angst vor einer Eroberung Bakus durch die Wehrmacht, den Großteil des Personals sowie Material und Anlagen aus Baku ab und brachte sie zu anderen Ölfeldern im Norden und Osten der Sowjetunion. Entsprechend sank die aserbaidschanische Fördermenge bis zum Ende des Zweiten Weltkriegs um mehr als 50 % gegenüber dem Niveau von 1941.[1563]

Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs wurden durch die Führung der Sowjetunion zwar wieder Investitionen im aserbaidschanischen Ölsektor vorgenommen, doch konnte die Fördermenge von 1941 nicht mehr erreicht werden. Dies lag insbesondere daran, dass die Felder auf der Abşeron-Halbinsel sich bereits in einem reifen Stadium der Ausbeutung befanden. Um die Fördermenge Aserbaidschans stabil zu halten wurde ab 1949 mit der Offshore-Förderung im Kaspischen Meer begonnen. Dadurch konnte der Output bis in die zweite Hälfte der 1960er Jahre bei ca. 21 Millionen Tonnen im Jahr bzw. ca. 0,4 mb/d gehalten werden.[1564]

Bis zum Zusammenbruch der Sowjetunion sank sowohl der relative als auch der absolute Beitrag der aserbaidschanischen Ölindustrie zur Fördermenge der Sowjetunion. So wurden 1988 nur noch ca. 3,7 Mio. Tonnen (ca. 75.000 b/d) gefördert, was einem Anteil von ca. 0,6 % an der Fördermenge der Sowjetunion entsprach.[1565] Ursächlich für den Niedergang der aserbaidschanischen Ölindustrie waren die Erschöpfung der bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befindlichen Felder und hohe Förderkosten in der Region. Zudem hatte der Fokus der Führung der Sowjetunion auf der Erschließung der russischen Felder in der Wolga-Ural-Region und in West-Sibirien gelegen, so dass die Investitionen in den aserbaidschanischen Ölsektor erheblich gekürzt worden waren.[1566]

Mit der Unabhängigkeit des Landes änderten sich auch die Vorzeichen für die aserbaidschanische Ölindustrie ab dem Jahr 1991. So wurde im September 1992 die staatliche Ölgesellschaft SOCAR (State Oil Company of the Azerbaijani Republic) gegründet, die alle Anlagen im Upstream- und Downstream-Sektor des Landes übernahm.[1567]

Bereits im Januar 1991 waren zudem für die Erschließung dreier Offshore-Felder im Kaspischen Meer Ausschreibungen vorgenommen worden. Gebote gingen insbesondere von großen internationalen Ölgesellschaften wie BP ein. Nachdem der im Juni 1992 gewählte Präsident, Abulfez Elchibey, im Mai 1993 Vereinbarungen mit ausländischen Ölgesellschaften traf und weitere solche Vereinbarungen in London zu unterzeichnen beabsichtigte, wurde seine Regierung im Juni des selben Jahres durch eine Revolte – gemäß verschiedener Quellen geplant durch expansionistische Kreise aus Russland – abgesetzt

---

[1562] Vgl. Bagirov (1996) und Croissant (1998), S. 21f.
[1563] Vgl. Bagirov (1996) und Croissant (1998), S. 21 und Bayulgen (2010), S. 91.
[1564] Vgl. Nassibli (1999), S. 103 und Bayulgen (2010), S. 92 und Bagirov (1996).
[1565] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 97.
[1566] Vgl. Nassibli (1999), S. 103f, Bayulgen (2010), S. 92, Bagirov (1996) und Croissant (1998), S. 22-27.
[1567] Vgl. Bagirov (1996).

und durch den Moskau-treuen Kommunisten Heidar Aliev abgelöst. Dieser stoppte die Verhandlungen mit den ausländischen Ölgesellschaften zunächst.[1568]
Nachdem er die Gespräche mit den internationalen Ölgesellschaften Anfang 1994 wieder aufgenommen hatte, wurde am 20. September 1994 der sogenannte „Vertrag des Jahrhunderts“ unterzeichnet. Dieser umfasste die Felder Azeri, Chirag und Guneshli, die sich als ein zusammenhängendes Feld herausstellen sollten (ACG-Feld), und sah ursprünglich Investitionen in Höhe von 7,4 Mrd. US-$ über einen Zeitraum von 30 Jahren vor. Die beabsichtige Fördermenge aus den Feldern wurde auf insgesamt ca. 3,75 Mrd. Barrel über eine 30-jährige Förderphase geschätzt. Als Vertragsform wurde SOCAR wurde an dem Projekt, das unter einem Production-Sharing-Vertrag betrieben werden sollte, mit 10 % beteiligt und die ursprünglichen zwölf ausländischen Ölgesellschaften mit 90 %. Zur Koordinierung des Projekts wurde die Azerbaijan International Operation Company (AIOC) gegründet.[1569]
Bis 1997 wurden vier weitere PSVs mit internationalen Ölgesellschaften abgeschlossen.[1570]
Der zweite PSV, der im November 1995 unterzeichnet wurde, betraf das Offshore-Feld Karabakh mit geschätzten Ölreserven von ca. 600 bis 900 Millionen Barrel. In das Feld sollten über einen Zeitraum von 25 Jahren ca. 2 Mrd. investiert werden. Im Juni 1996 wurde der dritte PSV abgeschlossen, der das Offshore-Feld Shah-Deniz betraf. Da in diesem Feld hauptsächlich Erdgas und Kondensate gefördert werden, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, wird es im Folgenden nicht näher betrachtet. Im Dezember 1996 wurde der vierte Vertrag, für die Felder Ashrafi und Dan Ulduzu, unterzeichnet. Die Reserven in diesen Feldern wurden auf ca. 700 Mio. Barrel geschätzt und Investitionen von 2 Mrd. US-$ veranschlagt. Im Januar 1997 wurde der fünfte PSV zur Exploration und Erschließung der Offshore-Felder Lenkeran Deniz und Talish Deniz abgeschlossen. In diese Felder mit geschätzten Reserven von ca. 600 bis 700 Mio. Barrel sollten ca. 2 Mrd. US-$ durch ein Konsortium unter französischer Führung investiert werden.[1571]
Neben den fünf „großen“ PSVs wurden in den 1990er Jahren noch weitere Verträge mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen, deren Bedeutung hinsichtlich der Vorkommen in den betroffenen Lagerstätten und der Fördermenge jedoch deutlich geringer ausfällt.[1572]

[1568] Vgl. Nassibli (1999), S. 104-106 und Bayulgen (2010), S. 93.
[1569] Vgl. Bagirov (1996) und Nassibli (1999), S. 107f.
[1570] Zu den Anteilen der beteiligten Ölgesellschaften siehe Tabelle 9.8.
[1571] Vgl. Nassibli (1999), S. 108f und BP (o. J., a).
[1572] Vgl. Croissant (1998), S. 32f.

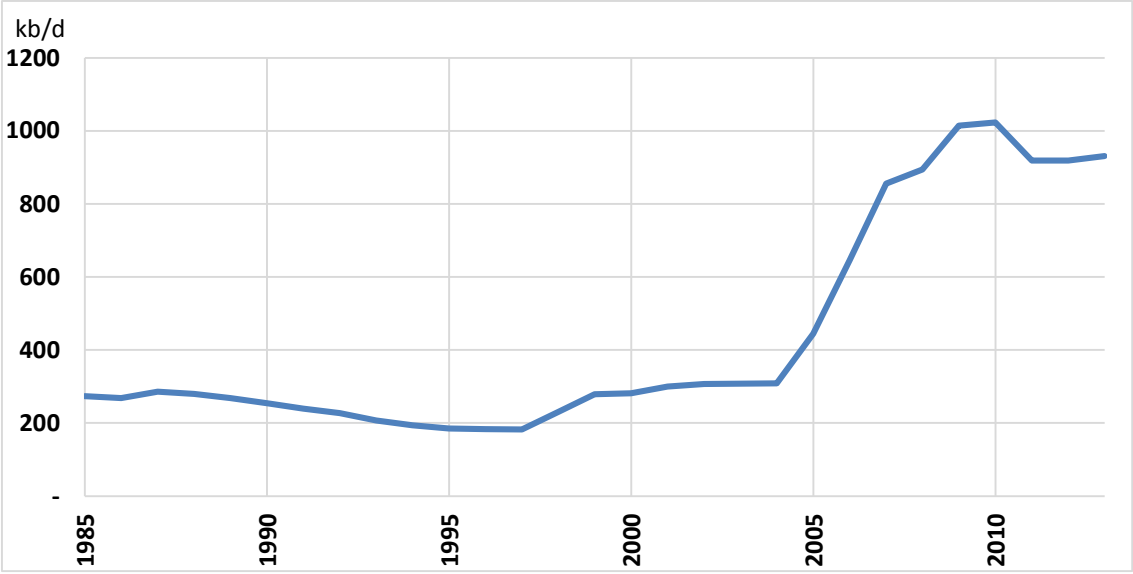


Abbildung 6.121: Förderung flüssiger Energieträger in Aserbaidschan

Datenquelle: BP (2014).

Wie in Abbildung 6.121 zu sehen, stabilisierte sich die aserbaidschanische Fördermenge ab Mitte der 1990er Jahre, nachdem sie in der ersten Hälfte des Jahrzehnts noch gesunken war. Der Rückgang der Fördermenge in der ersten Hälfte der 1990er Jahre lag vor allem an finanziellen Schwierigkeiten der neu gegründeten SOCAR. So mussten aufgrund der Finanznot des Unternehmens einige Bohrungen gestoppt werden und auch die Zahl der neuen Explorations- und Erschließungsbohrungen sank erheblich. Weitere Probleme stellten veraltete Ausrüstung und Anlagen sowie verzögerte Lohnzahlungen an die Mitarbeiter dar. Diese Entwicklungen waren auch der wesentliche Grund für die Einbindung ausländischer Ölgesellschaften.[1573]

Mit dem Beginn der ersten Förderphase aus dem Chirag-Abschnitt des ACG-Feldes im Jahr 1997 stieg auch die Fördermenge Aserbaidschans wieder an. In den Jahren 2005 und 2006 setzte die zweite Förderphase mit dem Beginn der Ausbeutung des Azeri-Abschnitts ein. 2008 schließlich folgte die dritte Phase mit dem Förderstart im Tiefwasserabschnitt Gunashli. Gemäß BP, dem Betreiber des Feldes, stieg die Gesamtfördermenge aus dem ACG-Feld bis 2010 kontinuierlich an und erreichte 2009/10 über 0,8 mb/d. Damit trug dieses Feld mit über 80 % zur Fördermenge des Landes bei.[1574]

Zwar waren zwischen 1994 und 2010 insgesamt 32 PSVs zwischen der SOCAR und internationalen Ölgesellschaften geschlossen worden, doch zeigte sich, dass einige der zuvor als vielversprechend eingeschätzten Lagerstätten tatsächlich kein oder kaum Rohöl enthielten oder die Vorkommen nicht wirtschaftlich förderbar waren. Entsprechend wurden einige dieser Projekte aufgegeben.[1575]

[1573] Vgl. Bagirov (1996).
[1574] Vgl. BP (2013a), S. 4 und 7.
[1575] Vgl. International Business Publications (2012f), S. 86 und Ciarreta und Nasirov (2010), S. 16f.

6.2.7.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der aserbaidschanischen Ölindustrie

Rechtlicher Rahmen

Die Eigentumsrechte an den natürlichen Rohstoffen des Landes liegen gemäß Verfassung beim Staat.[1576] Dies wird auch durch das „Untergrundgesetz" (Law of the Azerbaijan Republic on Subsurface) von 1998 bestätigt.[1577] Dieses Gesetz enthält auch weitere, für die Ölindustrie maßgebliche Regelungen.

So wird die Nutzungsdauer für den Untergrund betreffende Projekte auf 30 Jahre – davon fünf für geologische Explorationen und 25 für die Ausbeutung von Lagerstätten – begrenzt. Zudem besteht die Möglichkeit einer Verlängerung der Nutzungsdauer bei einer diesbezüglichen Einigung der beteiligten Vertragspartner.[1578]

Die Exploration und Ausbeutung von Lagerstätten ist nur nach einer vom Staat erteilten Genehmigung möglich. Die Vergabe von Explorations- und Fördergenehmigungen soll primär über Ausschreibungen und Auktionen erfolgen und nur in Ausnahmefällen durch direkte Verhandlungen.[1579]

Fiskalischer Rahmen

Die von in Aserbaidschan Rohstoffprojekte durchführenden Unternehmen zu entrichtenden Abgaben und Steuern umfassen gemäß dem Untergrundgesetz Einmalzahlungen bei Erhalt der Genehmigung, Nutzungsgebühren und Royalties (Bergbausteuer). Deren genaue Höhe (bzw. Sätze) werden im Untergrundgesetz jedoch nicht festgelegt.[1580]

Die Royalty (Bergbausteuer) beträgt eigentlich 26 % auf den Wert des geförderten Rohöls basierend auf dem Marktpreis. Allerdings werden unter PSVs tätige Unternehmen von der Royalty befreit.[1581] Da die bedeutendsten Projekte des Landes unter PSVs durchgeführt werden, erzielt der Staat kaum Einnahmen aus der Bergbausteuer. So betrug das Aufkommen aus der Bergbausteuer, die auch auf andere Rohstoffprojekte erhoben wird, im Jahr 2013 umgerechnet 155 Mio. US-$.[1582] Bei einem Wert des in Aserbaidschan geförderten Rohöls von über 30 Mrd. US-$[1583] würde selbst das Gesamtaufkommen aus der Bergbausteuer nur ca. 0,5 % des Werts des geförderten Rohöls ausmachen.

Die Gewinnsteuer für in Aserbaidschan tätige Unternehmen beträgt 20 %. Auch hier gelten für unter PSVs tätige Ölgesellschaften Sonderregelungen. So zahlen diese statt des Standard-Steuersatzes von 20 % einen im Production-Sharing-Vertrag festgelegten Steuersatz von 20 bis 32 %. Bei der Berechnung des zu versteuernden Einkommens sind Ka-

---

[1576] Vgl. Aserbaidschanische Verfassung (1995), Art. 14.
[1577] Vgl. Untergrundgesetz (1998), Art. 4.
[1578] Vgl. Ebenda, Art. 12.
[1579] Vgl. Ebenda, Art. 13.
[1580] Vgl. Ebenda, Art. 39.
[1581] Vgl. Steuergesetz Aserbaidschan (2000), Art. 213-216 und EY (2014), S. 42.
[1582] Vgl. Ministry of Taxes Aserbaidschan (o. J.), 121,48 Mio. AZN, WK: 1,274 US-$/AZN (Datenquelle für WK: IWF (2015))
[1583] 0,9 mb/d × 365 Tage × 100 US-$/Barrel.

pitalkosten abzugsfähig und Verluste aus der Explorations- und Erschließungsphase lassen sich in die Zukunft vortragen. Die Fristen für Verlustvorträge werden, ebenso wie der Steuersatz, für jedes Projekt individuell vereinbart.[1584]
Die Höhe der Einmalzahlungen wird entweder zwischen dem Staat und den an einem PSV beteiligten Unternehmen ausgehandelt oder ist eine Gebotsvariable bei öffentlichen Ausschreibungen. Die jährlich zu entrichtende Nutzungsgebühr wird ebenfalls individuell ausgehandelt und beträgt i.d.R. zwischen 1.200 und 2.000 US-$ je km².[1585]
Die konkreten fiskalischen Bedingungen werden somit für jedes Projekt individuell vereinbart und in entsprechenden, auf der Internetpräsenz des Finanzministeriums veröffentlichten Protokollen festgehalten.[1586]
Bei PSV-Projekten wird zwischen Kostenöl und Gewinnöl unterschieden. Die Ermittlung des Gewinnöls erfolgt, indem von der Fördermenge die Menge an Öl abgezogen wird, die zur Deckung der Förderkosten und Kapitalkosten notwendig ist. Das ermittelte Gewinnöl wird, gemäß ihrer jeweiligen Anteile, an die am Projekt beteiligten Unternehmen verteilt. Die Verteilung des Gewinnöls hängt zusätzlich von der Ertragsrate und dem sogenannten R-Faktor, der das Verhältnis aus Erträgen und Aufwendungen darstellt, ab. Der auf die SOCAR entfallene Anteil am Gewinnöl steigt dabei mit der Ertragsrate und dem R-Faktor. Die, gegebenenfalls, zu entrichtenden Steuern und Royalties werden dann entsprechend dieser Verteilung erhoben und durch die SOCAR für alle beteiligten Unternehmen abgeführt.[1587]

6.2.7.3 Gegenwart der Ölindustrie in Aserbaidschan

Das ACG-Feld nimmt auch heute noch die größte Bedeutung hinsichtlich vorhandener Vorkommen und Fördermenge ein.
Gemäß Zahlen der Betreibergesellschaft BP, die mit 35,78 % am Projekt beteiligt ist, belief sich die Gesamtfördermenge im Jahr 2014 auf 232,9 Mio. Barrel bzw. 0,64 mb/d. Gegenüber dem Jahr 2010, als die Fördermenge des ACG-Felds ihren Höhepunkt mit 300,4 Mio. Barrel bzw. 0,82 mb/d erreichte, ist sie somit um ca. 180.000 b/d bzw. 22,5 % gesunken.
Eine Übersicht über die Entwicklung der Fördermenge des Feldes und der einzelnen Abschnitte in den Jahren 2003 bis 2014 liefert Abbildung 6.122.

[1584] Vgl. Steuergesetz Aserbaidschan (2000), Art. 105 und 106 und EY (2014), S. 42-44.
[1585] Vgl. EY (2014), S. 44.
[1586] Vgl. Ministry of Taxes Aserbaidschan (o. J., a).
[1587] Vgl. Ciarreta und Nasirov (2010), S. 18-20. Für eine genaue Übersicht zum Zusammenhang zwischen R-Faktor und realer Ertragsrate und Verteilung des Profit-Oil vergleiche Ciarreta, A.; Nasirov, S. (2010), S. 19f.

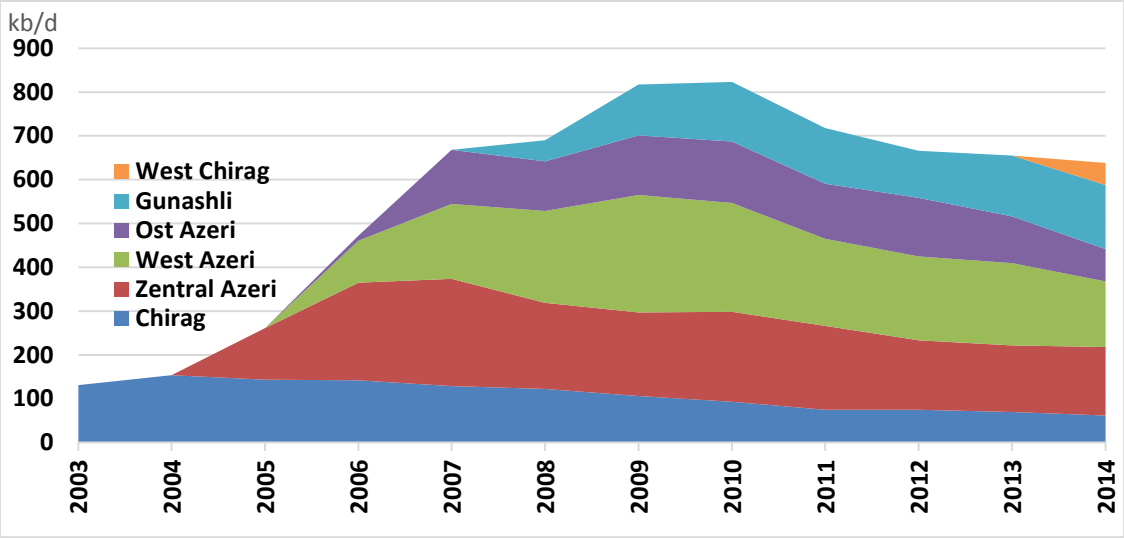


Abbildung 6.122: Fördermengen im ACG-Feld

Datenquelle: „BP in Azerbaijan Sustainability Report", diverse Jahrgänge.

Der Rückgang der Gesamtfördermenge des Feldes lässt sich – wie in Abbildung 6.122 zu sehen – auf die sinkenden Fördermengen der zuerst erschlossenen Abschnitte Chirag, Zentral Azeri, West Azeri und Ost Azeri, deren Fördermengenpeak sich zwischen 2004 und 2012 ereignete, zurückführen. Lediglich der Gunashli-Abschnitt, aus dem seit 2008 Öl gefördert wird, und der West Chirag-Abschnitt, der die Förderphase im Januar 2014 erreichte, weisen noch steigende Fördermengen auf.[1588]

Umfassten die ursprünglichen Pläne noch Investitionen von 7,4 Mrd. US-$ zur Erschließung des ACG-Feldes, schätzen jüngere Studien die Investitionen eher auf ca. 20 Mrd. US-$.[1589] BP beziffert die bis zum 1. Quartal 2014 angefallenen Investitionen in das Feld sogar auf insgesamt 30 Mrd. US-$ und die aggregierte Fördermenge bis einschließlich 2014 auf ca. 2,6 Mrd. Barrel.[1590]

Die Reserven des Feldes werden üblicherweise auf 5 bis 5,7 Mrd. Barrel geschätzt.[1591] Von den Betreibern des Feldes wurden die Reserven ursprünglich auf 5,4 Mrd. Barrel geschätzt.[1592]

Einen Überblick über die jüngere Entwicklung der aserbaidschanischen Fördermenge liefert Abbildung 6.123.

[1588] Vgl. BP (2013a), S. 7 und BP (2015b), S. 7.
[1589] Vgl. Ciarreta und Nasirov (2010), S. 17.
[1590] Vgl. BP (2015b), S. 7. und BP (o. J., c).
[1591] Vgl. Ciarreta und Nasirov (2010), S. 17, EIA (2013, AS).
[1592] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 224 und Lussac (2010), S. 2.

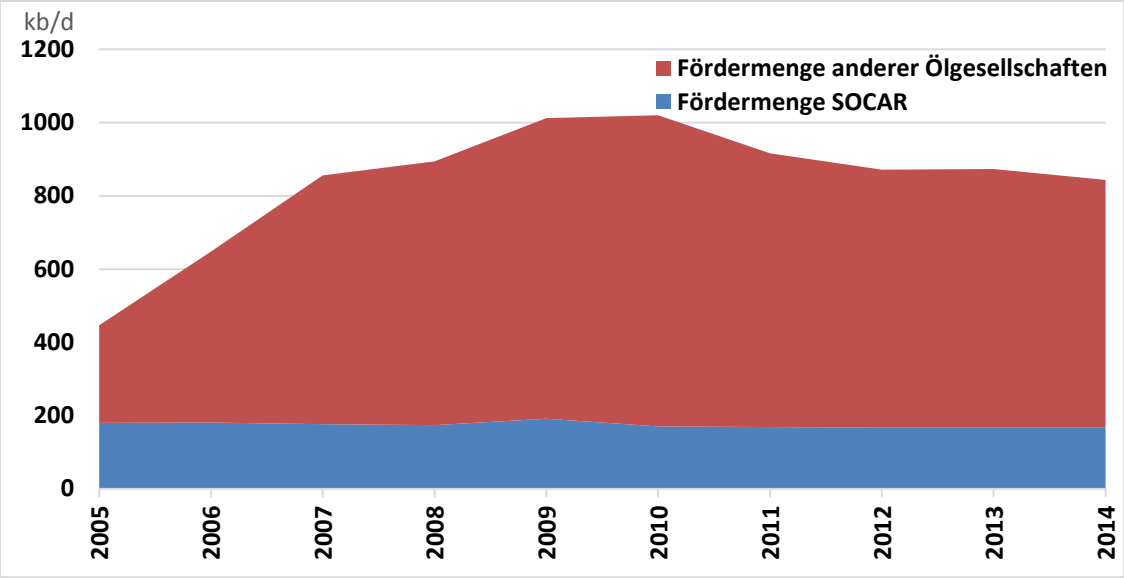


Abbildung 6.123: Fördermenge in Aserbaidschan

Datenquelle: SOCAR (o. J.).

Wie in Abbildung 6.123 zu sehen, betrug der Anteil der SOCAR an der Fördermenge des Landes zuletzt ca. 20 % (0,17 von 0,84 mb/d).

Neben dem ACG-Feld befinden sich gemäß SOCAR noch 12 weitere Öl- und Gasprojekte in Aserbaidschan in der Förderphase, von denen jedoch aus zwei Projekten (Bahar Gum Deniz und Shah Deniz) lediglich Kondensate und Erdgas gefördert werden. Darüber hinaus befinden sich drei Projekte in der Explorationsphase. Insgesamt werden derzeit 15 Projekte unter PSVs betrieben, davon neun Onshore und sechs Offshore.[1593] Wie ein Vergleich der Abbildungen 6.122 und 6.123 zeigt, stammten in der jüngeren Vergangenheit ca. 0,2 mb/d der täglichen Fördermenge des Landes aus den anderen (Nicht-ACG) Projekten.

Basierend auf Zahlen des aserbaidschanischen Staatsfonds Sofaz (State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan) waren 2013 sieben Ölprojekte in dem Sinne rentabel, dass Erträge aus dem Verkauf von Gewinn-Öl an den Sofaz abgeführt werden konnten. Etwa 99 % (ca. 16,3 Mrd. US-$) von den an den Fonds geleisteten Zahlungen im Jahr 2013 stammten allein aus dem ACG-Projekt.[1594]

Der Anteil der SOCAR an den Onshore-Projekten des Landes, die nur geringfügig zur Fördermenge des Landes beitragen, beträgt i.d.R. 20 bis 25 %. Diese Onshore-Felder wurden zu großen Teilen bereits zu Zeiten der Sowjetunion betrieben (z. B. Zigh Hovsan seit 1935, Kurovdagh seit 1955, Binagadi seit 1896) und nach der Unabhängigkeit des Landes zunächst alleine von der SOCAR. In den vergangenen Jahren wurden für diese Felder PSVs mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen (z. B. 2007 für das Zigh-

[1593] Vgl. SOCAR (o. J., a).
[1594] Vgl. Sofaz (2014), S. 36.

Hovsan-Feld, 1997 für das Kurovdagh-Feld, 2004 für das Binagadi-Feld). Durch die Einbeziehung ausländischer Ölgesellschaften sollten die Fördermengen der Felder stabilisiert werden.[1595]

6.2.7.4 Ermittlung der aserbaidschanischen Kostenkurven für 2014

Im Jahr 2014 beliefen sich die Förderkosten (operating costs) der BP in Aserbaidschan auf insgesamt 1,766 Mrd. US-$. Bezieht man diese auf die Fördermenge von 328,5 Mio. BOE, ergeben sich Förderkosten von durchschnittlich ca. 5,38 US-$ je Barrel. Im Vorjahr hatten diese noch ca. 4,65 US-$ je Barrel betragen, so dass sich für 2014 ein Anstieg von ca. 15,7 % gegenüber dem Vorjahr ergibt.[1596] Bildet man um diese durchschnittlichen Förderkosten ein Intervall von ± 20%, ergeben sich für die BP Förderkosten von 4,30 bis 6,46 US-$ je Barrel.

Gemäß eigenen Berechnungen, basierend auf Daten des Jahresberichts der SOCAR für 2013, ergeben sich reine Ölförderkosten bei den von SOCAR betriebenen Projekten von umgerechnet 9,33 US-$ je Barrel für 2013.[1597] Da die SOCAR für 2014 noch keine Daten zu den Förderkosten veröffentlicht hat, wird die Annahme getroffen, dass diese ebenfalls um 15,7 % gegenüber 2013 angestiegen sind. Daraus ergeben sich für 2014 Förderkosten der SOCAR von ca. 10,77 US-$ je Barrel. Da es sich bei den 10,77 US-$ je Barrel um den Durchschnitt der Förderkosten handelt und die tatsächlichen Förderkosten Lagerstättenabhängig von diesem Mittelwert abweichen können, wird für die Kostenkurven ein Intervall von ± 50 % um die 10,77 US-$ je Barrel gebildet, so dass diese sich auf 5,39 bis 16,16 US-$ je Barrel belaufen.

Die Vollkosten für Rohöl aus dem ACG-Feld wurden von Crandall (2006) auf 12 US-$ je Barrel geschätzt. Die Vollkosten neuer Projekte in Aserbaidschan schätzte sie auf 12 bis 20 US-$ je Barrel.[1598]

Die von BP in das ACG-Feld getätigten Investitionen betrugen gemäß Unternehmensangaben bis Ende des ersten Quartals 2014 ca. 30 Mrd. US-$.[1599] Bezieht man diese auf die Reserven in Höhe von ca. 5,4 Mrd. Barrel, würden sich Kosten von 5,56 US-$ je Barrel ergeben. Zuletzt sind die Erschließungskosten jedoch deutlich angestiegen. So belaufen sich die Gesamtinvestitionen in das Chirag-West-Projekt, aus dem seit Anfang 2014 Öl gefördert wird, gemäß BP auf 6 Mrd. US-$ von denen 4 Mrd. in der Erschließungsphase anfielen.[1600] Die Reserven dieses Abschnitts des ACG-Feldes werden auf ca. 360 Mio. Barrel geschätzt,[1601] so dass sich Erschließungskosten von 11,11 US-$ je Barrel, bezogen auf die 4 Mrd. US-$, ergeben würden. Die Erschließungsphase dauerte bei diesem Projekt

---

[1595] Vgl. SOCAR (o. J., a).
[1596] Vgl. BP (2015b), S. 35.
[1597] Vgl. Socar (2014), S. 39: "Production Prime Cost" pro Tonne an Rohöl: 87,21 aserbaidschanische Manat. 1 Tonne = 7,33 Barrel und WK von 0,7846 US-$/Manat (basierend auf Daten aus IWF (2015)).
[1598] Vgl. Crandall (2006), S. 40f.
[1599] Vgl. BP (o. J., c).
[1600] Vgl. BP (2014b).
[1601] Vgl. Offshore-Technology (o. J.) und Subseaiq (o. J.).

lediglich vier Jahre (von 2010 bis Anfang 2014). Unter Berücksichtigung eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich somit aufgezinste Erschließungskosten von 14,18 US-$ je Barrel.
Unter der Annahme eines Verhältnisses von 0,27:1 zwischen Explorations- und Erschließungskosten hätten sich die Explorationskosten auf 3,00 US-$ je Barrel belaufen. Unter der Annahme einer 5-jährigen Explorationsphase und des Diskontfaktors von 10 % ergeben sich Explorationskosten von 5,90 US-$ je Barrel. Die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten des Chirag-West-Abschnitts würden sich demnach auf 20,08 US-$ je Barrel belaufen.
Gemäß BP handelt es sich bei dem Gunashli-Abschnitt, bei dem die Wassertiefe ca. 175 Meter beträgt, um ein Tiefwasserprojekt.[1602] Demnach würde es sich gemäß der von BP vorgenommenen Abgrenzung beim West-Chirag-Projekt, wo die Wassertiefe ca. 170 Meter beträgt, ebenfalls um ein Tiefwasserprojekt handeln. Die zuerst erschlossenen Abschnitte hingegen befinden sich in geringeren Tiefen von ca. 120 Metern.
Die von BP gewählte Definition von Seichtwasser und Tiefwasser soll nun zur Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten verwendet werden (und nicht die in dieser Arbeit angenommene, üblicherweise verwendete Trennung bei ca. 300 Metern).
Die Erschließungskosten des Chirag-West Abschnitts beliefen sich auf 11,11 US-$ je Barrel. Nimmt man für die Erschließungsphase eine Dauer von fünf bis sieben Jahren an und unterstellt einen Diskontsatz von 10 %, ergeben sich aufgezinste Erschließungskosten von 14,92 bis 16,57 US-$ je Barrel. Während sich die Explorationskosten, wie bereits berechnet, auf 3,00 US-$ je Barrel belaufen, betragen sie bei einer fünfjährigen Explorationsphase und einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase aufgezinst 6,49 bis 7,85 US-$ je Barrel. Somit ergeben sich für Tiefwasserabschnitte im ACG-Feld unter den üblichen Annahmen zu Explorations- und Erschließungsdauer aufgezinste Kosten von 21,41 bis 24,42 US-$ je Barrel.
Für Projekte in seichten Gewässern wurde die Annahme getroffen, dass die Bohrkosten, und daraus folgend auch Explorations- und Erschließungskosten, um 50 % geringer im Vergleich zu Tiefwasserprojekten ausfallen. Somit würden sich für die Abschnitte des ACG-Feldes in flacheren Gebieten aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 10,70 bis 12,21 US-$ je Barrel ergeben.
Gemäß den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen fallen die Bohrlochkosten bei Onshore-Projekten um 60 % geringer im Vergleich zu Flachwasserprojekten aus. Unter der Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Offshore-Projekten ein Viertel an den Erschließungskosten ausmachen, würden diese bei den Flachwasserprojekten des Landes aufgezinst 1,87 bis 2,07 US-$ je Barrel betragen. Somit ergeben sich für die Onshore-Felder aufgezinste Bohrlochkosten von 0,75 bis 0,83 US-$ je Barrel. Da die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, betragen diese 2,25 bis 2,49 US-$ je Barrel. Die aufgezinsten Explorationskosten wiederum würden

[1602] Vgl. BP (2014b).

0,98 bis 1,18 US-$ je Barrel ausmachen, so dass sich Explorations- und Erschließungskosten von 3,23 bis 3,67 US-$ je Barrel für Onshore-Felder mit einer Lagerstättentiefe, die der des ACG-Feldes entspricht, ergeben.
Gemäß SOCAR machte die Onshore-Förderung des Landes im Jahr 2013 (für 2014 lagen bisher noch keine Daten vor) insgesamt 1,7 Mio. Tonnen aus, so dass sich die tägliche Fördermenge auf ca. 34.000 b/d belief.[1603] 2014 betrug die Gesamtfördermenge in Aserbaidschan gemäß SOCAR ca. 42 Mio. Tonnen[1604] bzw. ca. 0,85 mb/d. Für die aserbaidschanischen Angebotskurven wird die Annahme getroffen, dass 0,8 mb/d aus Offshore-Lagerstätten stammen, davon 0,2 mb/d aus Tiefwasser- (Gunashli und West Chirag) und 0,6 mb/d aus Flachwasser-Projekten, und 0,05 mb/d aus Onshore-Lagerstätten.
Für die Förderkosten wird die bereits erörterte Spanne von 4,30 bis 6,46 US-$ je Barrel für das von der BP betriebene ACG-Feld angenommen und eine Spanne von 5,39 bis 16,16 US-$ je Barrel für die restlichen Felder des Landes.
Da auf PSVs keine Royalty (Bergbausteuer) erhoben wird und das Aufkommen aus dieser Steuer in den vergangenen Jahren, wie bereits erörtert, weniger als 0,5 % am Wert des geförderten Rohöls ausmachte, werden keine fiskalischen Elemente bei der Ermittlung der Kosten berücksichtigt.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildungen 6.124 und 6.125 dargestellten Kostenkurven für das Jahr 2014.

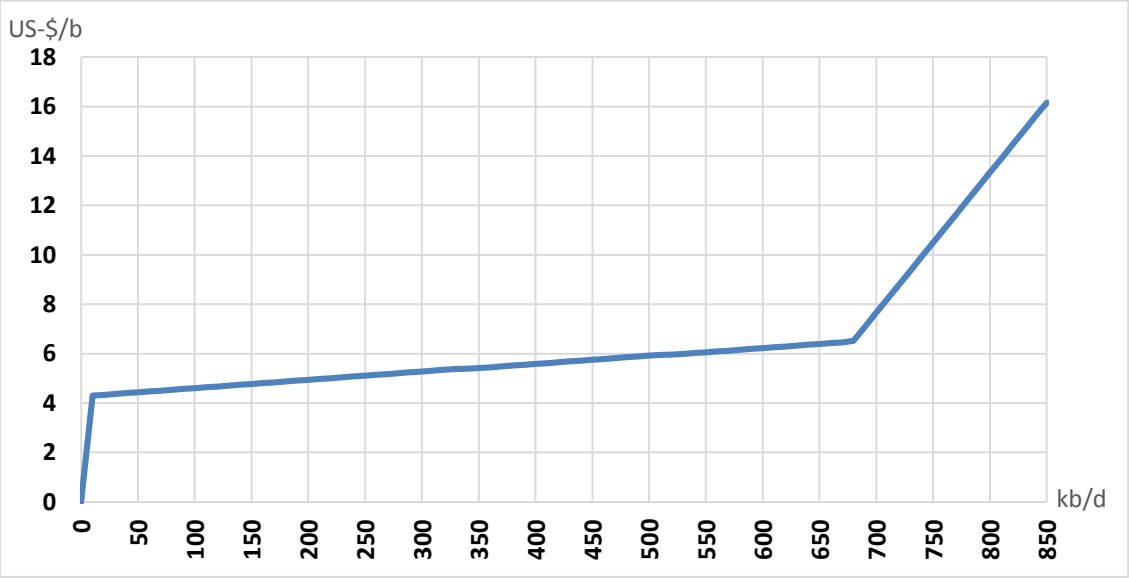


Abbildung 6.124: Kurzfristige Angebotskurve in Aserbaidschan

Eigene Darstellung

Gemäß der kurzfristigen Angebotskurve werden die laufenden Kosten in der Förderphase ab einem Ölpreis von 16,16 US-$ vollständig gedeckt, so dass erst bei einem Rückgang

[1603] Vgl. SOCAR (2014), S. 20.
[1604] Vgl. SOCAR (o. J.).

des Ölpreises unter dieses Niveau mit Kürzungen der Fördermenge aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten zu rechnen wäre.

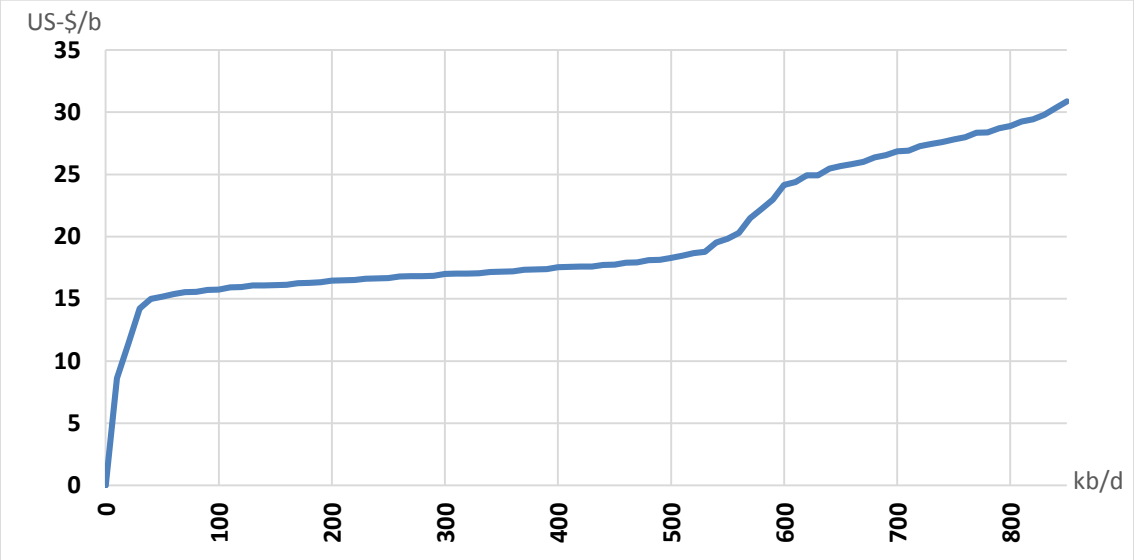


Abbildung 6.125: Aserbaidschanische Vollkostenkurve 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.125 zu sehen, betragen die technischen Vollkosten unter Berücksichtigung aller Projektphasen zwischen ca. 8,50 und 31,00 US-$ je Barrel. Somit wären erst bei einem Ölpreis von längerfristig weniger als ca. 30 US-$ je Barrel erste Projekte nicht mehr, unter Berücksichtigung aller Kosten, wirtschaftlich betreibbar.

6.2.7.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß BP (2015) und BGR (2014) belaufen sich die nachgewiesenen Ölreserven Aserbaidschans auf ca. 7 Mrd. Barrel.[1605] Die kumulierte Fördermenge des Landes bis einschließlich 2013 belief sich gemäß BGR (2014, S.70) auf ca. 13,3 Mrd. Barrel. Im Jahr 2014 wurden ca. 300 Mio. Barrel gefördert, so dass sich einschließlich 2014 eine kumulierte Fördermenge von ca. 13,6 Mrd. Barrel ergibt. Basierend auf diesen Zahlen wären bereits zwei Drittel der Vorkommen gefördert worden. Gemäß Hubbert-These wäre somit ein zukünftiger Rückgang der Fördermengen des Landes wahrscheinlich.
Campbell (2013) schätzte die ursprünglichen Ölvorkommen (Original oil in place) auf 24 Mrd. Barrel, von denen bis Ende 2010 ca. 10 Mrd. Barrel gefördert wurden, so dass sich noch 14 Mrd. Barrel in Lagerstätten befinden, von denen sich wiederum 12 Mrd. in bereits bekannten Lagerstätten befinden. Basierend darauf prognostizierte er ein Fördermengenmaximum von ca. 1 mb/d bis zum Jahr 2015 und anschließend eine rückläufige Fördermenge.[1606]

[1605] Vgl. BGR (2014), S. 70.
[1606] Vgl. Campbell (2013), S. 125f.

Von den nachgewiesenen Reserven in Höhe von ca. 7 Mrd. Barrel sollten sich ca. 2,4 bis 3,1 Mrd. Barrel im ACG-Feld (ca. 2,6 Mrd. Barrel bis Ende 2014 gefördert, ursprüngliche Reserven von 5,0 bis 5,7 Mrd. Barrel) befinden.
Der durchschnittliche jährliche Rückgang der Fördermenge aus den Abschnitten des ACG-Feldes, die ihr Fördermengenpeak bereits erreicht haben, belief sich zwischen 2005 und 2014 auf ca. 10 %. Die Fördermenge aus diesen vier Abschnitten betrug im Jahr 2014 noch ca. 450.000 b/d. Unter der Annahme, dass die Fördermenge aus diesen Abschnitten auch zukünftig um 10 % p. a. sinkt, würde sie bis 2019 auf ca. 250.000 b/d und bis 2024 auf ca. 150.000 b/d sinken.
Die bereits seit einigen Jahren in der Förderphase befindlichen Abschnitte des ACG-Feldes erreichten ihr Fördermengenpeak drei bis sieben Jahre nach dem Beginn der Förderphase. Nimmt man diese Zeitspannen nun auch für die beiden zuletzt erschlossenen Abschnitte an, würde der Gunashli-Abschnitt sein Fördermengenpeak zwischen 2011 und 2015 und der Chirag-West-Abschnitt zwischen 2017 und 2021 erreichen.
Die maximale Förderkapazität des Gunashli-Abschnitts soll ca. 320.000 b/d und die maximale Förderkapazität des Chirag-West-Abschnitts ca. 185.000 b/d betragen.[1607] Für den Gunashli-Abschnitt wird daher die Annahme getroffen, dass dieser sein Fördermengenpeak wahrscheinlich in den Jahren 2015/16 erreichen wird und in den Folgejahren bis 2019 eine rückläufige Fördermenge aufweisen sollte, so dass für 2019 eine gegenüber 2014 unveränderte Fördermenge von ca. 150.000 b/d wahrscheinlich ist.
Für den Chirag-West-Abschnitt wird angenommen, dass dieser sein Fördermaximum im Jahr 2019 erreicht. Für beide Abschnitte wird bis 2024 ein jährlicher Rückgang der Fördermenge von 10 % angenommen, so dass sich diese im Jahr 2024 noch auf aggregiert ca. 200.000 b/d belaufen sollte.
Für die Onshore-Fördermenge des Landes wird angenommen, dass diese weiterhin ca. 50.000 b/d ausmacht.
Für die nicht aus dem ACG-Feld stammende Offshore-Fördermenge, die sich 2014 auf ca. 200.000 b/d belief, wird aufgrund des Ausbleibens bedeutender Neufunde und der Tatsache, dass derzeit keine Erschließungsprojekte bekannt sind, angenommen, dass diese um 7,5 % p. a. sinkt. Somit würde diese bis 2019 auf ca. 150.000 b/d und bis 2024 auf ca. 100.000 b/d sinken.
Somit ergibt sich für das Jahr 2019 eine Gesamtfördermenge von 800.000 b/d (50.000 Onshore, 400.000 Flachwasser, 350.000 Tiefwasser) und für 2024 von 500.000 b/d (50.000 Onshore, 250.000 Flachwasser, 200.000 Tiefwasser).
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.126 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

[1607] Vgl. Offshore-Technology (o. J.) und Rigzone (2010).

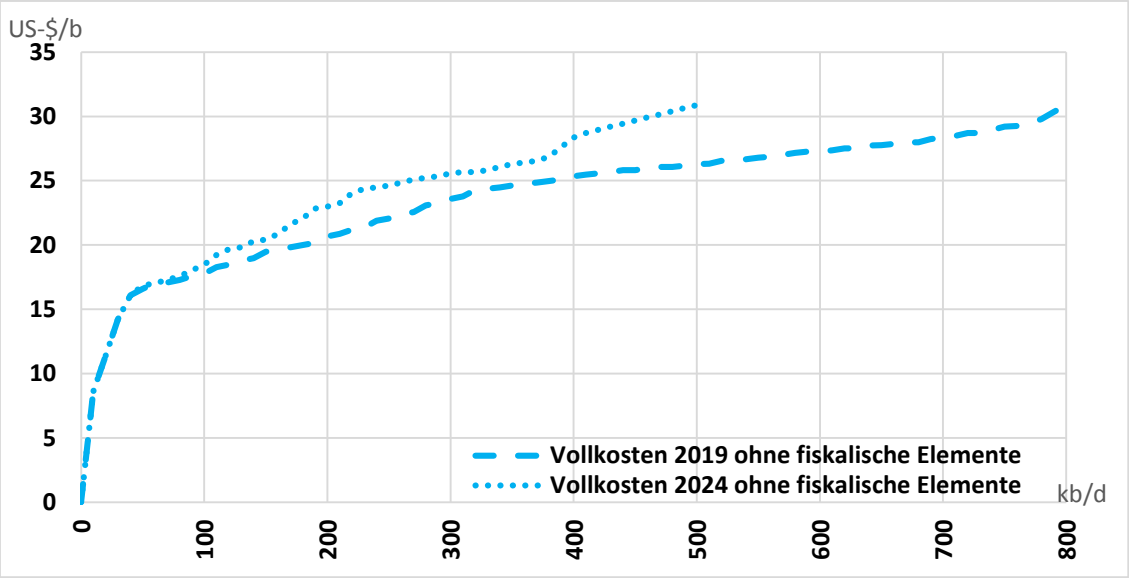


Abbildung 6.126: Aserbaidschanische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Da gegenwärtig keine Pläne über die Erschließung neuer Lagerstätten und Investitionen in die Erweiterung/Umrüstung bereits in der Förderphase befindlicher Projekte bekannt sind, stammt die prognostizierte Fördermenge ausschließlich aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten. Entsprechend werden in der langfristigen Angebotskurve (Abbildung 6.127) auch nur die in der Förderphase anfallenden Grenzkosten berücksichtigt, die sich in Aserbaidschan im Jahr 2014 auf bis zu ca. 16 US-$ je Barrel beliefen. Demnach müsste der Ölpreis unter ca. 16 US-$ je Barrel sinken, damit die Förderung aus diesen Projekten nicht mehr rentabel durchführbar wäre.

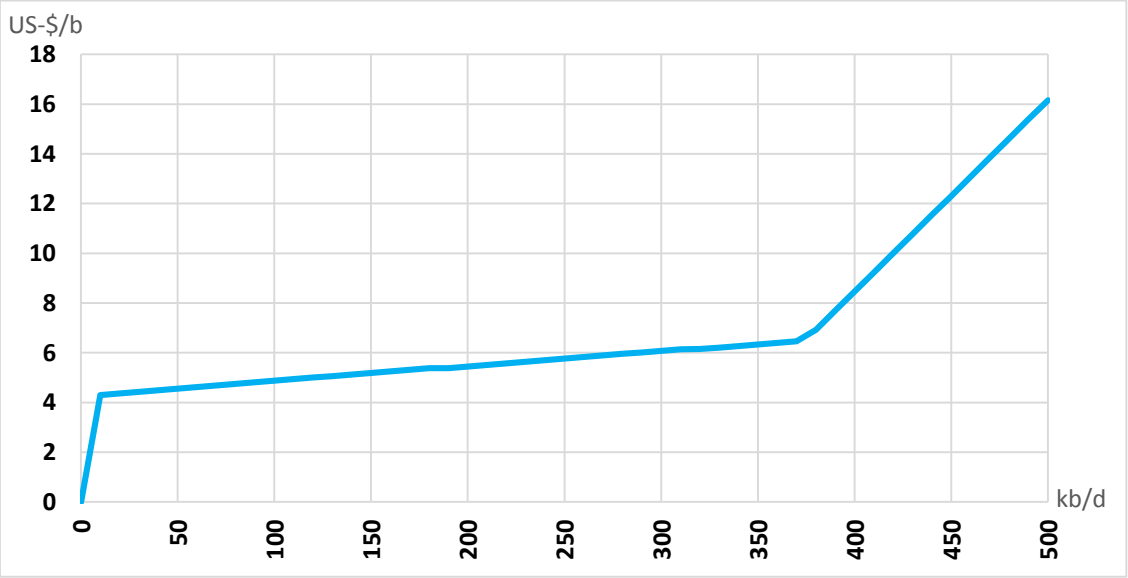


Abbildung 6.127: Langfristige Angebotskurve in Aserbaidschan

Eigene Darstellung

Da die ermittelten Angebotskurven ausschließlich bereits in Förderphase befindliche Projekte berücksichtigen und auch die mögliche Anwendung von EOR-Methoden nicht berücksichtigt (da auch hierzu bisher keine Pläne in Aserbaidschan bestehen) ist, besteht – zumindest für das Jahr 2024 – die Möglichkeit einer im Vergleich zu den Angebotskurven höheren Fördermenge.
BP führte jüngst, im Rahmen eines 2010 unterzeichneten PSVs, seismische Voruntersuchungen in der Schafag-Asiman-Struktur im Kaspischen Meer in einer Wassertiefe von 650 bis 800 Metern durch, zu denen bisher keine Ergebnisse vorliegen. Die Tiefe der möglichen Lagerstätte schätzt BP auf ca. 7.000 Meter.[1608] Da die Exploration noch nicht abgeschlossen ist – so werden Explorationsbohrungen erst nach Auswertung der Ergebnisse der seismischen Voruntersuchungen vorgenommen – und die Erschließung ebenfalls einige Jahre beanspruchen würde, ist mit einem Einsetzen der Förderung aus dieser Lagerstätte frühestens Anfang der 2020er Jahre zu rechnen. Sofern eine Erschließung stattfindet, ist von, im Vergleich zum ACG-Feld, wesentlich höheren Kosten aufgrund der größeren Wasser- und Lagerstättentiefe zu rechnen.
Die meisten der zuletzt (2013) von der SOCAR vorgenommenen (Onshore und Offshore)-Explorationsbohrungen fanden ebenfalls in großen Tiefen von ca. 3.500 bis 6.200 Metern statt.[1609] Auch hier wäre bei einer möglichen Erschließung der Lagerstätten von wesentlich höheren Kosten verglichen mit den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten zu rechnen.

[1608] Vgl. BP (o. J., b).
[1609] Vgl. SOCAR (2014), S. 16-19.

6.2.8 Kasachstan

Der zentralasiatische Staat Kasachstan wies gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 nachgewiesene Ölreserven in Höhe von 30 Mrd. Barrel auf. Die Ölfördermenge betrug im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 1,7 mb/d.[1610]

Ab den 1730er Jahren schlossen sich einige Stämme des heutigen Kasachstan dem russischen Zarenreich an, so dass im 19. Jahrhundert bereits die Mehrheit der Stämme unter russische Herrschaft fiel. In Folge der russischen Revolution von 1917 wurde die kasachische Steppe im Jahr 1920 zur Autonomen Republik der Kasachen innerhalb der Russisch-Sozialistischen föderativen Sowjetrepublik (Vorgänger der 1922 ausgerufenen Sowjetunion) erklärt. 1936 wurde sie als Kasachisch Sozialistische Sowjetrepublik eine Unionsrepublik innerhalb der UdSSR.[1611]

Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion erklärte Kasachstan im Dezember 1991 seine Unabhängigkeit und gab sich 1993 eine erste Verfassung, die bereits 1995 durch eine neue ersetzt wurde, die dem Präsidenten umfassende Befugnisse einräumt.[1612] Präsident des Landes ist seit 1991 Nursultan Nasarbajew, der zuletzt im April 2011 – in einer von westlichen Beobachtern kritisierten Wahl – wiedergewählt wurde. Von der eigentlichen, seit einer Verfassungsänderung von 2007 geltenden, Amtszeitbegrenzung auf zwei Perioden von jeweils fünf Jahren ist Nasarbajew ausgenommen. Das aus zwei Kammern bestehende Parlament wurde zuletzt im Januar 2012 gewählt, wobei eine wirkliche Opposition im Parlament kaum existiert.[1613]

6.2.8.1 Geschichte der kasachischen Ölindustrie

Die Geschichte der kasachischen Ölindustrie reicht zurück bis in das Jahr 1908, als die erste Bohrung nach Rohöl in dem Land betrieben wurde. Die Ölförderung setzte jedoch erst drei Jahre später ein und blieb bis Ende der 1950er/Anfang der 1960er Jahre gering.[1614] Waren bis dahin noch eher kleine Lagerstätten entdeckt worden, folgten 1960/61 die ersten großen Funde mit Vorkommen in Höhe von insgesamt ca. 4,6 Mrd. Barrel, vor allem im Mangyshlak-Feld. Mit der Erschließung der Felder, insbesondere des Mangyshlak-Felds, stieg die Fördermenge ab 1966 deutlich an und erreichte ihren vorläufigen Höhepunkt 1975 mit durchschnittlich 481.000 b/d. Anschließend sank sie bis 1980 auf ca. 377.000 b/d.[1615]

1979 folgten die Funde der Onshore, am Rand des kaspischen Meeres gelegenen, Felder Tengiz und Korolev, deren Reserven sich ursprünglich auf 6 bis 9 bzw. 2 bis 3 Mrd. Barrel beliefen. Ebenfalls im Jahr 1979 wurde im Norden des Landes nahe der Grenze zu Russland das Karachaganak-Feld entdeckt, dessen Reserven auf ca. 2,3 bis 2,5 Mrd. Barrel geschätzt wurden. Campbell schätzt die Reserven der 1979 entdeckten Lagerstätten

---

[1610] Vgl. BP (2015), S. 6, 8.
[1611] Vgl. Eschment (o. J.).
[1612] Vgl. Ebenda.
[1613] Vgl. Eschment (o. J.) und Auswärtiges Amt (2015s).
[1614] Vgl. EIA (2013, KAS), Campbell (2013), S. 142 und Dorian et al. (1994), S. 687.
[1615] Vgl. Dorian et al. (1994), S. 687 und Campbell (2013), S. 142.

auf ca. 15,5 Mrd. Barrel. In den 1980er Jahren stieg die kasachische Fördermenge wieder an. Zwei Drittel der Fördermenge stammten zu dieser Zeit aus dem Mangyshlak-Feld.[1616] Wie in Abbildung 6.128 zu sehen, betrug die Fördermenge flüssiger Energieträger (einschließlich NGL) in den letzten Jahren der Zugehörigkeit zur Sowjetunion ca. 570.000 bis 590.000 b/d. Die reine Ölfördermenge belief sich in den Jahren 1990/91 auf 520.000 bzw. 535.000 b/d.[1617]

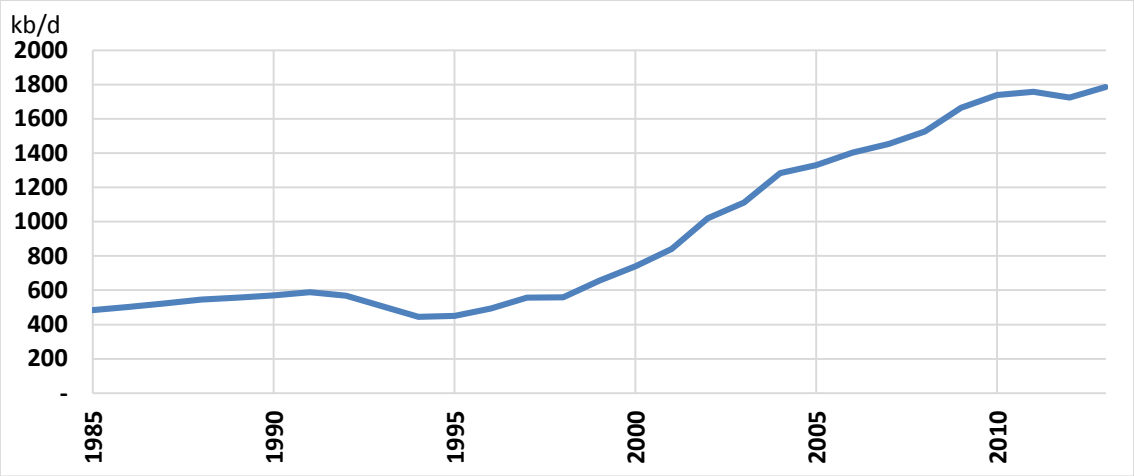


Abbildung 6.128: Förderung flüssiger Energieträger in Kasachstan

Datenquelle: BP (2014).

In den ersten Jahren nach Erlangung der Unabhängigkeit sank die Fördermenge des Landes um ca. 20 % auf durchschnittlich 414.000 b/d (ca. 450.000 b/d einschließlich NGL) im Jahr 1995.[1618] Dieser Rückgang war insbesondere auf die vormals enge Verflechtung der kasachischen Ölindustrie mit der restlichen Sowjetunion und der dadurch bedingten Abhängigkeit von Kapital aus Moskau zurückzuführen. Diese, bislang durch die Führung der Sowjetunion bereitgestellten Finanzmittel zur Finanzierung notwendiger Investitionen in die, überwiegend technisch überholten, Förderanlagen blieben nun aus. Ein weiteres Problem stellten die veralteten, von Russland kontrollierten, Pipelines und die Ausrichtung der Raffinerien auf in Sibirien gefördertes Öl dar (vgl. Abschnitt 6.2.9.1). Außerdem limitierte die Wirtschaftskrise im Land (das reale BIP sank 1993 um 9,2 %, 1994 um 12,6 % und 1995 um 8,2 %)[1619] die der Regierung zur Verfügung stehenden finanziellen Spielräume, so dass kaum Mittel für die notwendigen Investitionen in den Ölsektor zur Verfügung standen.[1620]

Da es auch dem russischen Staat Anfang der 1990er Jahre an finanziellen Mitteln mangelte, so dass von diesem ebenfalls keine Unterstützung zu erwarten war, bemühte sich

[1616] Vgl. Campbell (2013), S. 142 und Crandall (2006), S. 78-80 und Dorian et al. (1994), S. 687.
[1617] Vgl. Dorian et al. (1994), S. 687.
[1618] Vgl. Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1302.
[1619] IWF (2015).
[1620] Vgl. Palazuelos und Fernández (2012), S. 29 und Dorian et al. (1994), S. 688 und Ipek (2007), S. 1180f.

die kasachische Regierung um Investitionen durch westliche Ölkonzerne.[1621] So schloss die kasachische Regierung ab 1993 erste Verträge zur Exploration, Erschließung und Förderung der Ölvorkommen des Landes mit westlichen Ölgesellschaften ab.
Nachdem im Februar das erste Joint-Venture im Ölsektor mit einer türkischen Ölgesellschaft vereinbart worden war, folgte am 6. April 1993 die Gründung des Joint-Ventures „TengizChevroil“ (TCO) zur Ausbeutung des Tengiz-Felds (und des benachbarten Korolev-Felds). Zwar war bereits in den 1980er Jahren mit der Förderung aus diesen Feldern begonnen worden, jedoch betrug die Fördermenge 1990 lediglich ca. 60.000 b/d (3 Mio. Tonnen), was insbesondere der veralteten sowjetischen Technologie geschuldet war. Die US-Ölgesellschaft Chevron und Tengizneftegaz, eine Tochtergesellschaft der kasachisch-staatlichen Ölgesellschaft Kazakoil, wurden mit jeweils 50 % an dem Joint-Venture beteiligt. Das kurzfristige Ziel bestand in einer Vervierfachung der Fördermenge auf ca. 240.000 b/d bis 1997. Ursprünglich wurden für die gesamte 40-jährige Projektlaufzeit Kosten von ca. 83 Mrd. US-$ und Anfangsinvestitionen von 1,5 Mrd. US-$ veranschlagt. Mittels dieser Aufwendungen beabsichtigte man insgesamt ca. 5,7 Mrd. Barrel (ca. 775 Mio. Tonnen) aus den Lagerstätten zu extrahieren. Ein Problem bei der Ausbeutung der beiden Felder bestand in den ersten Jahren in den mangelnden Transportkapazitäten für aus den Feldern gefördertes Öl. So beschränkte Russland, das an dem Joint-Venture zunächst nicht beteiligt worden war, die Menge an aus den Feldern gefördertem Öl, das durch russische Pipelines fließen durfte. Dies war insofern problematisch, da TengizChevroil ursprünglich beabsichtigt hatte, die Hälfte des geförderten Öls durch diese Pipelines zu transportieren. Die Situation verbesserte sich erst, nachdem der kasachische Staat im Jahr 1996 einen Teil seiner Anteile an der TengizChevroil veräußerte. So wurde die US-amerikanische Mobil (heute Exxon-Mobil) mit 25 % am Joint-Venture beteiligt und die russische Lukoil, gemeinsam mit der amerikanischen Arco, mit 5 %. Bei dieser Zusammensetzung [Chevron 50 %, Exxon-Mobil 25 %, KazMunayGaz (kasachisch-staatliche Ölgesellschaft) 20 % und LukArco 5 %] ist es bis 2014 geblieben.[1622]
Ebenfalls 1993 wurde ein Vertrag mit sechs internationalen Ölgesellschaften über die Bildung eines Konsortiums zur Exploration eines über 100.000 km² großen Gebiets im Nordosten des Kaspischen Meers abgeschlossen. Gemäß dem abgeschlossenen Vertrag sollten bis 1997 geophysikalische und seismische Untersuchungen vorgenommen werden und anschließend, von 1997 bis 2001, Explorationsbohrungen zur genaueren Einschätzung der Ölvorkommen.[1623]
1995 schloss die kasachische Regierung mit der russischen Gazprom, der britischen BG und der italienischen AGIP/ENI einen Production-Sharing-Vertrag mit einer Laufzeit von 40 Jahren, beginnend 1997, für das 1979 entdeckte Karachaganak-Feld ab.[1624] Zudem

[1621] Vgl. Ipek (2007), S. 1184.
[1622] Vgl. Croissant und Aras (1999), S. 194 und Ipek (2007), S. 1185-1187 und Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1303 und Tengizchevroil (o. J., a) und KazMunaiGas (o. J., a).
[1623] Vgl. Dorian et al. (1994), S. 690 und Croissant und Aras (1999), S. 195.
[1624] Derzeit verteilen sich die Anteile wie folgt: BG Group 29,25 %, ENI 29,25 %, Chevron 18 %, Lukoil 13,5 % und KazMunaiGas als staatlicher kasachischer Ölkonzern 10 %,
Vgl. Crandall (2006), S. 79f und Karachaganak (o. J. a).

wurden in den 1990ern weitere Joint-Ventures mit ausländischen Ölgesellschaften zur Exploration, Erschließung und Ausbeutung kleinerer Lagerstätten, sowie Durchführung von EOR-Projekten und Infrastruktur-Projekten (Pipelines, Raffinerien) gebildet.[1625]
Mit der Öffnung des Öl- und Gassektors für internationale Investoren ging auch die Schaffung eines rechtlichen und fiskalischen Rahmens für den Sektor einher. So wurden in der ersten Hälfte der 1990er Jahre mehrere, den Ölsektor betreffende, Gesetze eingeführt. Diese waren in ihrer ursprünglichen Form jedoch noch verbesserungswürdig und wurden daher im Laufe der 1990er Jahre mehrmals geändert und erweitert. Das mit der Einführung der Gesetze verfolgte Ziel bestand, vor allem in den ersten Jahren, darin, Anreize für ausländische Investoren zu setzen - beispielsweise durch vergleichsweise niedrige Steuern und Abgaben. Darüber hinaus wurde im Juni 1994 das Öl- und Gasministerium durch Ausgliederung aus dem Ministerium für Energie- und fossile Rohstoffe gegründet.[1626]
Durch die Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften stieg die kasachische Fördermenge in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre kontinuierlich an und betrug im Jahr 2000 bereits durchschnittlich ca. 740.000 b/d (einschließlich NGL). Zu dem Anstieg trugen insbesondere das Tengiz-Feld und das Karachaganak-Feld bei, deren Fördermengen sich auf ca. 200.000 bzw. ca. 90.000 b/d mehr als verdoppelt hatten.[1627]
Bei den Explorations- und Erschließungsprojekten im Kaspischen Meer kam es hingegen in den 1990er Jahren mehrfach zu Verzögerungen, da es zwischen den Anrainerstaaten über lange Zeit zu keiner Einigung über den rechtlichen Status des Kaspischen Meers gekommen war und insofern für weite Gebiete unklar war, welchem Staat die dortigen Rohstoffvorkommen zuzuordnen waren. So wurden erst 1998 und 2002 bilaterale Vereinbarungen zwischen Kasachstan und Russland über die Seegrenze der beiden Länder abgeschlossen, wohingegen bisher noch kein multilaterales Abkommen über das gesamte Kaspische Meer abgeschlossen werden konnte.[1628]
Im Jahr 2000 stieß das 1993 zur Exploration des Nordostens des Kaspischen Meers gegründete Konsortium auf das Kashagan-Feld, dessen Vorkommen 2002 als wirtschaftlich förderbar eingestuft wurden und das mit geschätzten Reserven von 7 bis 9 Mrd. Barrel (9 bis 13 Mrd. Barrel bei Anwendung sekundärer Fördermethoden) zu den bedeutendsten, in der jüngeren Vergangenheit entdeckten Feldern (neben den Offshore-Funden Brasiliens) zählt. Die Förderrechte für das Feld wurden 2001 an ein Konsortium bestehend aus den ausländischen Ölgesellschaften AGIP/ENI, Shell, Total, Exxon Mobil, BG, ConocoPhillips und Inpex vergeben. AGIP/ENI wurden als Betreiber ausgewählt. Der Förderstart wurde ursprünglich für das Jahr 2008 angestrebt.[1629]

[1625] Vgl. Dorian et al. (1994), S. 691-696 und für eine Übersicht über weitere Joint-Ventures: KazMunaiGas (o. J., a).
[1626] Vgl. Elliot (1993), .1250-1253, Chentsova (2004), S. 124-127, Dorian et al. (1994), S. 688f und KazMunaiGas (o. J., a).
[1627] Vgl. Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1303.
[1628] Vgl. Natural Gas Europe (2013) und International Business Publications (2012g), S. 77 und KazMunaiGas (o. J., a).
[1629] Vgl. Crandall (2006), S. 81 und Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1305.

Am 20. Februar 2002 wurde die staatliche Ölgesellschaft KazMunayGas JSC (KMG) per Präsidialdekret als Zusammenschluss aus Kazakhoil CJSC und NC Transport Nefti I Gaza CJSC gegründet. Die neue staatliche Ölgesellschaft übernahm über ihre Tochtergesellschaften Anteile an den meisten Ölprojekten des Landes und weitete ihren Einfluss auf die kasachische Ölindustrie seit ihrer Gründung stetig aus.[1630]
Zwischen 1999 und 2004 verdoppelte sich die kasachische Fördermenge nahezu von ca. 0,6 mb/d (30,1 Mio. Tonnen) auf ca. 1,2 mb/d (59,3 Mio. Tonnen bzw. 435 Mio. Barrel). Zu diesem Wachstum trugen sowohl die beiden großen Felder Tengiz und Karachaganak (mit zusammen knapp 0,2 mb/d) als auch mittelgroße und kleine, im Rahmen von Joint-Ventures und PSVs betriebene, Felder (mit aggregiert mehr als 0,4 mb/d) bei.[1631]
Nachdem die Bedingungen für ausländische Ölgesellschaften in den 1990er Jahren noch investitionsfördernd gewesen waren, verschärfte die Regierung in den 2000er Jahren die regulatorischen und fiskalischen Bedingungen. So wurden Chevron und der kanadischen Ölgesellschaft Hurricane Hydrocarbons Umwelt- und Steuerdelikte vorgeworfen. Chevron musste für solche Delikte 600 Mio. US-$ an Strafen zahlen und Hurricane Hydrocarbons verkaufte seine Anteile am Joint-Venture „Petrokazahkstan“ im Sommer 2005 an die chinesische CNPC.[1632]
Darüber hinaus wurde 2005 das Steuergesetz geändert und sah nun neue und höhere Steuern für die Ölindustrie vor. Außerdem sollten in Kasachstan tätige Ölgesellschaften Abgaben für Sozialprogramme und die ansässigen Gemeinden zahlen. Zudem wurde 2004 ein, die PSVs betreffendes, Gesetz eingeführt (Gesetz Nr. 68-III), gemäß dem die staatliche KMG zukünftig mit 50 % an entsprechenden Projekten beteiligt werden sollte. Den ersten Schritt der Ausweitung des staatlichen Anteils an den Ölprojekten ging man bereits 2005, als die KMG der britischen Ölgesellschaft BG (British Gas) ihren Anteil am des Kashagan-Feld betreibenden Joint-Venture abkaufte. Außerdem wurde bestimmt, dass bei zukünftigen Projekten ein bestimmter Anteil an einheimischen Gütern und Dienstleistungen zu nutzen sei.[1633]
Auch das 1996 eingeführte Untergrundgesetz[1634] wurde zwischen 2005 und 2010 mehrmals reformiert. So wurden dem Staat (über die KMG) durch die Änderungen von 2005 Vorkaufsrechte auf zum Verkauf stehende Anteile an Joint-Ventures zugesichert. Dies wurde mit dem Erwerb der Beteiligung am das Kashagan-Feld betreibenden Joint-Venture erstmals umgesetzt. Seit einer Gesetzesänderung von 2007 hat der Staat zudem die Möglichkeit Ölprojekte betreffende Verträge nachträglich zu ändern oder sogar aufzuheben, wenn dies der „nationalen Sicherheit“ dient. Durch die letzte Änderung von 2010 wurden die PSVs formal abgeschafft und die Anforderungen hinsichtlich der Nutzung heimischer Güter, Dienstleistungen und Arbeitskräfte verschärft.[1635]

[1630] Vgl. KazMunaiGas (o. J., a) und EIA (2013, KAS).
[1631] Vgl. Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1302-1306.
[1632] Vgl. Feils et al. (2010) und Palazuelos und Fernández (2012), S. 32.
[1633] Vgl. Palazuelos und Fernández (2012), S. 32.
[1634] “On Subsoil and Subsoil Use”.
[1635] Vgl. EIA (2013, KAS).

Zwischen 1995 und 2010 hat sich die kasachische Fördermenge von 0,45 mb/d auf 1,75 mb/d nahezu vervierfacht. Nach 2004 schwächte sich das Wachstum deutlich ab (das vorher über 12 % p. a. betragen hatte) und seit 2010 schwankt die Fördermenge zwischen 1,7 und 1,8 mb/d.[1636]

6.2.8.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der kasachischen Ölindustrie

Wie im vorigen Abschnitt bereits ausgeführt, wurde der rechtliche und fiskalische Rahmen für den kasachischen Ölsektor seit Mitte der 1990er Jahre mehrfach reformiert. Bestand das mit der Verabschiedung neuer Gesetze verfolgte Hauptziel in den 1990ern noch darin, Investitionen ausländischer Ölgesellschaften zu befördern, änderte sich das Umfeld in den 2000er Jahren in der Hinsicht fundamental, dass der Staat nun stärker an den Erträgen partizipieren wollte.

Rechtlicher Rahmen

Gemäß Verfassungsartikel 6 handelt es sich bei den natürlichen Rohstoffen des Landes um Eigentum des Staates.[1637]

Konkrete Regelungen für alle Upstream-Aktivitäten sind im Untergrund- und Untergrundnutzungsgesetz („On Subsoil and Subsoil Use“, im Folgenden „Untergrund-Gesetz“), das am 6. Juli 2010 in Kraft trat und das Ölgesetz von 1995 sowie das Untergrund- und Untergrundnutzungs-Gesetz von 1996 ablöste, enthalten.

Wie bereits durch die Verfassung bestimmt, liegen die Eigentumsrechte an den in der Lagerstätte befindlichen natürlichen Rohstoffen des Landes auch gemäß dem Untergrundgesetz bei Staat. Die Eigentumsrechte am extrahierten Rohstoff werden hingegen durch den jeweiligen Vertrag, unter dem ein Projekt betrieben wird, bestimmt und können somit auch bei den am Projekt beteiligten Ölgesellschaften liegen.[1638]

Die 2008 beschlossene Abschaffung von PSVs für zukünftige Projekte wurde durch das Untergrundgesetz bestätigt, so dass seitdem nur noch Lizenzen vergeben werden.[1639]

Gemäß dem Untergrundgesetz können in Kasachstan, bezogen auf die Öl- und Gasindustrie, Lizenzen vergeben werden für:

- Geologische Voruntersuchungen,
- Exploration,
- Förderung,
- Exploration und Förderung.[1640]

Die Vergabe der Lizenzen erfolgt entweder durch Verhandlungen zwischen der zuständigen staatlichen Institution, dem Öl- und Gasministerium und der interessierten Ölgesellschaft (direkte Vergabe) oder über eine öffentliche Ausschreibung.

Eine direkte Vergabe erfolgt, sofern:

[1636] Eigene Berechnungen basierend auf Daten aus: BP (2014).
[1637] Vgl. Kasachische Verfassung (1995), Art.6 Abs. 3.
[1638] Vgl. Gesetz Nr. 291-IV (2010), Art. 10.
[1639] Vgl. Sarsenbayev (2011), S. 373.
[1640] Vgl. Gesetz Nr. 291-IV (2010), Art. 28.

- der Halter einer Explorationslizenz auf wirtschaftlich förderbare Vorkommen stößt und exklusive Nutzungsrechte für das Gebiet hat,
- sich die staatliche Ölgesellschaft um eine Explorations- und/oder Förderlizenz bemüht,
- es bei einer zweiten Ausschreibung lediglich einen akzeptablen Bieter gibt.[1641]

Im Falle einer öffentlichen Ausschreibung sind die beiden ausschlaggebenden Kriterien die gebotene Einmalzahlung und die zugesagten Aufwendungen für „die soziale und wirtschaftliche Entwicklung" sowie die Infrastruktur der Region.[1642] Die Ausschreibungsbedingungen enthalten Mindestanforderungen hinsichtlich:

- der Einmalzahlung,
- dem Anteil zu nutzender kasachischer Güter, Arbeitskräfte und Dienstleistungen,
- Aufwendungen für die Ausbildung kasachischer Arbeitskräfte,
- in Kasachstan zu tätigender Aufwendungen in Forschung und Entwicklung.[1643]

Die Laufzeit der Lizenzen ist bei Explorationslizenzen auf sechs Jahre, mit der Möglichkeit einer Verlängerung um weitere zwei Jahre bei Offshore-Projekten, begrenzt und bei Förderlizenzen für jedes Projekt individuell verhandelbar.[1644] Für den Fall, dass ein Lizenznehmer seine Explorations- und/oder Förderrechte während der Vertragslaufzeit zu veräußern beabsichtigt, erhält die staatliche Ölgesellschaft gemäß dem Untergrund-Gesetz Vorkaufsrechte.[1645]

Durch das Untergrundgesetz wurden dem Staat diverse Möglichkeiten eingeräumt, Verträge einseitig vorzeitig aufzulösen. Zu den Gründen für eine solche vorzeitige Auflösung zählen unter anderem:

- mehrmaliges (ab zwei Mal) Verletzen von Vertragsbedingungen und/oder Informationspflichten,
- die Weitergabe von Explorations-/Förderrechten ohne Genehmigung durch die zuständigen staatlichen Institutionen,
- nicht Einwilligung in vom Staat geforderte nachträgliche Änderungen der Vertragsbedingungen,
- dass eine Lizenz den „wirtschaftlichen Interessen" des Staates schadet und die „nationale Sicherheit" gefährdet.[1646]

Darüber hinaus werden Ölgesellschaften verpflichtet, vornehmlich heimische Güter, Arbeitskräfte und Dienstleistungen zu verwenden und in die Ausbildung einheimischer Arbeitskräfte zu investieren.[1647]

Insgesamt wurden durch die Einführung des Gesetzes die Einflussmöglichkeiten des Staates – vertreten durch das Öl- und Gasministerium und die KMG – gestärkt, wohingegen ausländische Ölgesellschaften mehr Pflichten und Auflagen zu erfüllen haben und

[1641] Vgl. Gesetz Nr. 291-IV (2010), Art. 35.
[1642] Vgl. Ebenda, Art. 52.
[1643] Vgl. Ebenda, Art. 47.
[1644] Vgl. Ebenda, Art. 69.
[1645] Vgl. Ebenda, Art. 13.
[1646] Vgl. Ebenda, Art. 72.
[1647] Vgl. Ebenda, Art. 76.

einem, im Vergleich zu vorher, größeren Enteignungsrisiko ausgesetzt sind. Die Investitionsbedingungen haben sich folglich erheblich verschlechtert.
Die zentrale, für den Ölsektor zuständige, staatliche Institution ist das Öl- und Gasministerium, dessen Aufgaben hinsichtlich des Upstream-Bereichs insbesondere in der Vorbereitung und Veröffentlichung von Ausschreibungen, der Vergabe von Lizenzen sowie die Kontrolle und Überwachung der Einhaltung der Vertragsbedingungen besteht.[1648]

Fiskalischer Rahmen

Die wichtigsten, die Ölindustrie betreffenden, fiskalischen Elemente sind in Abschnitt 11 des Steuergesetzes von 2013 enthalten und umfassen:

- Einmalzahlungen bei Erhalt der Lizenz (Signature bonus),
- Einmalzahlung bei Entdeckung eines wirtschaftlich förderbaren Vorkommens (Commercial discovery bonus),
- Entschädigungszahlungen für dem Staat entstandene vergangene Kosten,
- Produktionsteuer,
- Steuer auf „außergewöhnliche Gewinne".[1649]

Die Einmalzahlung bei Erhalt der Lizenz ist zwar grundsätzlich flexibel, doch enthält das Steuergesetz Mindestbeträge, die von der Projektphase und Art des Projekts abhängen.[1650]
Die Einmalzahlung bei Entdeckung eines wirtschaftlich förderbaren Vorkommens beträgt 0,1 % auf den Wert der nachgewiesenen Reserven.[1651]
Bei der Entschädigungszahlung für dem Staat entstandene, vergangene Kosten handelt es sich um eine feste Zahlung an den Staat, die sich auf, vor Abschluss des Vertrags angefallene, Kosten für geologische Untersuchungen und Explorationen des Lizenzgebiets beziehen.[1652]
Bei der Produktionsteuer handelt es sich um eine Steuer auf den Wert des in einem Jahr geförderten Rohöls. Der Steuersatz verläuft progressiv gegenüber der jährlichen Fördermenge (einschließlich Flüssiggas) - mit Sätzen zwischen 5 % (bis 250.000 Tonnen p. a. bzw. ca. 5.000 b/d) und 18 % (ab 10 Mio. Tonnen p. a. bzw. ca. 200.000 b/d). Sofern das geförderte Öl in Kasachstan verarbeitet wird, wird der Steuersatz halbiert.[1653]
Die Steuer auf außergewöhnliche Gewinne bezieht sich auf das Verhältnis des erwirtschafteten Gewinns zu den angefallenen Kosten eines Projekts. Sofern der Gewinn die Kosten um 25 % übersteigt, fällt die Steuer auf außergewöhnliche Gewinne an. Diese verläuft progressiv in Bezug auf das Gewinn-Kosten-Verhältnis und beträgt maximal 60 %, wenn dieses Verhältnis auf über 70 % steigt. Die Steuer wird für jedes Projekt separat berechnet.[1654]

[1648] Vgl. Kasachstan Energieministerium (2014).
[1649] Vgl. Gesetz Nr. 99-IV (2008), Art. 307, Abs. 3.
[1650] Vgl. Ebenda, Art. 314.
[1651] Vgl. Gesetz Nr. 99-IV (2008), Art. 320-322. Der Wert entspricht dem Marktpreis am Tag vor der Zahlung der Einmalzahlung multipliziert mit der entdeckten Menge.
[1652] Vgl. Ebenda, Art. 325.
[1653] Vgl. Ebenda, Art. 333, 336.
[1654] Vgl. Gesetz Nr. 99-IV (2008), Art. 347, 351.

Sofern das geförderte Öl (einschließlich Flüssiggas/Kondensaten) exportiert wird, fällt ab einem Ölpreis von 50 US-$ (Steuersatz 7 %) eine progressiv verlaufende Exportsteuer an, die ab einem Ölpreis von 180 US-$ den Maximalsatz von 32 % auf den Wert des exportierten Rohöls erreicht.[1655]
Neben den explizit auf den Ölsektor bezogenen Steuern und Abgaben sind in Kasachstan tätige ausländische Unternehmen zur Zahlung einer Körperschaftsteuer (CIT) von 20 % auf ihre in Kasachstan erwirtschafteten Gewinne verpflichtet. Für einheimische Unternehmen und ausländische Unternehmen mit permanenter Niederlassung in Kasachstan beträgt der Steuersatz 15 %.[1656]

6.2.8.3 Gegenwart der Ölindustrie in Kasachstan

Tabelle 6.51 liefert, basierend auf Daten zu einzelnen Feldern bzw. Betreibergesellschaften, eine Übersicht über die kasachische Fördermenge im Jahr 2014.

Tabelle 6.51: Kasachische Ölfördermenge in den Jahren 2009 und 2014

Feld (Betreiber)	**Fördermenge 2014 (in b/d)**	**Fördermenge 2009 (in b/d)**
Tengiz + Korolev	580.000	447.000
Ozenmunalgas (Uzen-Feld)	107.000	126.000
Embamunaigas	57.000	55.000
CCEL	39.000	38.000
Kazgermunai	63.000	64.000
PetroKazakhstan	104.000	62.000
Mangistaumunaigas	115.000	115.000
Aktobemunaigas	125.000	122.000
KOA	17.500	
Sonstige	290.000	
Gesamt	Ca. 1,5 mb/d	1,4 mb/d
Kondensate und Flüssiggas aus dem Karachaganak-Erdgasfeld	220.000	237.000
Gesamt (mit Karachaganak)	1,7 mb/d	1,6 mb/d

Datenquellen: Tengizchevroil (2015), KazMunaiGas (2014a), KazMunaiGas (2014), KazMunaiGas (2015), und Palazuelos und Fernández (2012).

Demnach belief sich die reine Ölfördermenge des Landes im Jahr 2014 auf ca. 1,5 mb/d. Nicht berücksichtigt ist hierbei die Förderung von Flüssiggas und Kondensaten aus dem Karachaganak-Gasfeld im Nordwesten des Landes, die in anderen Statistiken zur Fördermenge des Landes enthalten ist.[1657]

[1655] Vgl. Ebenda, Art. 300-303.
[1656] Vgl. Ebenda, Art. 147, 194, 199.
[1657] z. B. BP (2015), S. 8, 1,7 mb/d Fördermenge im Jahr 2014.

Auf die staatliche KMG entfielen 2014 ca. 250.000 b/d der Fördermenge des Landes. Somit trugen ausländische Ölgesellschaften mit über 80 % zur kasachischen Fördermenge bei. Von der Fördermenge der KMG stammten ca. 164.000 b/d von ihren Tochtergesellschaften Uzenmunaigas und Embamunaigas und ca. 84.000 b/d aus den Joint-Venture-Projekten Kazgermunai, Petrokazakhstan und Karazhanbasmunai (CCEL).[1658]
Insbesondere hinsichtlich der großen Felder Tengiz und Kashagan erwiesen sich frühere Prognosen und Ziele zur Fördermenge in den vergangenen Jahren regelmäßig als zu optimistisch. So wurde für die Felder Tengiz und Korolev lange Zeit eine Fördermenge von 700.000 b/d im Jahr 2010 und 750.000 b/d in den Jahren 2015 und 2020 angestrebt. Die tatsächliche Förderkapazität hingegen beträgt seit 2008 ca. 600.000 b/d und im Jahr 2014 belief sich die Fördermenge auf ca. 580.000 b/d.[1659] Die förderbaren Vorkommen der Felder (ca. 6 bis 9 Mrd. Barrel) befinden sich in einer Tiefe von ca. 4 km und unterhalb einer ca. 800 m (halbe Meile) hohen Salzschicht.[1660]
Während das, in den 1990ern noch drängende, Problem der Transportkapazitäten aufgrund veralteter sowjetischer Pipelines in den 2000er Jahren durch die Inbetriebnahme neuer Pipelines und Erweiterungen von deren Kapazitäten gelöst wurde und somit hinreichende Kapazitäten für den Export des in Kasachstan geförderten Rohöls zur Verfügung standen,[1661] führten die Verschärfungen der regulatorischen und fiskalischen Bedingungen dazu, dass in der jüngeren Vergangenheit deutlich weniger Explorations- und Förderverträge mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen wurden und der Fördermengenpeak einiger, seit vielen Jahren in der Förderphase befindlicher Felder, erreicht wurde, was zur Folge hatte, dass das Fördermengenwachstum zunächst abnahm und seit 2010 stagniert.
Während einige Felder ihr Peak scheinbar bereits erreicht haben und seit Jahren rückläufige Fördermengen aufweisen (Karaduruk-, Turgai-, Kumbol-Feld von privaten Ölgesellschaften betrieben sowie das von der KMG betriebene Uzen-Feld), weisen andere Felder über die letzten Jahre relativ konstant bleibende (Emba-Feld) oder sogar steigende (Mangistau-, Buzachi-Feld) Fördermengen auf.[1662]

6.2.8.4 Ermittlung der kasachischen Kostenkurven für 2014

Tabelle 6.52 liefert einen Überblick über die Förderkosten verschiedener, in Kasachstan Ölprojekte betreibender Ölgesellschaften im Jahr 2014 und die Entwicklung der durchschnittlichen Förderkosten der KMG seit 2005.

[1658] Vgl. KazMunaiGas (2014), S. 16-18 und BP (2014).
[1659] Vgl. Crandall (2006), S. 18, Dorian et al. (1994), S. 687, Tengizchevroil (o. J., a), EIA (2013, KAS).
[1660] Vgl. Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1303, Crandall (2006), S. 78f, EIA (2013, KAS) und Tengizchevroil (2015).
[1661] Die Caspian Pipeline (CPC) vom Tengiz-Feld durch Russland zum Schwarzen Meer wurde 2001 eröffnet. Es folgten die Kazakhstan-China Pipeline, die Uzen-Atyrau-Samara Pipeline und die Baku-Tbilisi-Ceyhan-Pipeline. Weitere Pipelines sind in Planung und die bestehenden werden zum Teil weiter ausgebaut. (Vgl. EIA (2013, KAS) und Caspian Pipeline Consortium (o. J.)).
[1662] Vgl. EIA (2013, KAS), BP (2014), Tengizchevroil (o. J., a), Karachaganak (o. J.) und Lukoil (o. J., a).

Tabelle 6.52: Förderkosten in Kasachstan (in US-$ je Barrel)

Jahr	Förderkosten der KMG		Betreibergesellschaft	Förderkosten 2014 (Spanne), in US-$/b
2005	8,5 US-$/b		Ozenmunaigas	17,90 (14,32 – 21,48)
2006	9,0 US-$/b		Embamunaigas	12,80 (10,24 – 15,36)
…	…		CCEL	20,90 (16,72 – 25,08)
…	…		Kazgermunai	2,90 (2,32 – 3,48)
2013	15,1 US-$/b		PetroKazakhstan	7,20 (5,76 – 8,64)
2014	**16,1 US-$/b**		**ϕ KMG**	**16,10 (12,88 – 19,32)**

Datenquelle: KazMunaiGas Jahresberichte (Annual Report) 2006 und 2014.

Wie in Tabelle 6.52 zu sehen, stiegen die durchschnittlichen Förderkosten der KMG seit dem Jahr 2005 um ca. 90 % von 8,5 auf 16,1 US-$ je Barrel. Die höchsten Förderkosten wiesen im Jahr 2014 die von Karazhanbasmunai (CCEL) und Ozenmunaigas betriebenen Felder mit 20,9 bzw. 17,9 US-$ je Barrel auf. Diese Lagerstätten befinden sich im Südwesten des Landes nahe des Kaspischen Meeres in der Provinz Mangghystau und gehören zu den ältesten in der Förderphase befindlichen Feldern. Daher werden dort mittlerweile sekundäre Fördermethoden angewandt.[1663] Die Förderkosten der in der nordwestlichen Provinz Atyrau befindlichen von Embamunaigas betriebenen Felder fielen mit 12,8 US-$ je Barrel deutlich geringer aus. Die geringsten Förderkosten wiesen die in Zentralkasachstan (Provinzen Qysylorda und Qaraghandy) befindlichen Projekte von Petrokazakhstan und Kazgermunai auf. Da die aufgelisteten Ölgesellschaften jeweils aus mehreren Lagerstätten Öl fördern und sich diese hinsichtlich ihrer Eigenschaften voneinander unterscheiden, wird um die von den Ölgesellschaften veröffentlichten durchschnittlichen Förderkosten eine Spanne von ±20 % gebildet. Für die Felder Tengiz und Korolev, die sich geographisch in der Nähe der Felder von CCEL und Ozenmunaigas befinden, werden ähnliche Förderkosten von ca. 14,32 bis 25,08 US-$ je Barrel angenommen.

Für die restlichen Felder des Landes, zu denen keine Informationen zu den Förderkosten vorliegen, wird, basierend auf den bekannten Förderkosten, eine Spanne von 2,32 bis 25,08 US-$ je Barrel angenommen.

Die durchschnittlichen Explorations- und Erschließungskosten der bereits in der Förderphase befindlichen Felder des Landes lassen sich anhand der Bohrlochkosten und der Fördermenge je Förderbohrloch schätzen.

Gemäß Worldwide Oil Field Survey trugen im Jahr 2013 (für 2014 liegen noch keine Informationen vor) insgesamt 1.150 Bohrlöcher zu einer Fördermenge von ca. 1,38 mb/d (Karachaganak nicht berücksichtigt) bei.[1664] Die durchschnittliche Fördermenge je Bohrloch betrug demnach ca. 437.000 b/d. Da alle bereits in der Förderphase befindlichen Felder sich an Land befinden, wird eine 20-jährige Förderphase angenommen. Somit ergibt sich eine durchschnittliche Fördermenge von 8,74 Mio. Barrel je Förderbohrloch über die angenommene Nutzungsdauer.

[1663] Vgl. KazMunaiGas (o. J.).
[1664] Vgl. Oil & Gas Journal (2014).

Die Lagerstätten, zu denen im Worldwide Oil Field Survey entsprechende Informationen verfügbar sind, weisen überwiegend Tiefen zwischen ca. 1.000 und ca. 5.000 Metern auf. Für das Tengiz-Feld wird eine Tiefe von ca. 4.500 Metern angegeben.[1665] Die chinesische CNPC gibt für das von ihr betriebene Kenkiyak-Feld ebenfalls eine Tiefe von 4.500 Metern an.[1666]

Bei einer Tiefe von 4.000 bis 5.000 Metern belaufen sich die Bohrlochkosten, unter den in Abschnitt 5.2.1 getroffenen Annahmen, bei Onshore-Feldern auf ca. 2,0 bis 14,6 Mio. US-$. Bezogen auf die durchschnittliche Fördermenge von 8,74 Mio. Barrel über den 20-jährigen Förderzeitraum ergeben sich Bohrlochkosten von 0,23 bis 1,67 US-$ je Barrel. Unter der Annahme, dass die Bohrlochkosten bei Onshore-Feldern ein Drittel an den Erschließungskosten ausmachen, ergeben sich Erschließungskosten von 0,69 bis 5,01 US-$ je Barrel. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontsatzes von 10 % belaufen sich die aufgezinsten Erschließungskosten auf 0,93 bis 7,47 US-$ je Barrel.

Das Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten wird wie üblich mit 0,27:1 angenommen, so dass sich Explorationskosten von 0,19 bis 1,35 US-$ je Barrel ergeben. Unter der Annahme einer 5-jährigen Explorationsphase würden sich aufgezinste Explorationskosten von 0,41 bis 3,53 US-$ je Barrel ergeben. Somit ergeben sich aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 1,34 bis 11,00 US-$ je Barrel für die Onshore-Felder des Landes.

Die Explorations- und Erschließungskosten der Felder Tengiz und Korolev würden sich bei einer Tiefe von ca. 4.500 Metern und unter den getroffenen Annahmen auf ca. 8,40 bis 9,60 US-$ je Barrel belaufen. Die technischen Vollkosten der beiden Felder würden somit 26,40 bis 30,60 US-$ je Barrel betragen.

Crandall (2006) hielt die Ausbeutung des Tengiz-Feldes ab einem Ölpreis von 15 US-$ je Barrel und des Kashagan-Feldes ab einem Ölpreis von 15 bis 18 US-$ je Barrel für wirtschaftlich. Die Rentabilitätsgrenze für neue Offshore-Projekte im Kaspischen Meer schätzte sie auf ca. 20 US-$ je Barrel.[1667] Berücksichtigt man den bereits erörterten Anstieg der Förderkosten in Kasachstan seit 2005 und nimmt an, dass auch die Explorations- und Erschließungskosten mit einer ähnlichen Rate gestiegen sind, würden sich bei einer Extrapolation der Kostenschätzungen von Crandall ebenfalls Kosten von ca. 25 bis 30 US-$ je Barrel ergeben.

Wie in Tabelle 6.51 zu sehen, beläuft sich die Fördermenge der meisten Ölgesellschaften des Landes auf ca. 50.000 bis 125.000 b/d. Die bei der Erstellung der Kostenkurven Berücksichtigung findende Produktionsteuer weist für diese Fördermengen einen Satz von 10 bis 13 % auf. Für die Angebotskurven wird hier der mindestens anfallende Steuersatz von 10 % angenommen. Die Fördermenge aus dem Tengiz- und Korolev-Projekt beträgt über 500.000 b/d und wird mit dem maximalen Steuersatz von 18 % besteuert. Für die sonstigen Projekte wird der Mindeststeuersatz von 5 % angenommen.

[1665] Vgl. Ebenda.
[1666] Vgl. CNPC (o. J., c).
[1667] Vgl. Crandall (2006), S. 40-42.

Somit werden ca. 0,29 mb/d mit 5 %, 0,63 mb/d mit 10 % und 0,58 mb/d mit 18 % besteuert.
Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in den Abbildung 6.129 und 6.130 dargestellten Angebotskurven für das Jahr 2014.

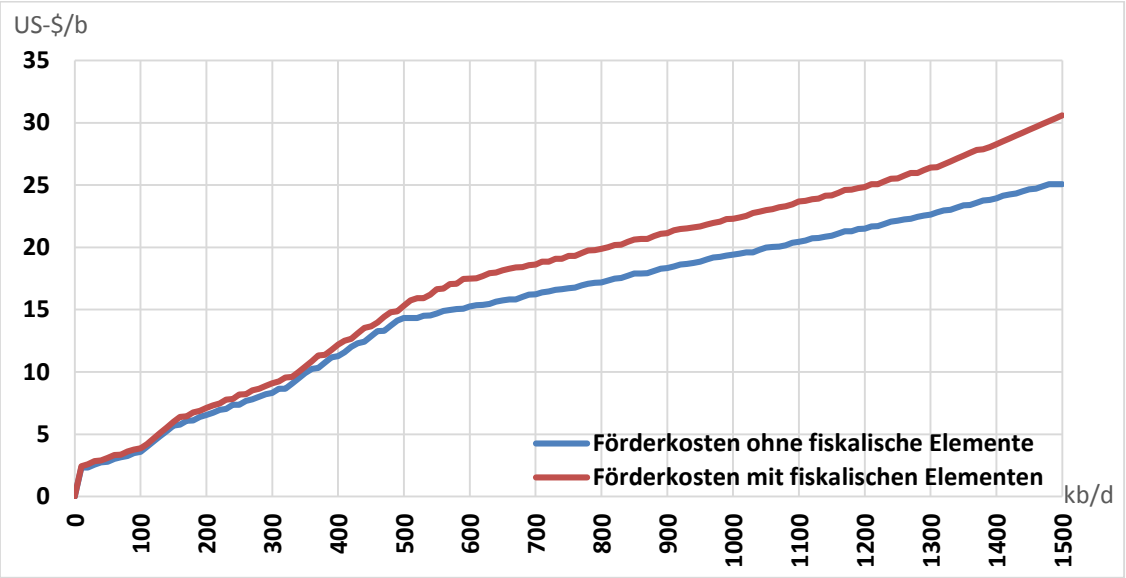


Abbildung 6.129: Kurzfristige Angebotskurven in Kasachstan

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.129 zu sehen, betrugen die Förderkosten der in der Förderphase befindlichen Projekte im Jahr 2014 bis zu ca. 25 US-$ je Barrel. Wird auch die Produktionsteuer berücksichtigt, beliefen sich die Kosten auf bis zu ca. 30,50 US-$ je Barrel. Erst bei einem Ölpreis unterhalb dieses Niveaus käme es zu ersten Einschränkungen der Förderung aus den bereits in der Förderphase befindlichen Projekten.

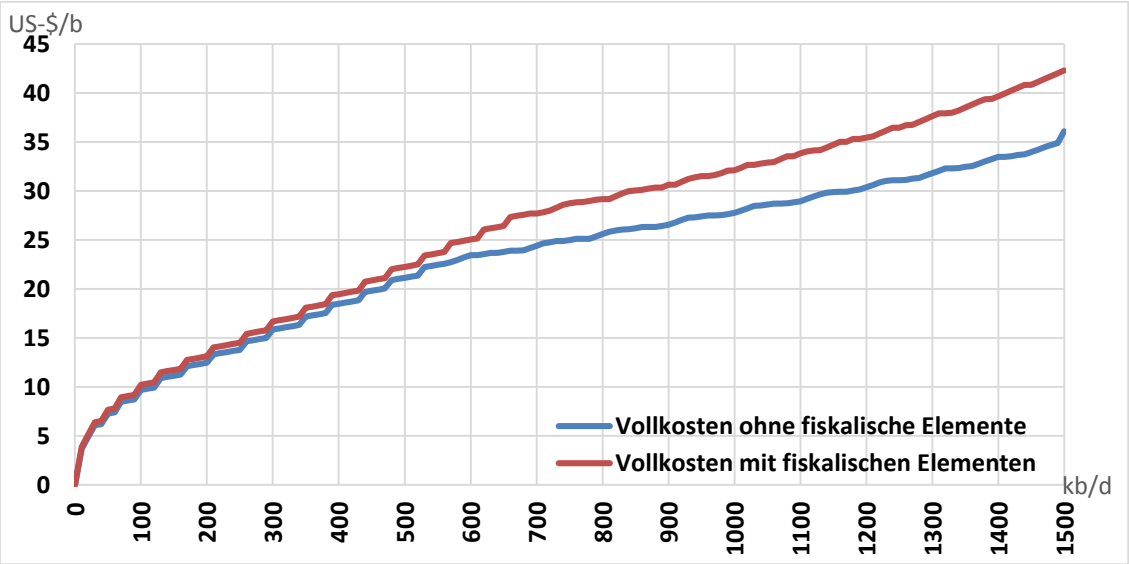


Abbildung 6.130: Kasachische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Die technischen Vollkosten der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes belaufen sich, wie in Abbildung 6.130 zu sehen, auf bis zu ca. 37 US-$ je Barrel. Wird auch die Produktionsteuer berücksichtigt, steigen die Vollkosten auf bis zu ca. 42 US-$ je Barrel an. Somit sind die gegenwärtig in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes bei einem Ölpreis über 42 US-$ je Barrel rentabel.

6.2.8.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß BP-Statistikjahrbuch 2015 beliefen sich die Ölreserven Kasachstans Ende 2014 auf ca. 30 Mrd. Barrel. Auch die deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe wies in ihrer Energiemarktstudie Ölreserven von 30 Mrd. Barrel (für Ende 2013) für das Land auf. Die kumulierte Fördermenge des Landes belief sich gemäß BGR bis Ende 2013 auf ca. 11,9 Mrd. Barrel.[1668] Die nachgewiesenen Reserven verteilen sich gemäß EIA zu ca. 53,3% (16 Mrd. Barrel) auf die Onshore-Felder im Westen des Landes und ca. 46,7% (14 Mrd. Barrel) auf Lagerstätten im Kaspischen Meer.[1669]

Campbell (2013) schätzte die Reserven des Landes für Ende 2010 auf 34 Mrd. Barrel, von denen 29 Mrd. bereits bekannt sind. Lagerstätten mit Vorkommen von insgesamt ca. 5 Mrd. sollten gemäß seiner Prognose noch entdeckt werden. Die bisherige kumulierte Fördermenge (bis einschließlich 2010) schätzte er auf 11 Mrd. Barrel.[1670] Ausgehend von der Fördermenge zwischen 2010 und 2014 von ca. 550 Mio. Barrel jährlich (ca. 1,5 mb/d) würde sich eine kumulierte Fördermenge von 12,5 Mrd. Barrel (basierend auf den Daten der BGR) bzw. 13,2 Mrd. Barrel (basierend auf den Daten von Campbell) ergeben. Setzt man diese ins Verhältnis zu den noch vorhandenen Reserven von ca. 30 Mrd. Barrel, sollte gemäß der Hubbert-These noch Potential für zukünftige Ausweitungen der Fördermenge bestehen. So prognostizierte Campbell (2013) einen Anstieg der Fördermenge auf ca. 2 mb/d ab 2016 und anschließend einen Verbleib auf diesem Niveau bis in das Jahr 2027.[1671]

In der jüngeren Vergangenheit wurden die Zahlen zu den nachgewiesenen Reserven des Landes deutlich reduziert. So wies BP im Statistikjahrbuch von 2010 noch Reserven in Höhe von 39,8 Mrd. Barrel für Kasachstan auf.[1672] Unter Berücksichtigung der kumulierten Fördermenge der Jahre 2011 bis 2014 von ca. 2,2 Mrd. Barrel hätten die Reserven des Landes jedoch, selbst bei einem Ausbleiben von Neufunden, auf lediglich 37,6 Mrd. Barrel sinken dürfen. Mögliche Gründe für die Senkung der Einschätzung der Reserven des Landes liefern das Inkrafttreten des Untergrundgesetzes im Sommer 2010, das die Rentabilität von Ölprojekten erheblich reduziert, und die Schwierigkeiten und Kostenexplosionen bei der Erschließung des Kashagan-Feldes, die an der Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten im Kaspischen Meer Zweifel aufkommen lassen.

[1668] Vgl. BP (2015) und BGR (2014), S. 70.
[1669] Vgl. EIA (2013, KAS).
[1670] Vgl. BP (2014).
[1671] Vgl. Campbell (2013), S. 142.
[1672] Vgl. BP (2011), S. 6.

Das im Jahr 2000 im Kaspischen Meer entdeckte Kashagan-Feld weist gemäß der italienischen Ölgesellschaft ENI Reserven von 7 bis 9 Mrd. Barrel auf. Bei einer Anwendung sekundärer Fördermethoden (Reinjektion von Erdgas) könnten diese gemäß ENI auf bis zu 13 Mrd. Barrel ansteigen.[1673] Die Gesamtvorkommen (Ressourcen + Reserven) des Feldes sollen sich auf ca. 38 Mrd. Barrel belaufen. Damit handelt es sich um das weltweit fünftgrößte Feld und das größte außerhalb des mittleren Osten entdeckte Ölfeld der jüngeren Vergangenheit. Obwohl sich das Feld in einer Wassertiefe von lediglich 3 bis 4 Metern befindet, ist die Erschließung aufgrund der klimatischen und geologischen Bedingungen äußerst kompliziert. So befinden sich die Vorkommen in einer Tiefe von ca. 4 bis 6 km und unterhalb einer dicken Salzschicht. Aufgrund der extremen Kälte (bis ca. minus 30 Grad) gefriert das Wasser im Winter, so dass man sich entschloss, statt konventioneller Förderplattformen künstliche Inseln aufzuschütten, auf denen die Förder- und Verarbeitungsanlagen errichtet wurden. Zudem wurden Pipelines zur ca. 75 bis 80 km entfernten Küste verlegt (siehe Abbildung 9.12). Die Erschließung des Feldes erfolgt in drei Phasen. Ursprünglich war der Förderstart der ersten Phase für das Jahr 2005 vorgesehen. Aufgrund der Komplexität des Projekts kam es aber zu erheblichen Verzögerungen, so dass erst 2013 erstmals Öl aus dem Feld gefördert wurde. Wenige Tage nachdem im September 2013 erstmals Öl gefördert worden war, wurde die Förderung jedoch bereits wieder gestoppt, da sich die mit dem Feld verbundene Pipeline als undicht herausstellte. Aufgrund der aufwändigen Wartungsarbeiten wird mit einer Wiederaufnahme der Förderung erst frühestens in der zweiten Jahreshälfte 2016 gerechnet. [1674]

Die bisherigen Investitionen in das Projekt beliefen sich, gemäß jüngeren Schätzungen, auf ca. 50 Mrd. US-$. Eine Quelle schätzt die Kosten für die vollständige Erschließung des Feldes (alle drei Phasen) auf bis zu 187 Mrd. US-$.[1675] Gemäß jüngeren Analysen sollen aus dem Feld ab Ende 2016/Anfang 2017 durch die bisher vorgenommenen Erschließungsmaßnahmen ca. 370.000 b/d gefördert werden und nach Abschluss der vollständigen Erschließung des Feldes (einschließlich Satelliten-Feldern) ein Fördermengenpotential von bis zu 1,5 mb/d bestehen.[1676]

Zur Ermittlung der Erschließungskosten je Barrel sollen nun zwei Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der Fördermenge betrachtet werden. Im optimistischen Szenario wird angenommen, dass die Fördermenge von 370.000 b/d für einen Zeitraum von fünf Jahren aufrechterhalten werden kann und anschließend mit 5 % p. a. sinkt. In diesem Fall würde die Fördermenge bei einer 50-jährigen Förderphase[1677] insgesamt ca. 3 Mrd. Barrel betragen. Nimmt man hingegen an, dass die Fördermenge bereits ab dem dritten Jahr mit 7,5 % p. a. sinkt, beliefe sich die Gesamtfördermenge auf lediglich ca. 1,9 Mrd. Barrel.

[1673] Vgl. ENI (o. J.).

[1674] Vgl. Sarsenbayev (2011), S. 375f und EIA (2013, KAS) und BP (2014) und Kaiser und Pulsipher (2007), S. 1304f, Crandall (2006), S. 82 und Amiel (2014).

[1675] Vgl. Farchy (2014) und Callus und Jewkes (2014) und Offshore-Technology (o. J.).

[1676] Vgl. EIA (2015, KAS), S. 4 und Offshore-Technology (o. J.).

[1677] Dass eine solch lange Förderphase bei sehr großen Feldern nicht unüblich ist, zeigen die Riesenfelder im Nahen Osten).

Die Erschließung ereignete sich hauptsächlich seit Genehmigung des Erschließungsplans im Februar 2004.[1678] Da keine Informationen zu den Kosten in den einzelnen Jahren vorliegen, wird angenommen, dass sich die bisher angefallenen 50 Mrd. US-$ gleichmäßig über den 11-jährigen Erschließungszeitraum (2004 bis 2014) verteilten (d.h. ca. 4,5 Mrd. US-$ jährlich). Der Diskontsatz wird mit 10 % angesetzt. Aufgezinst beliefen sich die (bisherigen) Erschließungskosten unter diesen Annahmen auf ca. 82,8 Mrd. US-$. Würden in den kommenden Jahren bis zum beabsichtigen Förderstart Ende 2016 ebenfalls ca. 4,5 Mrd. US-$ jährlich (in den Jahren 2015 und 2016) anfallen, betrügen die Erschließungskosten ca. 91,8 Mrd. US-$. Bezogen auf die geschätzte Fördermenge von 1,9 bis 3,0 Mrd. Barrel würden sich somit Erschließungskosten von ca. 30,60 bis 48,32 US-$ je Barrel ergeben.

Da sich die Schwierigkeiten und Kostenexplosionen erst in der Erschließungsphase ereigneten, sollten die Explorationskosten in Relation zu den Erschließungskosten wesentlich niedriger ausfallen als sonst in dieser Arbeit unterstellt. Realistischer scheint in diesem Fall ein Verhältnis von 0,1:1. Unter der Annahme einer 5-jährigen Explorationsphase (1996 bis zur Entdeckung der Vorkommen im Jahr 2000) und eines Diskontfaktors von 10 % würden sich somit aufgezinste Explorationskosten von ca. 23,2 Mrd. US-$ bzw. 7,73 bis 12,21 US-$ je Barrel ergeben.

Somit würden sich für den ersten Erschließungsabschnitt des Kashagan-Feldes aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von ca. 38,33 bis 60,53 US-$ je Barrel ergeben.

Die internationale Energieagentur (IEA, 2013) schätzt die laufenden Förderkosten (operating costs) für Offshore-Projekte im kasachischen Teil des Kaspischen Meeres auf 15 bis 20 US-$ je Barrel und die Erschließungskosten je Barrel an täglicher Förderkapazität auf 70.000 bis 80.000 US-$.[1679] Unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 7,5 % p. a. bei Lagerstätten in seichten Gewässern würde ein Barrel an Förderkapazität für ca. 13 Jahre zur Verfügung stehen.[1680] Die Erschließungskosten für Projekte im kaspischen Meer würden sich somit auf 14,75 bis 16,86 US-$ je Barrel belaufen. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase und eines Diskontfaktors von 10 % würden sich aufgezinste Erschließungskosten von 19,81 bis 25,14 US-$ je Barrel ergeben.

Unter der üblichen Annahme eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 ergäben sich Explorationskosten von 3,98 bis 4,55 US-$ je Barrel. Bei einer 5-jährigen Explorationsphase und einem Diskontfaktor von 10 % belaufen sich die aufgezinsten Explorationskosten auf 8,61 bis 11,91 US-$ je Barrel.

Somit ergeben sich für die Felder im kaspischen Meer aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten von 28,42 bis 37,05 US-$ je Barrel.

[1678] Vgl. Offshore-Technology (o. J.).

[1679] Vgl. IEA (2013), S. 366.

[1680] Bei einer 50-jährigen Nutzungsdauer berechnet als: $\sum_{t=0}^{49} \frac{1}{0{,}925^t}$

Hinsichtlich der Fördermenge wird die Annahme getroffen, dass die erste Erschließungsphase bis 2019 abgeschlossen ist und im Jahr 2019 eine Fördermenge von ca. 350.000 b/d vorliegt. Für 2024 wird die (optimistische) Annahme getroffen, dass die vollständige Erschließung abgeschlossen ist und die Fördermenge ihr Maximum von 1,5 mb/d erreicht. Für die Erschließungsphasen zwei und drei werden die basierend auf den Schätzungen der IEA ermittelten Explorations- und Erschließungskosten angenommen.
Abgesehen vom Kashagan-Projekt sind derzeit keine größeren Erschließungsprojekte von Offshore-Lagerstätten im kasachischen Teil des Kaspischen Meers bekannt. Dies liegt hauptsächlich an den noch nicht abschließend geklärten Hoheitsrechten.
Für das zweitgrößte Feld des Landes hinsichtlich seiner Reserven (6 bis 9 Mrd. Barrel) und größte hinsichtlich der aktuellen Fördermenge, das Tengiz-Feld, bestanden im Jahr 2014 noch Pläne über eine Erweiterung. Nachdem die Betreibergesellschaft TCO ursprünglich Investitionen von ca. 23 Mrd. US-$, mit dem Ziel einer Ausweitung der Förderkapazität auf 36 Mio. Tonnen jährlich (ca. 725.000 b/d), veranschlagt hatte,[1681] wurden die Kostenschätzungen im Oktober auf 40 Mrd. US-$ angehoben und ein Fördermengenziel von ca. 760.000 b/d (38 Mio. Tonnen) für das Jahr 2021 angestrebt. Vor dem Hintergrund der gefallenen Ölpreise gab die TCO jedoch im April 2015 bekannt, die Investitionen zur Expansion vorerst zu kürzen, so dass zuletzt erwartet wurde, dass das Fördermengenziel erst bis zu zwei Jahre später erreicht wird.[1682]
Die Fördermenge aus dem Tengiz-Feld würde ohne zusätzliche Investitionen bis zum Jahr 2019 auf ca. 500.000 b/d und auf ca. 400.000 b/d im Jahr 2024 sinken.[1683] Somit beträgt die zusätzliche Kapazität durch die Investitionen ca. 250.000 bis 350.000 b/d. Wird nun angenommen, dass die Fördermenge aus der zusätzlichen Kapazität zwei Jahre beibehalten werden kann und anschließend mit 5 % p. a. sinkt, ergibt sich eine, über ein maximale Förderdauer von 50 Jahren (aufgrund der Größe des Feldes), erzielbare Fördermenge von ca. 1,8 bis 2,5 Mrd. Barrel durch die beabsichtigten Investitionen. Somit würden sich die Kosten der Felderweiterung auf 16,00 bis 22,22 US-$ je Barrel belaufen. Unter der Annahme, dass die Felderweiterung fünf bis sieben Jahre in Anspruch nimmt und eines Diskontfaktors von 10 % ergeben sich aufgezinste Kosten von 21,49 bis 33,13 US-$ je Barrel. Diese werden für die zusätzliche Fördermenge von maximal 350.000 b/d im Jahr 2024 angenommen.
Da bisher ausschließlich aus an Land befindlichen Lagerstätten Öl gefördert wird, wird basierend auf Abschnitt 3.1.3, ein natürlicher Fördermengenrückgang von 5 % p. a. angenommen. Die Fördermenge der sonstigen Felder würde somit bis 2019 auf ca. 700.000 b/d und bis 2024 auf ca. 550.000 b/d sinken. Für das Kashagan-Feld wird eine Fördermenge von 350.000 b/d im Jahr 2019 angenommen. Sollte es bis zum Jahr 2024 zur vollständigen Erschließung des Feldes kommen, würde die Fördermenge auf 1,5 mb/d

[1681] Vgl. Tengizchevroil (2014) und Tengizchevroil (o. J.)
[1682] Vgl. Afanasieva und Gorodyankin (2015).
[1683] Unter der üblichen Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 5 % p. a. bei Onshore-Feldern.

ansteigen. Für die Förderkosten werden beim Kashagan-Feld die von der IEA prognostizierten 15 bis 20 US-$ je Barrel angenommen und bei den anderen Feldern des Landes die für 2014 ermittelten Kosten.
Hinsichtlich der Produktionsteuer wird für die Projekte Tengiz und Kashagan, aufgrund der hohen Fördermengen, der maximale Steuersatz von 18 % angenommen. Für die sonstigen Projekte wird ein durchschnittlicher Steuersatz von 10 % angenommen (der bei einer Fördermenge von 40.000 bis 60.000 b/d anfällt).
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.131 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

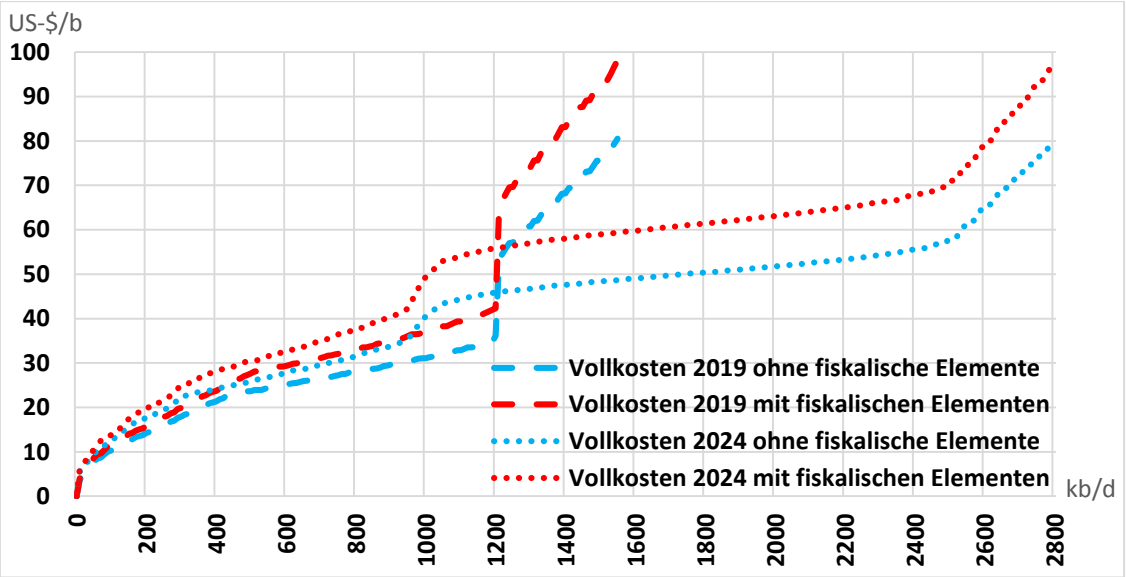


Abbildung 6.131: Kasachische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in der Abbildung zu sehen, sollte die kasachische Fördermenge aufgrund der einsetzenden Förderung aus dem Kashagan-Feld auf ca. 1,55 mb/d im Jahr 2019 ansteigen. Sofern die vollständige Erschließung des Feldes bis 2024 abgeschlossen wäre und auch die beabsichtigten Erweiterungen des Tengiz-Feldes durchgeführt werden, könnte die kasachische Fördermenge auf ca. 2,8 mb/d ansteigen.
Werden nur die entscheidungsrelevanten Grenzkosten berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.132 dargestellten langfristigen Angebotskurven für Kasachstan.

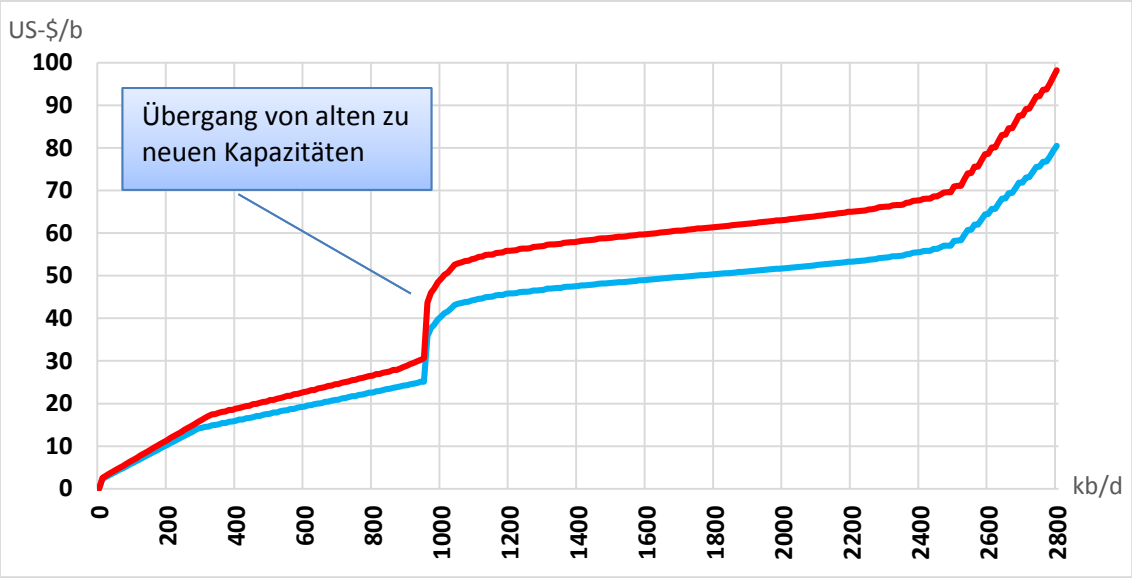


Abbildung 6.132: Langfristige Angebotskurven in Kasachstan

Eigene Darstellung

Ohne die Erschließung neuer Lagerstätten bzw. Erweiterungen und Umrüstungen bereits in der Förderphase befindlicher Projekte würde die kasachische Fördermenge bis zum Jahr 2024 auf ca. 0,95 mb/d sinken. Die technischen Grenzkosten belaufen sich bei diesen 0,95 mb/d auf ca. 2 bis 25 US-$ je Barrel. Werden auch sich auf die Grenzkosten auswirkende fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen die Grenzkosten auf bis zu 31 US-$ je Barrel an.

Etwa 1,85 mb/d der Fördermenge im Jahr 2024 würden aus neuen Projekten (insbesondere Kashagan) und Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Projekte (Tengiz) stammen. Die technischen Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 36 bis 81 US-$ je Barrel. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen die Grenzkosten auf ca. 98 US-$ je Barrel an.

Basierend auf den für das Kashagan-Feld ermittelten technischen Grenzkosten, die sich für die noch anstehenden beiden Erschließungsphasen auf ca. 53 bis 80 US-$ je Barrel belaufen (einschließlich Produktionsteuer 58 bis 98 US-$ je Barrel) erscheint es vor dem Hintergrund des aktuellen Ölpreisniveaus von unter 50 US-$ je Barrel fraglich, ob es in absehbarer Zeit tatsächlich zu einer Erschließung der entsprechenden Abschnitte kommt. Unsicherheiten unterliegen die ermittelten langfristigen Angebotskurven somit insbesondere in der Hinsicht, dass es, auch vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklungen, zweifelhaft erscheint, dass das Kashagan-Feld sein Fördermaximum von 1,5 mb/d tatsächlich bis zum Jahr 2024 erreicht. Eine, im Vergleich zu den ermittelten Angebotskurven, höhere Fördermenge wiederum könnte die Erschließung kleinerer Lagerstätten, zu denen keine Informationen öffentlich verfügbar sind, zur Folge haben.

6.2.9 Russland

Die Russische Föderation ist mit ca. 17,1 Mio. km² der weltweit größte Flächenstaat und reicht vom Osten Europas bis in den Norden Asiens.[1684] Die nachgewiesenen Ölreserven des Landes betrugen gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 ca. 103 Mrd. Barrel und die Ölfördermenge belief sich auf durchschnittlich ca. 10,8 mb/d.[1685]
Die russische Föderation, die sich aus 83 Föderationssubjekten (Republiken, Autonome Gebiete, Regionen, Föderale Städte etc.) zusammensetzt, erklärte am 12. Juni 1991 ihre staatliche Souveränität. Ihre erste, bis heute gültige Verfassung, die dem Staatspräsidenten weitreichende Vollmachten einräumt, wurde am 12. Dezember 1993 verabschiedet.[1686] Nachdem die 1990er Jahre unter Staatspräsident Boris Jelzin insbesondere von der Privatisierung der zuvor staatlichen Unternehmen und der allgemeinen Öffnung zur Marktwirtschaft geprägt waren, amtiert seit dem Jahr 2000 (mit Ausnahme der Zeit von 2008 bis 2012) Wladimir Putin als Staatspräsident.[1687]

6.2.9.1 Geschichte der russischen Ölindustrie

Der Ursprung der „russischen" Ölindustrie liegt im heutigen Aserbaidschan, das 1806 unter russische Kontrolle gefallen und dem russischen Reich offiziell von Zar Alexander I. im Jahr 1813 angeschlossen wurde.[1688]
Bis zum Ende des 19. Jahrhunderts stammte der Großteil der russischen Fördermenge aus der Region um Baku und wurde dominiert durch die, ab den 1870ern in den russischen Ölsektor investierenden Nobel-Brüder und die Rothschild-Familie, die ab den 1880ern in die russische Ölindustrie investierte.[1689] Da die Felder Aserbaidschans um die Jahrhundertwende bereits rückläufige Fördermengen aufwiesen, wurde die Suche nach Lagerstätten auch auf andere Gebiete des russischen Zarenreichs ausgeweitet. Dabei wurden neue Lagerstätten nördlich des Kaukasus-Gebirges und im Süden des heutigen Russlands entdeckt.[1690]
Die Entwicklungen im frühen 20. Jahrhundert, mit den ersten Streiks der Bolschewisten (zwischen 1901 und 1903), der erste russische Revolution (1905), dem Ersten Weltkrieg, dem Ende des Zarismus (1917) und dem Bürgerkrieg einhergehend mit der Etablierung des bolschewistischen Systems (1917 bis 1920) wirkten sich negativ auf den russischen Ölsektor aus.[1691] So wurden im Rahmen der Streiks und Auseinandersetzungen in Baku während der Revolution von 1905 zwei Drittel der russischen Bohrlöcher zerstört. Zunehmende Ausländerfeindlichkeit in Russland und die Situation in Baku veranlassten die Rothschilds dazu, ihre Anlagen in Russland an Royal Dutch/Shell zu verkaufen und sich vollständig aus dem Land zurückzuziehen. Royal Dutch/Shell wurde so, nach den Nobels,

---

[1684] Vgl. Auswärtiges Amt (2015t).
[1685] Vgl. BP (2015), S. 6 und 8.
[1686] Vgl. Auswärtiges Amt (2015n).
[1687] Vgl. Ebenda.
[1688] Vgl. Grace (2005), S. 6.
[1689] Vgl. Grace (2005), S. 6f und Considine und Kerr (2002), S. 16-18.
[1690] Vgl. Grace (2005), S. 7f.
[1691] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 19.

zwischenzeitlich zum zweitgrößten Ölförderer des Landes.[1692] Die russische Fördermenge, die 1913 noch über 200.000 b/d betragen hatte, sank in der Folge weiter und belief sich zwischen 1918 und 1921 auf nur noch ca. 80.000 b/d. Für den Rückgang der Fördermenge nach 1913 war zum einen die – weltkriegsbedingt – um ca. zwei Drittel (zwischen 1913 und 1920) gesunkene Anzahl an Ölarbeitern sowie die Verstaatlichung der Ölindustrie durch die Bolschewiki in Folge der russischen Revolution verantwortlich.[1693] 1921 wurde die Verstaatlichung der Ölindustrie teilweise zurückgenommen und der russische Ölsektor wieder für ausländische Investoren geöffnet. Der Politikwechsel war notwendig geworden da sich die Wirtschaft durch die, aufgrund der Verstaatlichungswelle, ausgebliebenen ausländischen Investitionen und rückständigen russischen Technologien in einer schweren Krise befand und man daher auf internationales Kapital und Know-how angewiesen war.[1694]

Unter Josif Stalin wurde Ende der 1920er Jahre der erste, auch die Ölindustrie betreffende, Fünfjahresplan beschlossen, der den Zeitraum von Oktober 1928 bis September 1933 betraf. Dieser sah für 1932 eine Fördermenge von ca. 435.000 b/d (21,7 Mio. Tonnen) vor. Die Ziele des zweiten Fünfjahresplans, der einen Anstieg der Fördermenge auf ca. 940.000 b/d (46,8 Mio. Tonnen) bis 1937 vorsah, wurden mit einer tatsächlichen Fördermenge von 28,5 Mio. Tonnen im Jahr 1937 deutlich verfehlt.[1695] Über die Ursachen für das geringere Wachstum der Ölindustrie in den 1930er Jahren bestehen verschiedene Ansichten. So sieht Grace (2005, S. 9) mangelnden technischen Fortschritt und die Tatsache, dass lediglich versucht wurde, mehr Öl aus den bereits erschlossenen Feldern um Baku und im Nord-Kaukasus zu fördern, als Ursache. Considine und Kerr (2002, S. 36) sehen die Ursache eher in einem Mangel an von Moskau zur Verfügung gestellten Finanzmitteln. Dieser hatte zur Folge, dass sich zwischen dem Bau neuer Raffinerien, Investitionen in die Erschließung neuer Lagerstätten oder Investitionen in bereits in der Förderphase befindlicher Projekte entschieden werden musste. Da sich die politische Führung für die Erschließung neuer Felder in der Wolga-Ural-Region entschied, standen weniger Mittel zur Bekämpfung des Fördermengenrückgangs der Felder um Baku zur Verfügung.

1938 betrug die Fördermenge in der Sowjetunion ca. 560.000 b/d. Davon stammten noch immer nahezu drei Viertel aus der Region um Baku (ca. 415.000 b/d), ca. 8 % aus der Region um Grosny in Tschetschenien (ca. 45.000 b/d), ca. 7 % aus der Region um Maikop im Süden Russlands (ca. 40.000 b/d) und knapp 6 % (ca. 30.000 b/d) aus der russischen Wolga-Ural-Region, wo 1929 erstmals Vorkommen entdeckt worden waren.[1696]

Das „Unternehmen Blau“, die zweite Offensive der Deutschen im Rahmen des Russland-Feldzugs, die 1942 begann, hatte die Eroberung der Felder im Kaukasus durch die Wehrmacht zum Ziel und veranlasste die sowjetische Führung, Material und Personal von den

---

[1692] Vgl. Anderson (1992), S. 9f.
[1693] Vgl. Grace (2005), S. 8.
[1694] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 23f und Grace (2005), S. 8.
[1695] Vgl. Ebenda, S. 31f.
[1696] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 340 und Grace (2005), S. 16.

Ölfeldern der Region abzuziehen und stattdessen im Wolga-Ural-Gebiet einzusetzen. Zwar konnte die Wehrmacht Baku nicht erobern, doch stieß sie bis zu den Feldern um Maikop vor, deren Anlagen die Russen präventiv zerstört hatten. Auch die Anlagen der Felder um Grosny wurden teils zerstört. Dies und der bereits erörterte Abzug von Personal und Material aus Baku trug wesentlich dazu bei, dass die Fördermenge der Sowjetunion sich im Jahr1945 auf nur noch ca. 390.000 b/d belief.[1697]
Nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs legte die Führung der Sowjetunion den Fokus zunächst auf die Ölvorkommen im Wolga-Ural-Gebiet. Nachdem bereits 1944 mit dem Tuymazinskoye-Feld das erste große Vorkommen der Region entdeckt worden war, folgte 1948 mit dem Romashkino-Feld der bis dahin weltweit größte Ölfund. Die geschätzten Reserven des Feldes beliefen sich auf ca. 14 bis 17 Mrd. Barrel.[1698]
Tabelle 6.53 liefert einen Überblick über die Entwicklung der Fördermenge in der Sowjetunion nach dem Zweiten Weltkrieg.

Tabelle 6.53: Ölfördermenge in der Sowjetunion (in kb/d)

Land/Region	**1950**	**1955**	**1960**	**1965**	**1970**	**1975**	**1980**	**1985**	**1988**
Russland	366	989	2.388	4.000	5.663	8.140	10.644	10.731	11.100
Nord-Kaukasus				401	686	463	370	211	188
Wolga-Ural	221	835	2.089	3.487	4.184	4.517	3.733	2.722	2.326
West-Sibirien				19	631	3.106	6.476	7.346	8.190
Sakhalin				48	49,6	45	k. A.	52	48
Aserbaidschan	298	307	358	432	146	117	102	79	74
Kasachstan	21	28	32	33	264	479,8	378	431,6	440
UdSSR	761	1.422	2.969	4.878	7.090	9.856	12.114	11.955	12.439

Datenquelle: Considine und Kerr (2002), S. 61, 97.

Wie in Tabelle 6.53 zu sehen wurde die Wolga-Ural-Region nach dem Zweiten Weltkrieg zur bedeutendsten Förderregion der Sowjetunion und erreichte Mitte der 1970er Jahre ihren Fördermengenhöhepunkt. Allein das Romashkino-Feld, das nach Einsetzen der Förderung im Jahr 1952 für über 15 Jahre steigende Fördermengen aufwies, trug von 1968 bis 1975 mit über 1,5 mb/d zur sowjetischen Fördermenge bei.[1699]
Das starke Wachstum der Fördermenge aus Feldern in der Wolga-Ural-Region wurde insbesondere dadurch ermöglicht, dass das am 28. Dezember 1948 geschaffene Ölministerium die von der Führung der Sowjetunion zur Verfügung gestellten Finanzmittel insbesondere dieser Region zuführte. So entfielen 40 % bis 50 % der zwischen 1965 und

[1697] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 41-43.
[1698] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 50 und Grace (2005), S. 17, 19.
[1699] Vgl. Grace (2005), S. 23.

1975 getätigten Investitionen in die Ölindustrie auf die Wolga-Ural-Region. Die vorrangige Aufgabe des Ölministeriums bestand darin, die in den Fünfjahresplänen formulierten Fördermengenziele durch entsprechende Verwendung der von Moskau zur Verfügung gestellten Finanzmittel für Investitionen im Ölsektor zu erreichen.[1700]

Nachdem die Förderung in der Wolga-Ural-Region ab der zweiten Hälfte der 1970er Jahre sank, wurde sie durch West-Sibirien als bedeutendste Ölregion abgelöst. In diesem ca. 2 Mio. km² großen Gebiet wurde im September 1959 erstmals Öl entdeckt. Ein halbes Jahr später wurde eine Resolution zur Erschließung der dortigen Lagerstätten verabschiedet.[1701] Im Laufe der 1960er Jahre wurden in West-Sibirien Ölvorkommen von ca. 75 Mrd. Barrel entdeckt. Allein die vier größten Felder der Region, die zwischen 1962 und 1965 entdeckt wurden, wiesen ersten Schätzungen nach Reserven von ca. 50 Mrd. Barrel auf. Davon wiederum entfielen ca. 20 Mrd. Barrel auf das Samotlor-Feld, das seinen Fördermengen-Höhepunkt 1980 mit ca. 3,4 mb/d erreichte.[1702] Damit gehört es bis heute zu den größten Ölfeldern, sowohl hinsichtlich Vorkommen als auch Fördermenge, in der Geschichte der Ölindustrie.

Die Förderung in West-Sibirien, die ab 1964 einsetzte, stieg für zwei Jahrzehnte kontinuierlich an und erreichte ihren ersten Höhepunkt 1983/84 mit ca. 7 mb/d. Damit trug die Region mit ca. zwei Dritteln zur russischen Fördermenge und ca. 60 % zur Fördermenge der Sowjetunion bei. Während der Anstieg der Fördermenge bis 1980 noch hauptsächlich auf die drei Feldern Samotlor, Fedorovskoye und Mamonotovskoye entfiel, stammte das anschließende Wachstum bis Ende der 1980er Jahre aus kleineren, später entdeckten Feldern.[1703]

Dass die Fördermenge in West-Sibirien so schnell steigen konnte war insbesondere darauf zurückzuführen, dass die für den Ölsektor durch die Sowjetische Führung zur Verfügung gestellten Finanzmittel für das Wolga-Ural-Gebiet reduziert und damit einhergehend für West-Sibirien erhöht worden waren. Lag der Anteil West-Sibiriens an den Investitionen 1970 noch bei ca. 5 %, so stieg er auf 12,5 % im Jahr 1975 und 48,7 % bzw. 56,7 % in den Jahren 1980 und 1985 an. Der Anteil der auf die Wolga-Ural-Region entfallenen Investitionen sank hingegen zwischen 1970 und 1985 von 45,4 % auf 24,5 %.[1704]

Zwar stieg die Fördermenge in der UdSSR in der ersten Hälfte der 1980er Jahre weiter an, doch verlangsamte sich das Wachstum gegenüber den Vorjahren und stellten sich zunehmend Probleme im Umgang mit den Lagerstätten ein. So führte die Konzentration der Führung der Sowjetunion auf den Export von Rohstoffen mit dem Ziel der Beschaffung notwendiger ausländischer Devisen für den Import von Nahrungsmitteln, und die damit verbundenen Forderungen, die Fördermenge weiter zu erhöhen, zu einer zu schnellen Ausbeutung der Lagerstätten. Eine Maßnahme zur Steigerung der Fördermengen bestand in der Injektion von Wasser in die Lagerstätten. Durch diese Maßnahme konnte der

---

[1700] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 48, 96.
[1701] Vgl. Alekperov (2011), S. 290f.
[1702] Vgl. Grace (2005), S. 36-49.
[1703] Vgl. Grace (2005), S. 47 und hinsichtlich des Anteils West-Sibiriens an der Gesamtfördermenge eigene Berechnung basierend auf Daten aus Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 97.
[1704] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 96.

Lagerstättendruck zwar gesteigert werden, was kurzfristig zur beabsichtigten höheren Fördermenge führte, die Lagerstätten wurden dadurch jedoch häufig beschädigt. Mitte der 1980er Jahre wurde das Verfahren der Wasserinjektion bereits bei ca. 80 % der Felder in der Sowjetunion angewandt.[1705]

Weitere Probleme bestanden darin, dass die Strategie der Führung der Sowjetunion in der ersten Hälfte der 1980er Jahre nahezu ausschließlich in der raschen Erschließung der Felder in West-Sibirien bestand. Da die neuen Lagerstätten jedoch geringere Vorkommen verglichen mit den in den 1960er Jahren entdeckten Riesenfeldern aufwiesen und sich in größeren Tiefen befanden, wuchsen die technischen Herausforderungen und auch die Förderkosten stiegen stark an. Zusätzliche Probleme bereitete ein Mangel an Arbeitskräften sowie die Qualität und Menge zur Verfügung stehenden Materials und Ausrüstung. Diese wurden in den 1980ern noch immer größtenteils in Baku hergestellt.[1706]

Der zwölfte Fünfjahresplan der Sowjetunion und gleichzeitig erste unter Gorbatschow für die Zeit bis 1990 sah eine Ausweitung der Fördermenge von knapp 12 mb/d im Jahr 1985 auf ca. 12,75 mb/d bis 1990 vor. Um dieses Ziel zu erreichen sollten die Anzahl an Explorations- und Erschließungsbohrungen um ca. 40 % gesteigert werden. Neue Explorationsbohrungen sollten vornehmlich in West-Sibirien vorgenommen werden. Darüber hinaus sollten 77 neue Felder in West-Sibirien die Förderung aufnehmen und die Exploration und Erschließung von Offshore-Feldern intensiviert werden. Zur Reduzierung des Fördermengenrückgangs aus älteren Ölregionen sollte die Wasserinjektion noch intensiviert werden.[1707] Zudem sollten veraltete Maschinen und Gerätschaften durch neuere und modernere ersetzt werden. Aufgrund der mangelnden Qualität der in Baku hergestellten Ausrüstungsgüter wurden die Einfuhren (verstärkt aus westlichen Ländern) von technischem Gerät zwischen 1985 und 1987 um nahezu zwei Drittel ausgeweitet.[1708] Die von der neuen sowjetischen Führung eingeleiteten Maßnahmen resultierten in einem Anstieg der Fördermenge, die 1987 mit 12,6 mb/d ihren Höhepunkt zu Zeiten der Sowjetunion erreichte.[1709]

Der Ölpreisrückgang ab der zweiten Hälfte der 1980er Jahre wirkte sich stark negativ auf die Deviseneinnahmen der Sowjetunion aus. Diese wurden jedoch für den Import von Nahrungsmitteln und modernen Ausrüstungsgütern benötigt. In diesen Entwicklungen lag auch eine Hauptursache für den Zusammenbruch der Sowjetunion im Jahr 1991, als es aufgrund der nicht mehr finanzierbaren Lebensmittelimporte – der Ölpreis war 1991 zwischenzeitlich unter 10 US-$ gesunken – zu einer Nahrungsmittelkrise kam.[1710] Die Einnahmen an „harten“, d.h. westlichen Devisen durch den Ölexport waren durch den Rückgang der Ölpreise von umgerechnet 14,71 Mrd. US-$ im Jahr 1984 auf lediglich

[1705] Vgl. Alekperov (2011), S. 310-313 und Considine und Kerr (2002), S. 164f.
[1706] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 126, 156, 162.
[1707] Vgl. Ebenda, S. 185f.
[1708] Vgl. Ebenda, S. 189-192.
[1709] Vgl. Alekperov (2011), S. 317.
[1710] Vgl. Alekperov (2011), S. 320.

6,85 Mrd. US-$ 1986 gesunken und lagen auch zwischen 1987 und 1989 mit 9 bis 10 Mrd. US-$ mehr als 30 % unter dem Niveau von 1984.[1711]
In den letzten Jahren des Bestehens der Sowjetunion sank die sowjetische Fördermenge von 12,6 mb/d in 1987 auf 10,4 mb/d in 1991. Dies lag insbesondere an deutlich gekürzten staatlichen Investitionen in den Ölsektor. Auch die Wasserinjektion wirkte sich nun zunehmend negativ auf die Lagerstätten aus und trug zum Rückgang der Fördermenge bei.[1712] Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen wurde der sowjetische Ölsektor zwar 1987 durch die Möglichkeit der Bildung von Joint-Ventures zwischen sowjetischen und westlichen Ölgesellschaften geöffnet, jedoch wurden aufgrund der komplizierten Vertragsbedingungen nur wenige solcher Joint-Ventures gebildet.[1713]
Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wurde der russische Ölsektor, der bis dahin – abgesehen von den wenigen Joint-Ventures – fest in staatlicher Hand war, durch die neue russische Regierung unter Boris Jelzin schrittweise privatisiert. Die Privatisierung wurde durch das Präsidialdekret 1403 im November 1992 eingeleitet. Dies sah die Auflösung des staatlichen Monopols und Gründung mehrerer Dachgesellschaften, unter denen bisher regionale staatliche Ölgesellschaften[1714] zu vertikal integrierten Ölgesellschaften zusammengefasst werden sollten, vor. Die ersten drei, bereits 1993 gegründeten Ölgesellschaften, an denen der Staat zunächst weiterhin die Anteilsmehrheit hielt und an denen der ausländische Beteiligungsgrad auf maximal 15 % beschränkt wurde, stellten Lukoil, Surgutneftegaz (SNG) und Yukos dar. Darüber hinaus wurde Rosneft als Muttergesellschaft eines Verbundes mehrerer Öl- und Gasgesellschaften eingesetzt. Rosneft sollte den staatlichen Anteil an den Unternehmen bis zu ihrer Ausgliederung, mit der 1994 begonnen wurde, verwalten.[1715]
Zunächst wurden Anteile (Aktien) an den Ölgesellschaften nur Beschäftigten der Unternehmen und „ausgewählten“ Einwohnern Russlands angeboten. Bei diesen ausgewählten Einwohnern handelte es sich zumeist um mit der Machtelite in Verbindung stehende Personen. Diese Personen werden heute als „Oligarchen“ bezeichnet. In den Jahren 1994/95 erhielten russische Großbanken Anteile an den drei Ölgesellschaften Sidanco, Yukos und Sibneft als Sicherheit für an den russischen Staat vergebene Kredite. Nachdem Rosneft bereits 1994 mit der Ausgliederung erster Gesellschaften begonnen hatte, wurde auch Rosneft selbst im April 1995 zu einer Aktiengesellschaft umgewandelt. Im weiteren Verlauf des Jahres wurden noch weitere Gesellschaften ausgegliedert und deren Anteile zum Teil privatisiert. Der Beteiligungsgrad für ausländische Investoren blieb auf maximal 15 % begrenzt.[1716] Ende der 1990er und Anfang der 2000er Jahre reduzierte der russische Staat seinen Anteil an den ehemaligen Staatsunternehmen mit Ausnahme von Rosneft, das weiterhin vollständig in staatlicher Hand blieb, weiter. Erst Ende der 1990er Jahre

[1711] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 207.
[1712] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 210 und Alekperov (2011), S. 318f.
[1713] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 222-226.
[1714] Von denen es gemäß Grace (2005, S. 76) um die 30 gab.
[1715] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 127f. und Alekperov (2011), S. 326.
[1716] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 127-129 und Alekperov (2011), S. 326.

wurden jedoch die gesetzlichen Regelungen zur Beteiligung ausländischer Investoren gelockert und ein Gesetz verabschiedet, das den Abschluss von PSVs ermöglichte. Dies ebnete den Weg für den 2003 erfolgten Erwerb einer Beteiligung von 50 % an der TNK, dem damals hinsichtlich Reserven und Fördermenge drittgrößten russischen Ölförderer, durch die britische Ölgesellschaft BP. Das Gemeinschaftsunternehmen wurde in TNK-BP umbenannt.[1717]

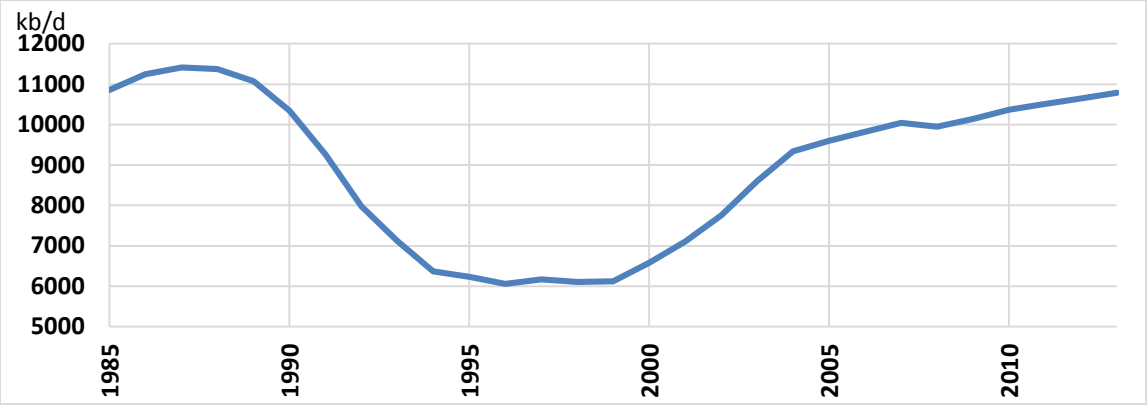


Abbildung 6.133: Förderung flüssiger Energieträger in Russland

Datenquelle: BP (2014).

Wie in Abbildung 6.133 zu sehen beschleunigte sich die Talfahrt der russischen Ölindustrie in der ersten Hälfte der 1990er Jahre und die Fördermenge erreichte ihr Tief zwischen 1996 und 1999 mit ca. 6 mb/d. Zur Krise der russischen Ölindustrie in den 1990er Jahren trugen gleich mehrere Faktoren bei. Zum einen die auf in Russland verkauftes Öl bestehenden Preiskontrollen. So betrug die Preisobergrenze im Jahr 1992 umgerechnet ca. 0,50 US-$ je Barrel und lag damit deutlich unter dem damaligen Weltmarktpreis von ca. 19 US-$ je Barrel. Die Preisobergrenze wurde zwar in den Folgejahren angehoben[1718] und näherte sich den Weltmarktpreisen an, lag jedoch weiterhin unterhalb dieser. Hinzu kam, dass die durchschnittlichen Förderkosten (einschließlich Transportkosten) des 1993 geförderten Rohöls mit ca. 8 US-$ je Barrel doppelt so hoch waren wie die Preisobergrenze für im Inland verkauftes Rohöl.[1719] Ein weiteres Problem, insbesondere in der ersten Hälfte der 1990er Jahre, stellte die mangelnde Zahlungsmoral einheimischer Kunden dar. So wurden bis zu 30 % des im Inland verkauften Rohöls nicht oder nur teilweise bezahlt.[1720] Das dritte Problem waren die ab 1992 eingeführten Steuern, Abgaben und Zölle, die in Russland tätige Ölgesellschaften zu entrichten hatten. Die fiskalischen Elemente umfassten unter anderem eine Umsatzsteuer, Exportsteuern, Royalties auf den

[1717] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 129-131.
[1718] 1993: 4$, 1994: 5$, 1995: 8$.
[1719] Vgl. Grace (2005), S. 77, 96.
[1720] Vgl. Ebenda, S. 78.

Wert des geförderten Rohöls und eine Gewinnsteuer.[1721] Diese drei Faktoren – Preiskontrollen, mangelnde Zahlungsbereitschaft und fiskalische Belastungen – hatten zur Folge, dass die russische Ölindustrie bis 1997 defizitär arbeitete. So belief sich der durchschnittliche Verlust 1994 auf ca. 6 US-$ je Barrel.[1722]

Da die Ölindustrie im post-sowjetischen Russland nicht länger durch den Staat finanziert wurde und daher auf Erträge zur Finanzierung neuer Projekte angewiesen war, blieben die Investitionen im russischen Ölsektor Anfang der 1990er Jahre sehr gering. Dies schlug sich im drastischen Rückgang der Fördermenge bis einschließlich 1994 nieder. Die Situation verbesserte sich erst ab 1995. In jenem Jahr wurden bis dahin bestehende Exportbeschränkungen und Preiskontrollen abgeschafft und die Steuer- und Abgabenbelastung für die Ölindustrie reduziert.[1723] Durch diese Maßnahmen verringerten sich die Verluste auf durchschnittlich ca. 2 US-$ je Barrel in den Jahren 1995 bis 1997.[1724] Auch die Investitionen im russischen Ölsektor stiegen zu dieser Zeit an, so dass der Rückgang der Fördermenge bereits 1995 nachließ und sich diese bis Ende der 1990er Jahre bei ca. 6 mb/d stabilisierte.[1725] Die Förderkosten stiegen jedoch weiter an und betrugen im Jahr 1997 durchschnittlich über 14 US-$ (einschließlich Transportkosten), bei einem durchschnittlichen Weltmarktpreis von ca. 16 bis 21 US-$.[1726]

Der Einbruch der Ölpreise in Folge der Asien-Krise 1998 wirkte sich sowohl auf den russischen Staatshaushalt und die russische Leistungsbilanz als auch auf die Rentabilität der russischen Ölindustrie aus. Da der russische Staat, wie bereits zu Zeiten der Sowjetunion, stark von den Einnahmen aus dem Export von natürlichen Rohstoffen und hierbei insbesondere Öl und Gas abhängig war, führte der Rückgang der Ölpreise 1998 auch zu einem Einbruch der russischen Staatseinnahmen. So trug der Ölsektor 1998 mit ca. einem Viertel zu den Steuereinnahmen des Landes bei.[1727] Die, durch den sinkenden Ölpreis rückläufigen, Staatseinnahmen hatten 1998 gemäß Daten des IWF (2015) ein staatliches Haushaltsdefizit von ca. 8 % des Bruttoinlandsprodukts zur Folge. Gleichzeitig verschlechterte sich die Leistungsbilanz durch den geringeren Wert der Ölexporte. Im August 1998 schließlich sah sich die russische Regierung gezwungen, den Rubel, der bis dahin noch verteidigt worden war, freizugeben und dieser wertete binnen kurzer Zeit gegenüber dem US-Dollar um 60 % ab. In der Folge kam es zum Zahlungsausfall des russischen Staats und zu Bankenpleiten aufgrund eines, mit der Rubel-Abwertung einhergehenden, Bank-Runs in Russland.[1728]

[1721] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 252-263. Diese Quelle bietet eine detaillierte Auflistung aller für den Ölsektor relevanten fiskalischen Elemente in den 1990er Jahren.
[1722] Vgl. Grace (2005), S. 79.
[1723] Vgl. Considine und Kerr (2002), S. 270, 278.
[1724] Vgl. Grace (2005), S. 79.
[1725] Vgl. Ebenda, S. 80.
[1726] Vgl. Grace, (2005), S. 80 und EIA Daten zu Brent und WTI Preisen.
[1727] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 135.
[1728] Vgl. Ellman (2006), S. 21 und Grace (2005), S. 81.

Kurzfristig führte der Einbruch der Ölpreise dazu, dass die Verluste für die russische Ölindustrie wieder auf ca. 5 US-$ je Barrel anstiegen. So verloren auch die Aktien der börsennotierten russischen Ölgesellschaften zwischen Oktober 1997 und August 1998 über 70 % an Wert.[1729]

Im Laufe des Jahres 1999 begann sich die russische Ölindustrie aus gleich mehreren Gründen von den Entwicklungen des Vorjahres zu erholen. Zum einen hatte die Abwertung des Rubel zur Folge, dass die in Rubel abzuführenden Steuern, Abgaben, Zölle und die in Rubel angefallenen Förderkosten für in Russland tätige Ölgesellschaften, in US-$ umgerechnet, erheblich sanken. Zudem veranlasste der niedrige Ölpreis die Ölgesellschaften, ihre Kosten zu senken indem sie beispielsweise die Anzahl ihrer Arbeitskräfte reduzierten.[1730] Außerdem begann der Ölpreis, wie in Abschnitt 4.6 erörtert, in Folge der OPEC-Entscheidung zur Senkung der Förderquote vom 23. März 1999 wieder zu steigen und lag im vierten Quartal des Jahres bereits wieder zwischen 20 und 25 US-$ je Barrel. Durch diese Faktoren erwirtschaftete die russische Ölindustrie 1999 erstmals nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wieder Gewinne.[1731]

In Reaktion auf die Entwicklungen des Jahres 1998 wurde ab 1999 das Steuersystem Russlands reformiert. Das mit den Reformen verbundene Ziel bestand in einer Reduzierung der Abhängigkeit von den Steuern und Abgaben der Ölindustrie. Hierzu wurde die Steuerbasis verbreitert und das Steuersystem vereinfacht, indem beispielsweise drei Steuern für den Ölsektor zu einer (mineral extraction tax, MET) zusammengefasst wurden. Bei der MET wurde die Fördermenge mit einem festen Betrag je Tonne, multipliziert mit einem auf dem Ölpreis basierenden Faktor, der mit dem Ölpreis steigt, besteuert.[1732]

Die Reformen des Fiskalsystems und gestiegene Ölpreise, durch die sich die Rentabilität russischer Ölprojekte erhöhte, führten auch zu einem Anstieg der Investitionen im russischen Ölsektor. Dies betraf sowohl bereits in der Förderphase befindliche als auch noch zu erschließende, neue Felder. Infolge dessen stieg die Anzahl an Bohrlöchern und damit einhergehend auch die Fördermenge, im Jahr 2000 erstmals wieder signifikant an. Dieser Trend setzte sich in den Folgejahren fort, so dass die durchschnittliche tägliche Fördermenge bis einschließlich 2007 kontinuierlich auf ca. 10 mb/d anstieg. Zum Anstieg der Fördermenge Anfang des neuen Jahrtausends trugen im Wesentlichen fünf Felder in West-Sibirien bei, die bereits zu Zeiten der Sowjetunion bekannt waren, jedoch bisher noch nicht bzw. kaum erschlossen worden waren. Die aggregierte Fördermenge dieser fünf Felder stieg zwischen 1998 und 2002 um ca. 550.000 b/d an.

Anfang des neuen Jahrtausends trugen fünf Ölgesellschaften: Lukoil, Surgutneftegaz, TNK (ab Februar 2003 TNK-BP) Yukos und Sibneft (die im April 2003 fusionierten) mit ca. 70 % zur russischen Fördermenge bei. Die restlichen 30 % verteilten sich auf ca. 150 kleine bis mittelgroße Ölgesellschaften.[1733]

[1729] Vgl. Grace (2005), S. 79, 81.
[1730] Vgl. Ebenda, S. 82.
[1731] Vgl. Ebenda, S. 79.
[1732] Vgl. Luong und Weinthal (2010), S. 135-139.
[1733] Vgl. International Business Publications (2006), S. 138f.

Nachdem die russische Ölindustrie in den 1990er Jahren größtenteils privatisiert und der Einfluss des Staates auf die Industrie reduziert worden war, und Anfang des neuen Jahrtausends aufgrund der gestiegenen rechtlichen Stabilität und Rentabilität von Ölprojekten in Russland auch internationale Ölgesellschaften begonnen hatten in Russland zu investieren, begann sich diese Entwicklungen zum Ende der ersten Amtszeit Wladimir Putins ab 2003 umzukehren. Den Auftakt dieser Umkehrung der Entwicklungen hin zur Ausweitung des staatlichen Einflusses auf die Öl- und Gasindustrie bildete die Festnahme des damaligen Yukos-Vorstandschefs Michail Chodorkowski wegen angeblicher Steuervergehen im Oktober 2003. Im Dezember 2004 folgte die Zerschlagung des Yukos-Konzerns, indem die für die Öl- und Gasförderung zuständige Tochtergesellschaft zwangsversteigert wurde und an die staatliche Rosneft ging.[1734] 2005 verkaufte Roman Abramovich seine Ölgesellschaft Sibneft an die mehrheitlich in staatlichem Besitz befindliche Gazprom. Aus der neuen, für die Ölförderung zuständigen, Tochtergesellschaft von Gazprom, wurde Gazpromneft.[1735] In der Folge setzte Gazprom seine Akquisitionen fort, indem beispielsweise zwischen 2009 und 2011 die 1996 gegründete Sibir Energy übernommen und Gazpromneft angeschlossen wurde.[1736]
Auch die drei unter PSVs betriebenen Projekte (Sakhalin 1, Sakhalin 2 und Kharyaga), rückten ab 2006 in den Fokus der russischen Regierung. So wurden den ausländischen Betreibergesellschaften (Exxon Mobil, Royal Dutch/Shell und Total) insbesondere Umweltvergehen vorgeworfen. Royal Dutch/Shell verkaufte schließlich einen Großteil seiner Beteiligung an dem Sakhalin 2 Projekt im Dezember 2006 an Gazprom, so dass diese nun mit 50 % am Projekt beteiligt ist.[1737]
Die nächste staatliche Maßnahme stellte die Verabschiedung des Gesetzes über ausländische Investitionen in Unternehmungen „von strategischer Bedeutung“ im Mai 2008 dar, durch das eine ausländische Beteiligung von über 10 % an Projekten von bundesstaatlicher Bedeutung der vorherigen Zustimmung durch die Regierung bedarf.[1738] In Folge dieser Entwicklungen stieg der staatliche Anteil an der russischen Fördermenge zwischen 2000 und 2008 von ca. 16 % auf ca. 50 %.[1739]

6.2.9.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der russischen Ölindustrie

Gemäß Artikel 72 (c) der russischen Verfassung liegen die Eigentumsrechte an den im Untergrund befindlichen natürlichen Rohstoffen - und somit auch an den Rohölvorkommen - beim Staat.[1740]

Rechtlicher Rahmen

[1734] Vgl. Dixon (2008), S. 16f und 82 und Handelsblatt (2014).
[1735] Vgl. Domjan und Stone (2010), S. 47.
[1736] Vgl. Gazpromneft (2011).
[1737] Vgl. Domjan und Stone (2010), S. 47 und Shell (o. J.).
[1738] Vgl. Domjan und Stone (2010), S. 48.
[1739] Vgl. Ebenda, S. 47.
[1740] Vgl. Russische Verfassung (1993), Art. 72 (c). Staat bezieht sich hierbei sowohl auf die russische Föderation als auch die Regionen, in denen sich die Lagerstätten befinden.

Konkrete Regelungen zur russischen Ölindustrie enthält das 1992 eingeführte, und seitdem häufig reformierte, Bundes-Gesetz Nr. 2395-I. Die Eigentumsrechte an natürlichen Rohstoffen können gemäß Gesetz Nr. 2395-I auf den Staat (Russische Föderation, Region, Gemeinde) oder den privaten Halter einer Förderlizenz übergehen, sobald der Rohstoff gefördert worden ist. Entsprechend gehen die Eigentumsrechte üblicherweise nach erfolgter Förderung auf den Lizenznehmer über.[1741]

Die übliche Vertragsform stellen in Russland Lizenzen dar, die durch die Bundesagentur für das Management im Untergrund befindlicher Rohstoffe (Federal Subsoil Resources Management Agency, FSRMA) vergeben werden, die dem Ministerium für natürliche Rohstoffe und Umwelt unterstellt ist.[1742]

Grundsätzlich existieren in Russland drei Arten von Lizenzen für Rohstoffprojekte:

- Explorationslizenzen mit einer maximalen Laufzeit von fünf Jahren (diese kann in einigen Onshore-Regionen auch sieben Jahre bzw. zehn Jahre in Offshore-Gebieten betragen),
- Förderlizenzen für bereits explorierte Lagerstätten ohne Laufzeitbegrenzung,
- kombinierte Explorations- und Förderlizenzen, die sich auf Lagerstätten mit bekannten Ölvorkommen beziehen, die jedoch weiterer Explorationsmaßnahmen bedürfen. Die Laufzeit setzt sich hierbei aus der Explorations- und der Förderphase zusammen.[1743]

Für Förderlizenzen und kombinierte Explorations- und Förderlizenzen erfolgt die Vergabe mittels durch die FSRMA bzw. ihre Vertretung in der entsprechenden Region durchgeführte öffentliche Ausschreibungen und Auktionen. Die wichtigste Angebotskomponente stellt die Einmalzahlung dar. Weitere Kriterien betreffen unter anderem die technischen Fähigkeiten und Umweltschutzmaßnahmen der Bewerber sowie russische Sicherheitsinteressen. [1744]

Für reine Explorationslizenzen ist eine öffentliche Ausschreibung hingegen nicht zwingend erforderlich. Stattdessen werden solche Lizenzen durch eine spezielle Kommission der FSRMA vergeben. Sofern im Rahmen einer Explorationslizenz Ölvorkommen entdeckt werden, kann der Lizenzhalter ohne vorherige öffentliche Ausschreibung eine Förderlizenz erhalten.[1745]

Insbesondere seit 2008 wurden die Richtlinien für die Lizenzvergabe an ausländische Investoren erheblich verschärft. So dürfen Lizenzen für Gebiete von „föderaler Bedeutung“ (federal significance) nur nach vorheriger Genehmigung durch die russische Regierung über eine danach zu erfolgende öffentliche Ausschreibung vergeben werden. Gebiete von föderaler Bedeutung umfassen dabei solche:

- mit förderbaren Ölvorkommen von mindestens 70 Mio. Tonnen (ca. 513 Mio. Barrel),
- mit förderbaren Erdgasvorkommen von mindestens 50 Mrd. m^3,

[1741] Vgl. Josefson et al. (2014).
[1742] Vgl. Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation (o. J.).
[1743] Vgl. Josefson et al. (2014).
[1744] Vgl. Morozova (2008), S. 695f, 701f.
[1745] Vgl. Josefson et al. (2014).

- die sich Offshore, d.h. in Binnengewässern, vor der russischen Küste oder dem Festlandsockel der russischen Föderation befinden,
- die von militärischer Bedeutung sind.[1746]

Die Beschränkung ausländischer Beteiligung besteht darin, dass nur russische Unternehmen Lizenzen in Gebieten von föderaler Bedeutung erhalten können und die Beteiligung ausländischer Investoren an diesen Unternehmen begrenzt ist, d.h. diese Unternehmen dürfen nicht ganz oder zu Teilen in ausländischem Besitz sein. Für die Exploration und Erschließung von Offshore-Lagerstätten (continental shelf) sind die Regelungen noch strenger, indem nur russische Unternehmen, an denen der Staat eine Beteiligung von mindestens 50 % hält (Gazprom und Rosneft) und die mindestens fünf Jahre Erfahrung bei Offshore-Projekten aufweisen, eine entsprechende Lizenz erhalten können. In Ausnahmefällen sind auch Joint-Ventures zum Betrieb von Offshore-Projekten - unter der Voraussetzung, dass der staatliche Anteil an einem solchen Joint-Venture mindestens 50 % beträgt - möglich.[1747]
Sofern im Rahmen einer an eine internationale Ölgesellschaft vergebenen a) reinen Explorationslizenz oder b) kombinierten Explorations- und Förderlizenz Vorkommen entdeckt werden, durch die die entsprechende Lagerstätte zu einer von föderaler Bedeutung wird, kann die Regierung im Fall a) auf die Vergabe einer Förderlizenz an die die explorierende ausländische Ölgesellschaft verzichten bzw. im Fall b) die Explorations- und Förderlizenz einseitig kündigen.[1748]
Zwar besteht in Russland grundsätzlich auch die Möglichkeit zum Abschluss von PSVs für die Ausbeutung von Ölvorkommen, jedoch werden bis heute lediglich drei Projekte (Sakhalin 1, Sakhalin 2 und Kharyaga) unter PSVs betrieben. Insofern sind PSVs für die russische Ölindustrie heutzutage von geringer Bedeutung im Vergleich zu Lizenzen.[1749]

Fiskalischer Rahmen

Der fiskalische Rahmen für in Russland tätige Ölgesellschaften setzt sich aus der Produktionsteuer (Mineral Extraction Tax, MET), Ausfuhrzöllen auf Rohöl und der Körperschaftsteuer zusammen.
Die MET stellt das bedeutendste fiskalische Element für Ölförderer in Russland dar. Berechnet wird diese Steuer, die einen Hybrid aus Mengen- und Wertsteuer darstellt, gemäß Gleichung 6.3.9.1.

$$(6.3.9.1) \quad MET = R \cdot C_p \cdot C_d \cdot C_r \cdot C_f \cdot C_{fd}$$

Bei R handelt es sich um einen festen Betrag je geförderter Tonne. Im Jahr 2014 betrug dieser 493 Rubel. Umgerechnet ergibt sich hierbei ein Betrag von 1,76 US-$ je Barrel.[1750]

[1746] Vgl. Morozova (2008), S. 713f, und Josefson et al. (2014).
[1747] Vgl. Deloitte (2012), S. 12 und Josefson et al. (2014).
[1748] Vgl. Josefson et al. (2014).
[1749] Vgl. Morozova (2008), S. 693.
[1750] WK: 38,22 RUB = 1 US-$ (basierend auf IWF (2015)), 1 Tonne = 7,33 Barrel.

Der Faktor C_p berücksichtigt sowohl den Ölpreis als auch den Wechselkurs des Rubel gegenüber dem US-$ und berechnet sich als:

$$(6.3.9.2) \quad C_p = (P - 15) \cdot R/261$$

Mit: P = Ölpreis der Sorte Urals in US-$ und R = Rubel/US-$.

Die weiteren Faktoren (C_d = Erschöpfung des Feldes, C_r = Reserven des Feldes, C_f = Schwierigkeit der Ausbeutung des Feldes, C_{fd} = Sonderfaktor für besonders schwierig zu förderndes Öl sowie die aktuellen Marktbedingungen (C_p = US-$ Ölpreis für russisches Rohöl (Urals) umgerechnet in russische Rubel) betragen maximal 1. Somit sinkt der Steuersatz durch diese weiteren Faktoren bei weniger rentablen Projekten. Beispielsweise sinkt der Steuersatz, wenn über 80 % der ursprünglichen Vorkommen (Reserven) eines Feldes gefördert worden sind (C_d), die ursprünglichen Reserven des Feldes weniger als ca. 36,7 Mio. Barrel (5 Mio. Tonnen) betragen (C_r) und eine Lagerstätte nur unter großem Aufwand ausbeutbar ist (C_f und C_{fd}).[1751] Zudem kann die MET auf null gesenkt werden, wenn die aggregierte Fördermenge aus Feldern in bestimmten Regionen eine im Voraus spezifizierte aggregierte Fördermenge erreicht hat.[1752]
Da zu den einzelnen Feldern des Landes keine hinreichenden Informationen vorliegen, um eine Beurteilung über eine mögliche Senkung des Steuersatzes vornehmen zu können, werden die Faktoren C_d, C_r, C_f und C_{fd} bei der Ermittlung der Kostenkurven nicht berücksichtigt, so dass sich für diese ergibt:

$$(6.3.9.3) \quad MET = R \cdot C_p$$

Für die Wechselkurskomponente wird der durchschnittliche Wechselkurs von 38,22 RUB/US-$ für das Jahr 2014 berücksichtigt. Somit ergibt sich für die MET im Jahr 2014:

$$(6.3.9.4) \; MET = 1{,}76 \text{ US-\$/b} \cdot [(P - 15) \cdot 0{,}1464]$$

Die Ausfuhrzölle sind abhängig vom Preis für russisches Rohöl (Urals) in US-Dollar. Der Steuersatz steigt mit steigendem Rohölpreis, wie in Tabelle 6.54 dargestellt, an.[1753]

Tabelle 6.54: Ausfuhrzoll für russisches Rohöl

Ölpreis in US-$ je Barrel	Ausfuhrzoll in US-$ je Barrel
Bis 15 $	0 %
15 – 20 $	35 % · (Ölpreis – 15 $)
20 – 25 $	1,75 $ + 45 % · (Ölpreis – 20$)
Über 25 $	4,00 $ + 59 % · (Ölpreis – 25$)

Eigene Darstellung

[1751] Vgl. EY (2013a), S. 4f.
[1752] Vgl. Ebenda, S. 45.
[1753] Vgl. EY (2014), S. 487.

Das dritte, für die Ölindustrie bedeutsame, fiskalische Element stellt die Körperschaftsteuer (Gewinnsteuer) dar, deren Regelsatz 20 % beträgt, in Ausnahmefällen jedoch auf bis zu 15,5 % reduziert werden kann. Die Steuer bezieht sich auf die in Russland erwirtschafteten Gewinne eines Unternehmens, wobei Erträge und Kosten aus verschiedenen, durch das Unternehmen in Russland betriebenen, Projekten miteinander verrechnet werden können und auch Erträge und Kosten aus Up- und Downstream-Aktivitäten miteinander verrechenbar sind. Es existiert somit kein Ring-fencing hinsichtlich dieser Steuer.[1754]

6.2.9.3 Gegenwart der russischen Ölindustrie

Die russische Fördermenge stieg seit 2008 kontinuierlich um ca. 0,1 bis 0,2 mb/d jährlich an und betrug im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 10,8 bis 10,9 mb/d.[1755] Je nach verwendeter Quelle werden in der russischen Föderation zwischen sechs und zehn Ölregionen identifiziert.

So unterscheidet Grace (2005) zwischen den sechs Regionen Nord-Kaukasus, Wolga/Ural, Timan-Petschora im Norden Russlands, West-Sibirien, Ost-Sibirien und der Sachalin-Insel im äußersten Osten des Landes (vgl. Abbildung 9.13). Die EIA (2015, RU)) hingegen unterscheidet zwischen zehn Regionen mit folgenden Fördermengen im Jahr 2013:

- West-Sibirien: 6,4 mb/d
- Wolga/Ural: 2,3 mb/d
- Krasnojarsk: 0,43 mb/d
- Sachalin: 0,28 mb/d
- Republik Komi: 0,26 mb/d
- Archangelsk: 0,27 mb/d, Irkutsk: 0,23 mb/d
- Jakutien: 0,15 mb/d
- Nord Kaukasus: 0,06 mb/d
- Kaliningrad: 0,03 mb/d.

Von den von der EIA angegebenen Förderregionen dominiert weiterhin West-Sibirien, dessen Anteil an der russischen Ölfördermenge noch immer über 60 % beträgt. Das Wolga-Ural-Gebiet trägt mit über 20 % zur russischen Fördermenge bei.[1756]

Rosneft wiederum unterscheidet zwischen den acht Ölregionen Nord-Kaukasus, Wolga/Ural, Timan-Petschora, Festlandsockel der arktischen See, West-Sibirien, Süden Ost-Sibiriens, Ost-Sibirien um das Vankor-Feld und ferner Osten (vgl. Abb. 9.14).

Zwar stellt West-Sibirien noch immer die mit Abstand bedeutendste Förderregion Russlands dar, doch ist die absolute Fördermenge, die Ende der 1980er Jahre nahezu 8 mb/d betragen hatte, aufgrund der fortgeschrittenen Förderphase der meisten großen Felder der Region mittlerweile deutlich geringer. So stagniert die Fördermenge West-Sibiriens in den letzten Jahren bei ca. 6,5 mb/d. Die Fördermenge des ehemals größten Feldes in

[1754] Vgl. EY (2014), S. 483f.
[1755] Vgl. IEA (2015), S. 59 und BP (2015), S. 8.
[1756] Vgl. EIA (2015, RU).

West-Sibirien, des Samotlor-Feldes betrug 2012 gemäß Rosneft ca. 350.000 b/d. Damit ist sie gegenüber dem Peak-Niveau von 1980 um ca. 90 % gesunken. Der jährliche Fördermengenrückgang des Feldes betrug selbst zwischen 2009 und 2012 noch 4 bis 8 % (ca. 0,45 mb/d im Jahr 2008, ca. 0,35 mb/d im Jahr 2012).[1757] Das derzeit größte Feld West-Sibiriens stellt das Priobskoye-Feld dar.
In Ost-Sibirien trug in der jüngeren Vergangenheit vor allem das größte, in den vergangenen 25 Jahren entdeckte Ölfeld des Landes, das Vankor-Feld mit geschätzten ursprünglichen Reserven in Höhe von ca. 3,7 Mrd. Barrel (Öl und Kondensate)[1758], zum Fördermengenwachstum bei. So betrug die Fördermenge (Öl und Kondensate) aus dem Feld, das 2009 die Förderphase erreichte, im Jahr 2013 durchschnittlich ca. 420.000 b/d (2012: 355.000 b/d).[1759] Das angestrebte Fördermengenziel für das Vankor-Feld beläuft sich auf ca. 510.000 b/d.[1760]
Das erste die Ölförderung aufnehmende Offshore-Projekt in der Arktis, das von Gazprom betriebene Prirazlomnoye-Feld im Petschora-Meer (Südosten der Barentssee), erreichte die Förderphase im Dezember 2013. Die Reserven des Feldes werden von Gazprom auf ca. 513 Mio. Barrel (70 Mio. Tonnen) geschätzt und das Fördermengenziel mit ca. 130.000 b/d (6,6 Mio. Tonnen p. a.) angegeben. Die Wassertiefe des 60 km von der Küste entfernten Feldes beträgt ca. 20 Meter.[1761] Jedoch kam es bereits bei diesem Pilotprojekt zu erheblichen Verzögerungen, so dass der Beginn der Förderung von Gazprom mehrmals verschoben werden musste.[1762] Im Jahr 2014 betrug die durchschnittliche Fördermenge aus dem Feld ca. 6.000 b/d (300.000 Tonnen).[1763]
Für weitere Offshore-Projekte in der Arktis wurden im Frühjahr 2013 Vereinbarungen zur Zusammenarbeit zwischen Gazprom und Shell getroffen.[1764]

6.2.9.4 Ermittlung der russischen Kostenkurven für 2014

Gemäß Daten der hinsichtlich ihrer russischen Fördermenge drittgrößten Ölgesellschaft des Landes, Surgutneftegaz, verteilte sich die Fördermenge des Landes im Jahr 2014, die die Surgutneftegaz auf ca. 10,58 mb/d schätzt, wie folgt auf die in dem Land tätigen Ölgesellschaften:

- Rosneft 36 % (3,81 mb/d)
- Lukoil 16 % (1,69 mb/d)
- Surgutneftegaz 12 % (1,27 mb/d)
- Gazprom Neft 6 % (0,63 mb/d)
- Tatneft 5 % (0,53 mb/d)
- Bashneft 3 % (0,32 mb/d)

[1757] Vgl. Rosneft (o. J.).
[1758] Umrechnung gemäß BP-Konvertierungsfaktor: 7,33 * 500 Mio. Tonnen, Rosneft (o. J., a).
[1759] Vgl. Rosneft (o. J., a).
[1760] Vgl. Deloitte (2012), S. 7.
[1761] Vgl. Gazprom (o. J.) und Gazpromneft (2015a).
[1762] Vgl. Lindholt und Glomsrød (2012), S. 1469.
[1763] Vgl. Offshore-Mag (2015).
[1764] Vgl. Gazprom (2013).

- Sonstige 22 % (2,33 mb/d)[1765]

Für das Jahr 2014 wies Rosneft durchschnittliche Förderkosten von 4 US-$ je Barrel auf.[1766] Da über 80 % der Fördermenge des Unternehmens aus Russland stammen und das Unternehmen seine Förderkosten nicht nach Regionen getrennt ausweist, wird die Annahme getroffen, dass die Förderkosten der Rosneft in Russland ebenfalls 4 US-$ je Barrel betrugen. Die Förderkosten von Lukoil, dem nach Rosneft zweitgrößten Ölförderer des Landes, betrugen 2014 5,84 US-$ je Barrel.[1767] Die Förderkosten der Gazprom Neft beliefen sich 2014 auf ca. 5,59 US-$ je Barrel.[1768] Die fünft-größte Ölgesellschaft Tatneft wies für die ersten 9 Monate im Jahr 2014 Förderkosten von ca. 6,58 US-$ je Barrel auf, die für das Gesamtjahr angenommen werden.[1769] Bashneft wiederum wies für den Zeitraum von 2009 bis zum ersten Halbjahr 2015 durchschnittliche Förderkosten von ca. 7,5 bis 8 US-$ je Barrel (232 RUB je Barrel) auf.[1770]

Surgutneftegaz, die hinsichtlich ihrer Ölfördermenge drittgrößte Ölgesellschaft des Landes, veröffentlichte für das Jahr 2014 keine Daten und Informationen zu den Förderkosten je Barrel. Basierend auf den Angaben des Unternehmens zu den Fördermengen und Betriebskosten (operating expenses) lassen sich diese jedoch schätzen. Die Gesamtfördermenge an Erdöl und Erdgas des Unternehmens belief sich 2014 auf ca. 512 Mio. BOE (davon ca. 450 Mio. Barrel bzw. ca. 88 % Erdöl). Die Betriebskosten beliefen sich insgesamt auf ca. 19 Mrd. US-$ (727,774 Mrd. RUB), von denen ca. 11,7 Mrd. US-$ (ca. 61,3 %) auf den Upstream-Bereich entfielen. Werden die in den Betriebskosten von Surgutneftegaz mit berücksichtigten Steuern und Abschreibungen abgezogen verbleiben Kosten von ca. 6,12 Mrd. US-$ (233.900 Mio. RUB). Somit ergeben sich Förderkosten von ca. 11,95 US-$ je Barrel.

Unter der Annahme, dass die Förderkosten um ±50 % um die ermittelten und von den Ölgesellschaften ausgewiesenen Förderkosten abweichen, ergeben sich die in Tabelle 6.55 aufgeführten Förderkosten.

[1765] Russische Fördermenge in 2014 526,7 Mio. Tonnen, Umrechnungsfaktor: 1 Tonne = 7,33 Barrel, Fördermengen der jeweiligen Ölgesellschaften berechnet basierend auf den Prozentanteilen, Orginaldaten: Surgutneftegaz (2015), S. 17.

[1766] Vgl. Rosneft (2015), S. 17

[1767] In Russland angefallene Förderkosten 3,762 Mrd. US-$, Fördermenge in Russland 644 Mio. Barrel, Vgl. Lukoil (2015), S. 138f.

[1768] Förderkosten ca. 2,2 Mrd. US-$ (84.089 Mio. RUB), Fördermenge insgesamt 393,45 Mio. BOE (davon 307 Mio. Barrel Erdöl und 86,45 Mio. BOE Erdgas), Vgl. Gazpromneft (2015), S. 211 und Gazpromneft (2015b), S. 54.

[1769] Vgl. Tatneft (2014), S. 7 (Umgerechnet von Rubel in US-$ über WK 38,22 RUB = 1 US-$).

[1770] Vgl. Bashneft (2015), S. 37.

Tabelle 6.55: Förderkosten in Russland

Ölgesellschaft	Fördermenge (in mb/d)	Durchschnittliche Förderkosten (US-$/b)	Bandbreite für Kostenkurve (US-$/b)
Rosneft	3,81	4,00	2,00 – 6,00
Lukoil	1,69	5,84	2,92 – 8,76
Gazprom Neft	0,63	5,59	2,80 – 8,39
Surgutneftegaz	1,27	11,95	5,98 – 17,93
Tatneft	0,53	6,58	3,29 – 9,87
Bashneft	0,32	7,50 – 8,00	3,75 – 12,00
Sonstige	2,33		2,00 – 17,93

Eigene Darstellung

Wird auch die MET berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.134 dargestellten kurzfristigen Angebotskurven für das Jahr 2014.

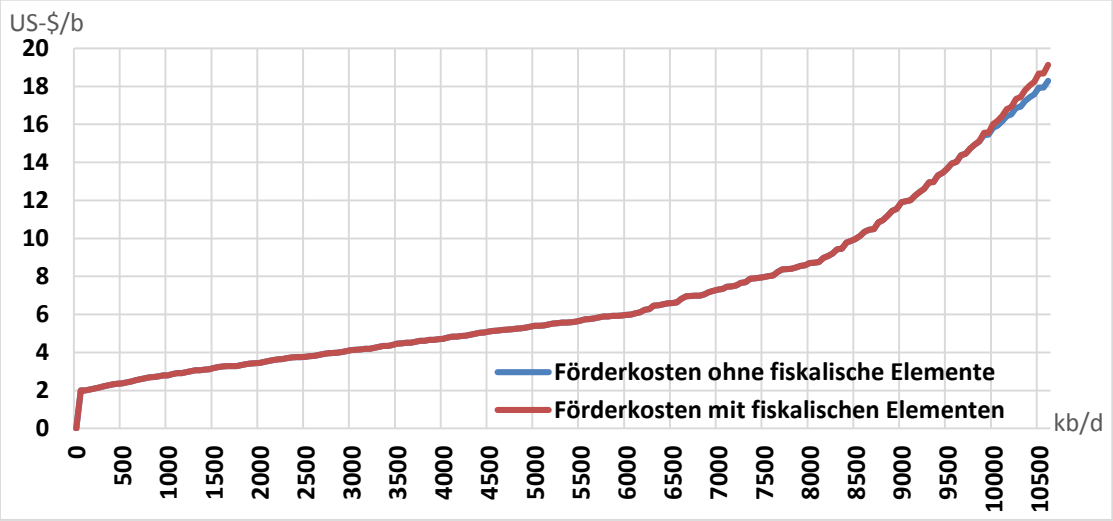


Abbildung 6.134: Kurzfristige Angebotskurven in Russland

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.134 zu sehen beliefen sich die laufenden Kosten der in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes im Jahr 2014 auf ca. 2 bis 19 US-$ je Barrel.
Die Jahresberichte der beiden größten russischen Ölgesellschaften Rosneft und Lukoil enthalten auch Daten zu den jährlichen Explorationsaufwendungen und Ausweitungen der Reserven. Basierend auf diesen Daten lassen sich Schätzungen zu den Explorations- und Erschließungskosten der von diesen Ölgesellschaften betriebenen Projekte vornehmen. Unter der Annahme einer Erschließungsdauer von fünf bis sieben Jahren sollten sich im Jahr 2014 nur solche Ölprojekte in der Förderphase befunden haben, bei denen die Vorkommen spätestens im Jahr 2008 entdeckt worden sind (Erschließungsphase von 2009 bis 2013). Daher werden für die Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte nur die zwischen 2006 und 2008 entdeckten Vorkommen berücksichtigt.

Unter den üblichen Annahmen (Explorationsphase fünf Jahre, Erschließungsphase fünf bis sieben Jahre, Diskontfaktor 10 %, UCCI zur Extrapolation der Explorations- und Erschließungskosten in das Jahr 2014, Verhältnis Explorations- zu Erschließungskosten 0,27:1) ergeben sich die in Tabelle 6.56 aufgeführten Explorations- und Erschließungskosten für Rosneft und Lukoil.

Tabelle 6.56: Explorations- und Erschließungskosten von Rosneft und Lukoil

	2006	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Rosneft									
Explorationskosten (in Mio. US-$), (*)	193	162	248	325	439	442	746	691	706
Ausweitung der Reserven (in Mio. BOE), (*)	297	558	837	703	541	1044	736	286	566
Explorationskosten je Barrel (Kosten in US-$ des Jahres)	0,65	0,29	0,30	0,46	0,81	0,42	1,01	2,42	1,25
Explorationskosten je Barrel (Kosten in 2014er US-$)	0,95	0,36	0,31	0,52	0,91	0,45	1,03	2,43	1,25
Erschließungskosten je Barrel (Kosten in 2014er US-$)	3,54	1,32	1,15	1,94	3,39	1,65	3,80	8,99	4,62
Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten	6,81 bis 7,77	2,55 bis 2,90	2,22 bis 2,54	3,74 bis 4,26	6,52 bis 7,44	3,18 bis 3,63	7,33 bis 8,36	17,33 bis 19,76	8,90 bis 10,15
Lukoil									
Explorationskosten (in Mio. US-$), (**)	479	558	679	162	220	358	525	543	692
Ausweitung der Reserven (in Mio. BOE), (**)	617	659	601	503	550	515	511	585	729
Explorationskosten je Barrel (Kosten in US-$ des Jahres)	0,78	0,85	1,13	0,32	0,40	0,70	1,03	0,93	0,95
Explorationskosten je Barrel (Kosten in 2014er US-$)	1,50	1,63	2,18	0,62	0,77	1,34	1,98	1,79	1,83
Erschließungskosten je Barrel (Kosten in 2014er US-$)	5,54	6,04	8,06	2,30	2,85	4,96	7,33	6,62	6,77
Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten	10,67 bis 12,17	11,64 bis 13,27	15,53 bis 17,71	4,43 bis 5,05	5,50 bis 6,27	9,56 bis 10,90	14,12 bis 16,11	12,76 bis 14,55	13,05 bis 14,88

Datenquellen:
(*) Rosneft „Annual Report“ der Jahre 2005 bis 2014
(**) Lukoil „Annual Report“ der Jahre 2005 bis 2014.

Wie in Tabelle 6.56 zu sehen, beliefen sich die Explorations- und Erschließungskosten der Rosneft zwischen 2006 und 2008 auf 2,22 bis 7,77 US-$ je Barrel. Bei Lukoil fielen die Explorations- und Erschließungskosten in den Jahren 2006 bis 2008 mit 10,67 bis 17,71 US-$ je Barrel wesentlich höher aus. Da beide großen Ölgesellschaften in allen Regionen Russlands Ölprojekte betreiben, und für die anderen Ölgesellschaften des Landes keine verwertbaren Informationen vorliegen, aus denen sich die Explorations- und Erschließungskosten abschätzen lassen, wird für die anderen Ölförderer des Landes, basierend auf den Kosten von Rosneft und Lukoil, eine Kostenspanne von 2,22 bis 17,71 US-$ je Barrel angenommen. Unter den getroffenen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.135 dargestellten Vollkostenkurven für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes.

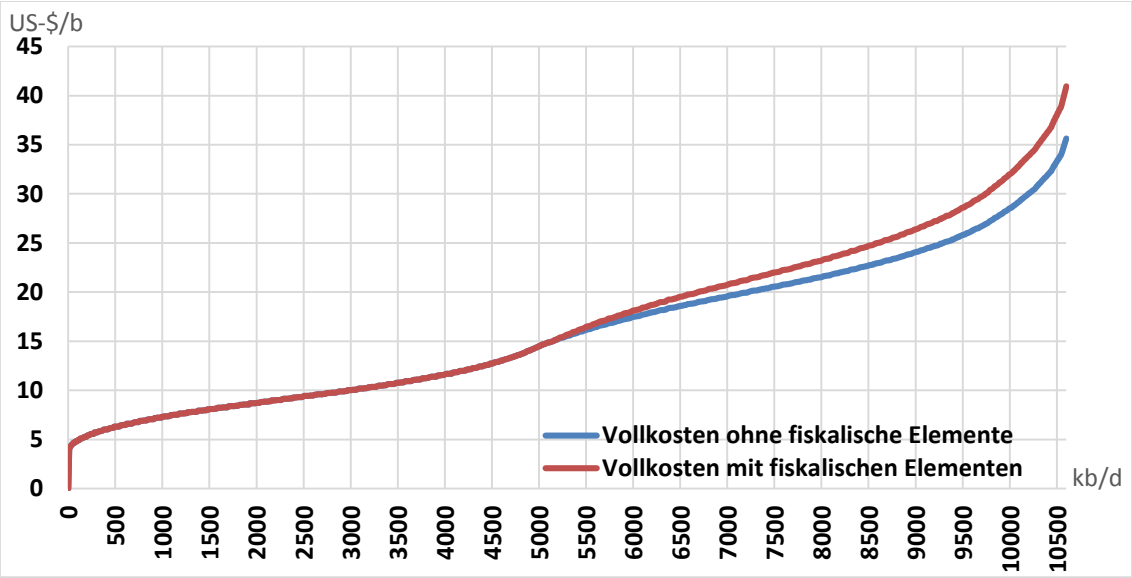


Abbildung 6.135: Russische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.135 zu sehen belaufen sich die technischen Vollkosten der aktuell in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes auf ca. 4 bis 35 US-$ je Barrel. Wird auch die MET berücksichtigt, steigen die Vollkosten auf bis zu ca. 41 US-$ je Barrel an. Somit müsste der Ölpreis längerfristig auf ca. 41 US-$ je Barrel sinken, damit erste Ölprojekte unter Berücksichtigung aller Kosten nicht mehr rentabel zu betreiben wären.
Nicht berücksichtigt sind in den Angebotskurven die teils erheblichen Transportkosten in Russland. Diese beliefen sich bei der Rosneft im Jahr 2014 auf durchschnittlich ca. 6,68 US-$ je Barrel.[1771] Lukoil wies für 2014 ähnliche Transportkosten in Höhe von ca. 6,98 US-$ je Barrel auf.[1772] Die Transportkosten werden nicht berücksichtigt, da diese

[1771] Transportkosten 12,32 Mrd. US-$ (471 Mrd. RUB, umgerechnet über WK von 38,22 RUB/US-$), Gesamtfördermenge von 1.744 Mio. BOE (251,6 Mio. Tonnen BOE), Datenquelle Rosneft (2015), S. 77 und 160.
[1772] Transportkosten 5,894 Mrd. US-$, Fördermenge 844 Mio. BOE, Datenquelle: Lukoil (2015), S. 4, 39.

dem Midstream-Bereich zugeordnet werden. Auch die Exportzölle werden in den dargestellten Angebotskurven nicht berücksichtigt.

6.2.9.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß BP-Statistikjahrbuch beliefen sich die nachgewiesen Reserven Russlands Ende 2014 auf 103,2 Mrd. Barrel.[1773] Damit fiel die Schätzung im Vergleich zum OPEC-Statistikjahrbuch, das die russischen Reserven auf 80 Mrd. Barrel schätzt, wesentlich höher aus.[1774] Campbell (2013) schätzte die russischen Reserven für Ende 2010 auf insgesamt 80 Mrd. Barrel, von denen 64 Mrd. bereits bekannt sind und 16 Mrd. Barrel erst noch entdeckt werden sollten. Die 80 Mrd. Barrel entsprechen weniger als einem Drittel der von ihm geschätzten ursprünglichen Reserven von 230 Mrd. Barrel. Die aus seiner Sicht „unkonventionellen" Vorkommen in der Arktis sowie Schwerölvorkommen in Ost-Sibirien und NGL aus Gasfeldern schätzt Campbell auf ca. 30 Mrd. Barrel.[1775] Gemäß BGR (2014) belief sich die kumulierte russische Fördermenge bis Ende 2013 auf ca. 162,9 Mrd. Barrel (22,2 Mrd. Tonnen).[1776] Unter Berücksichtigung der Fördermenge im Jahr 2014 in Höhe von ca. 3,9 Mrd. Barrel würden sich die kumulierte Fördermenge Ende 2014 auf ca. 166,8 Mrd. Barrel belaufen. Legt man nun die Hubbert-These zugrunde, sollte die russische Fördermenge ihren Peak eigentlich bereits erreicht haben, da die kumulierte Fördermenge die noch vorhandenen Reserven bereits übersteigt.

Jüngere Prognosen zur zukünftigen russischen Fördermenge weisen, ebenso wie die Schätzungen zu den Reserven, eine recht große Bandbreite auf. Während die Energie-Strategie Russlands eine Fördermenge von 10,6 bis 10,7 mb/d für den Zeitraum von 2020 bis 2030 vorsieht, prognostiziert die Internationale Energieagentur (IEA, 2013) einen Rückgang der russischen Fördermenge auf ca. 10,4 mb/d im Jahr 2020 und 9,9 mb/d im Jahr 2025 wohingegen die EIA (2013) einen Anstieg auf 11,5 mb/d bis zum Jahr 2030 prognostiziert.[1777]

Unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 5 % p. a. bei Onshore-Feldern – in Russland findet die Ölförderung bisher nahezu ausschließlich Onshore statt – würde die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Feldern bis 2019 auf ca. 8,2 mb/d und bis 2024 auf ca. 6,35 mb/d sinken.

Grundsätzlich wird die russische Fördermenge ihr bisheriges Niveau von mehr als 10 mb/d somit zukünftig nur aufrecht erhalten können, wenn die alternden, sinkende Fördermengen aufweisenden, Felder West-Sibiriens und in der Wolga/Ural-Region durch aufwendiger zu erschließende Lagerstätten, insbesondere in der Arktis und Tight-Oil-Lagerstäten ersetzt werden und es gelingt, den Fördermengenrückgang aus den alternden Feldern zu kompensieren. Gemäß US-Energieagentur bieten Ost-Sibirien, Offshore-Ge-

---

[1773] Vgl. BP (2015), S. 6.
[1774] Vgl. OPEC (2015), S. 22.
[1775] Vgl. Campbell (2013), S. 149.
[1776] Vgl. BGR (2014), S. 70.
[1777] Vgl. Henderson (2013), S. 3 und 16f. und IEA (2013), S. 481.

biete in der Arktis sowie die Sachalin-Insel das größte Potential zum Ausgleich der rückläufigen Fördermengen aus den Regionen West-Sibirien und Wolga/Ural. Außerdem sieht die EIA noch Potential im russischen Teil des Kaspischen Meeres und der Timan-Petschora-Region im Norden Russlands.[1778]

Gemäß einer Studie von Ernst & Young (2013) stammen ca. 80 % der russischen Ölreserven aus Feldern, die bereits erschlossen wurden.[1779] Da die Ausbeutungsraten in Russland bisher erheblich unter denen in anderen Ländern geblieben sind und sich in den bereits erschlossenen Lagerstätten noch große Vorkommen befinden, sieht die Studie von Ernst & Young Potential in der Anwendung von EOR-Methoden bei bereits in der Förderphase befindlichen Projekten. So wird für das Jahr 2030 eine Fördermenge von ca. 0,4 mb/d (20 Mio. Tonnen) durch die Anwendung von EOR-Methoden prognostiziert. Die technischen Vollkosten von EOR-Projekten werden in der Studie auf 50 US-$ je Barrel geschätzt.[1780] Unter der Annahme, dass die Fördermenge aus EOR-Projekten, ausgehend vom Jahr 2015, in dem die Fördermenge in der Studie auf ca. 60.000 b/d (3 Mio. Tonnen) geschätzt wird, bis zum Jahr 2030 linear ansteigt, würde sich für 2019 eine Fördermenge von ca. 150.000 b/d und für 2024 von ca. 250.000 b/d ergeben.

Für die zusätzlichen Erschließungskosten bei der Implementierung von EOR-Methoden werden die von der IEA geschätzten Kosten von 9 bis 10 US-$je Barrel berücksichtigt,[1781] so dass sich Explorations- und Erschließungskosten von 11,22 bis 27,71 US-$ je Barrel bei einer Anwendung von EOR-Methoden in bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Feldern ergeben. Die Förderkosten werden mit 20 bis 28 US-$ je Barrel angenommen.

Gemäß Henderson (2015) befinden sich gegenwärtig 17 Felder in der Erschließungsphase, deren Förderstart zwischen 2015 und 2019 erwartet wird und deren aggregierte Peak-Fördermenge ca. 1,8 mb/d ausmachen soll.[1782] Die Felder, die erst im Jahr 2019 die Förderphase erreichen sollen und deren aggregierte Peak-Fördermenge sich auf 240.000 b/d belaufen soll, werden wahrscheinlich erst ab dem Jahr 2020 signifikant zur Fördermenge des Landes beitragen, so dass diese erst in der Angebotskurven für 2024 berücksichtigt werden. Die anderen Felder werden in der Angebotskurve des Jahres 2019 mit ihrer Peak-Fördermenge von ca. 1,55 mb/d berücksichtigt. Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsdauer wären die Felder, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen sollen, zwischen 2008 und 2014 entdeckt worden. Daher werden für die Explorations- und Erschließungskosten die für diesen Zeitraum in Tabelle 6.56 aufgeführten Werte von 2,22 bis 19,76 US-$ je Barrel angenommen.

Einen weiteren potentiellen Treiber der russischen Ölindustrie stellt die Förderung von Tight-Oil dar. Die EIA (2013) schätzte die technisch förderbaren Vorkommen des Landes auf ca. 75 Mrd. Barrel. Demnach würde Russland über die weltweit größten Tight-Oil-

[1778] EIA (2014, RU).
[1779] Vgl. EY (2013b), S. 9.
[1780] Vgl. Ebenda, S. 9f, 14.
[1781] Vgl. IEA (2013), S. 444.
[1782] Vgl. Henderson (2015), S. 16.

Vorkommen verfügen. Die Vorkommen konzentrieren sich nahezu ausschließlich auf die zwei Formationen Bazhenov Central (57,9 Mrd. Barrel) in Zentral-West-Sibirien und Bazhenov North (16,7 Mrd. Barrel) im Norden West-Sibiriens bis zur Karasee.[1783] Neben den Bazhenov-Formationen, deren Ölvorkommen sich in Tiefen von ca. 2.700 bis 3.100 Metern befinden, lassen sich mit Achimov und Tyumen noch zwei weitere Formationen identifizieren, die sich zwar im selben geografischen Gebiet, jedoch anderen Tiefen und geo-historischen Schichten befinden und die von der EIA nicht berücksichtigt wurden, da noch keine hinreichenden Informationen zu den Formationen vorlagen.[1784]

Führender Betreiber von Tight-Oil-Projekten in Russland ist seit 2011 der staatliche Ölkonzern Rosneft. Diese betreibt gegenwärtig gemeinsam mit Exxon Mobil ein Pilotprojekt, in dessen Rahmen von 2013 bis 2015 das Potential für eine zukünftige Erschließung der Lagerstätten Bazhenov und Achimov ermittelt werden soll.[1785] Darüber hinaus bildete Rosneft im Dezember 2013 ein Joint-Venture mit der norwegischen Statoil, in dessen Rahmen über drei Jahre das Potential von zwölf Lizenzgebieten ermittelt werden soll. Die Vereinbarung wurde erst in Folge der im September 2013 von der russischen Regierung verabschiedeten Aussetzung der MET für Tight-Oil-Lagerstätten getroffen.[1786] Das Fördermengenziel für die Tight-Oil-Vorkommen beziffert Rosneft, das neben den bereits genannten Projekten auch die Tight-Oil-Projekte der ehemaligen TNK-BP übernahm, auf 300.000 b/d im Jahr 2020.[1787]

Neben Rosneft betreibt auch Gazpromneft zwei Tight-Oil-Projekte, von denen eins in der Bazhenov-Formation gemeinsam mit Shell durchgeführt wird. Durch das 80 Mio. US-$-Projekt soll ab 2015 Öl gefördert werden. Der Fördermengenpeak von ca. 35.000 b/d wird für das Jahr 2024 angestrebt. Ein weiteres Projekt in der Bazhenov-Formation wird von Gazpromneft alleine betrieben.[1788]

Lukoil betreibt ebenfalls Tight-Oil-Projekte und bildete im Mai 2014 ein Joint-Venture mit der französischen Ölgesellschaft Total zur Exploration und Erschließung von Tight-Oil-Vorkommen in der Bazhenov-Formation. Die Investitionen sollen in den ersten beiden Jahren zwischen 120 und 150 Mio. US-$ betragen und die ersten Ölbohrungen 2015 durchgeführt werden.[1789]

Gemäß Henderson (2013) ist die Bazhenov-Formation hinsichtlich ihrer geologischen Eigenschaften mit den Formationen Eagle-Ford und Bakken in den USA vergleichbar.[1790] Demnach müssten sich auch ähnliche Projektkosten ergeben. Jedoch ist anzunehmen, dass die Projektkosten aufgrund der weiteren Transportwege und den schwierigeren klimatischen Bedingungen in West-Sibirien wesentlich höher ausfallen dürften. Dies zeigt sich auch darin, dass viele Projekte erst nach den Steuererleichterungen im Jahr 2013

[1783] Vgl. EIA (2013).
[1784] Vgl. Henderson (2013), S. 4f.
[1785] Vgl. Ebenda, S. 8.
[1786] Vgl. Rosneft (2013).
[1787] Vgl. Henderson (2013), S. 8-11.
[1788] Vgl. Ebenda, S. 9.
[1789] Vgl. Patel und Bierman (2014).
[1790] Vgl. Henderson (2013), S. 4.

eingeleitet wurden. So hätte ein repräsentatives Tight-Oil-Projekt in der Bazhenov-Formation unter dem alten Steuersystem gemäß Henderson (2013) selbst bei einem Ölpreis von 100 US-$ je Barrel nicht rentabel betrieben werden können.[1791]

Bisherige Prognosen zur zukünftigen Tight-Oil-Fördermenge des Landes weisen eine sehr große Spanne auf, die sich durch die noch bestehenden Unsicherheiten über die Lagerstätteneigenschaften begründen lassen. Während die drei großen Tight-Oil-Projekte betreibenden russischen Ölgesellschaften gemäß Henderson (2013) eine aggregierte Fördermenge von ca. 400.000 b/d im Jahr 2020 anstreben (Rosneft 300.000 b/d, Gazpromneft und die ehemalige TNK-BP jeweils 50.000 b/d) erwartet das Energieministerium eine Fördermenge von ca. 440.000 b/d im Jahr 2020 und 400.000 b/d im Jahr 2025 und Rosnedra eine Fördermenge von 1 mb/d im Jahr 2025. Henderson sieht die optimistische Prognose der Rosnedra, vor dem Hintergrund der Entwicklung der Fördermengen in den USA, eher skeptisch.[1792] Gemäß einer Studie der Gazprombank aus dem Jahr 2014 liegen Schätzungen von Ölgesellschaften und staatlichen russischen Institutionen zur zukünftigen Tight-Oil-Fördermenge zwischen 0,3 und 2,0 mb/d im Jahr 2020 und 1,0 und 2,0 mb/d im Jahr 2025.[1793] Gemäß einer neueren Studie von Henderson (2015) prognostiziert das russische Energieministerium eine Tight-Oil-Fördermenge von ca. 0,5 mb/d im Jahr 2020 und das russische Rohstoffministerium eine Fördermenge von 1,0 mb/d im Jahr 2025.[1794]

Für die Angebotskurven werden die jüngsten Prognosen der verantwortlichen Ministerien zugrunde gelegt. Gemäß Gazprombank (2014, S.3) belief sich die Tight-Oil-Fördermenge, die bisher aus Pilotprojekten stammte, im Jahr 2013 auf ca. 15.000 b/d (735.000 Tonnen). Nimmt man nun einen linearen Anstieg der Fördermenge an, würde sich die Fördermenge im Jahr 2019 auf ca. 430.000 b/d belaufen und im Jahr 2024 auf ca. 900.000 b/d. Zu den Kosten von Tight-Oil-Projekten in Russland liegen bisher keine Schätzungen vor.

Unter der Annahme, dass die Bazhenov-Formation, in der die Tight-Oil-Förderung in den kommenden Jahren hauptsächlich stattfinden dürfte, tatsächlich ähnliche Eigenschaften wie die Eagle-Ford und Bakken-Formationen in den USA aufweist, sollten sich auch ähnliche Kosten ergeben. Die Explorations- und Erschließungskosten der Tight-Oil-Lagerstätten in der Bakken-Formation wurden in der Fallstudie zu den USA auf 11,60 bis 43,97 US-$ je Barrel geschätzt und die Kosten in der Eagle-Ford-Formation auf 9,41 bis 51,89 US-$ je Barrel. Zudem wurde in der USA-Fallstudie gezeigt, dass die Explorations- und Erschließungskosten von Offshore-Vorkommen in Alaska um ca. 50 % höher im Vergleich zu Offshore-Vorkommen im Golf von Mexiko mit milderen klimatischen Bedingungen ausfielen. Ausgehend davon wird die Annahme getroffen, dass die Explorations- und Erschließungskosten der Tight-Oil-Vorkommen in Russland ebenfalls um ca.

[1791] Vgl. Henderson (2013), S. 13.
[1792] Vgl. Ebenda, S. 7 und 16f.
[1793] Vgl. Gazprombank (2014), S. 8.
[1794] Vgl. Henderson (2015), S. 13.

50 % höher im Vergleich zu den US-Tight-Oil-Vorkommen ausfallen. Unter dieser Annahme ergeben sich Explorations- und Erschließungskosten von 14,12 bis 77,84 US-$ je Barrel. Für die Förderkosten wird die, auch für die USA ermittelte, Spanne von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen.

Hinsichtlich der russischen Arktis belaufen sich aktuelle Schätzungen zu den erst noch zu entdeckenden Ölvorkommen auf etwa 30 Mrd. Barrel (USGS [2008], Campbell [2013]). Eine genaue Zuweisung der Rohstoffvorkommen fällt bei einigen arktischen Regionen jedoch noch schwer, da noch ungeklärt ist, bei welchem Staat die Hoheitsrechte bzw. Eigentumsrechte an den Vorkommen liegen.[1795] Schätzungen nach befinden sich ca. 70 % der arktischen Ölvorkommen Russlands Offshore und damit in schwer zu erschließenden Regionen.[1796] Die arktischen Gewässer Russlands umfassen die Barentssee und die Karasee im Westen und die Laptewsee, die Ostsibirische See und die Tschuktschensee im Osten. Die Karasee gilt als nördlicher Ausläufer West-Sibiriens während die Laptewsee im Norden Zentral- bis Ost-Sibiriens liegt.

Die Erschließungskosten für arktische Offshore-Felder variieren erheblich in Abhängigkeit von den jeweiligen Lagerstätteneigenschaften. Als entscheidende Kriterien wurden von Piskarev und Shkatov (2012) die Wassertiefe (zwischen 10 und 50 Metern – in größeren Tiefen ist die Offshore-Förderung in der Arktis ihrer Ansicht nach nicht rentabel)[1797], die tägliche Fördermenge, die Tiefe der Lagerstätte und die Feldgröße (ausgedrückt durch die Ölvorkommen des Feldes) identifiziert. Die Kosten betragen gemäß ihren Schätzungen zwischen 1.274 und 8.637 russische Rubel je Tonne an Rohöl. Dies entspricht umgerechnet[1798] zwischen ca. 4,55 und 30,83 US-$ je Barrel. Grundsätzlich schätzen die Autoren die Erschließungskosten in den arktischen Gewässern auf das 1,5 bis 2,5-fache im Vergleich zu südlichen Offshore-Gebieten in Russland wie dem Kaspischen und dem Schwarzen Meer. Dabei weisen die ost-arktischen Gewässer wiederum höhere Kosten auf als west-arktische. Limitierende Faktoren hinsichtlich der Offshore-Arktis stellen vor allem die Dicke der Eisschicht und die langen Transportwege und notwendige Infrastruktur dar.[1799]

In einer Präsentation aus dem Jahr 2010 schätzte Mikhail Stavskiy, Vize-Präsident von Rosneft, den zum Erreichen der Profitabilität notwendigen Ölpreis bei Offshore-Projekten in der Arktis auf zwischen ca. 200 (Karasee) und 350 (Laptewsee) US-$ je Barrel unter Berücksichtigung der fiskalischen Bedingungen im Jahr 2010 und des damaligem

---

[1795] Vgl. Lindholt und Glomsrød (2012), S. 1466.

[1796] Vgl. Ebenda, S. 1466.

[1797] Die Einschränkung der Wassertiefe auf 50 m in arktischen Gewässern und Gewässern im fernen Osten Russlands, die regelmäßig vereisen, wird durch die Autoren damit begründet, dass Ölplattformen von der benötigten Größe in Russland nicht herstellbar sind und die Ölförderung bei Wassertiefen > 50 m mit zu großen technischen Schwierigkeiten und Umweltgefahren verbunden ist. (Piskarev und Shkatov (2012, S. 302).

[1798] Annahmen: Wechselkurs RUB/US-$ = 38,22; 1 Tonne = 7,33 Barrel.

[1799] Vgl. Piskarev und Shkatov (2012), S. 302-306.

Technologieniveaus.[1800] Durch die Aussetzung der MET für Projekte nördlich des Polarkreises ist der notwendige Ölpreis mittlerweile jedoch niedriger.
Die internationale Energieagentur (2008) schätzte die technischen Vollkosten von Projekten in der Arktis auf 40 bis 100 US-$ je Barrel.[1801] Da diese Schätzung sowohl Onshore- als auch Offshore-Vorkommen umfasst, sollten Offshore-Projekte eher am oberen Rand dieser Schätzung liegen.
Für das bisher einzige in der Förderphase befindliche Offshore-Projekt in der Arktis, das von Gazprom betriebene Prirazlomnoye-Feld, strebt Gazprom eine maximale Fördermenge von ca. 132.500 b/d (6,6 Mio. Tonnen) im Jahr 2020 an.[1802] Geht man, ausgehend von der Fördermenge von ca. 6.000 b/d im Jahr 2014, von einem linearen Anstieg der Fördermenge bis zum Erreichen des Peak im Jahr 2020 aus, ergibt sich für 2019 eine Fördermenge von ca. 114.000 b/d. Unter der Annahme eines natürlichen Fördermengenrückgangs von 7,5 % p. a. bei Projekten in flachen Gewässern würde die Fördermenge bis zum Jahr 2024 auf ca. 97.000 b/d sinken.
Die Erschließungskosten des Feldes werden auf ca. 4 bis 5 Mrd. US-$ geschätzt.[1803] Bezogen auf die Reserven in Höhe von ca. 513 Mio. Barrel ergeben sich somit Erschließungskosten von 7,80 bis 9,75 US-$ je Barrel. Unter der Annahme eines Verhältnisses von Explorations- zu Erschließungskosten von 0,27:1 ergeben sich Explorationskosten von 2,11 bis 2,63 US-$ je Barrel. Unter den üblichen Annahmen bezüglich Explorationsdauer, Erschließungsdauer und Diskontfaktor ergeben sich aufgezinste Explorationskosten von 4,56 bis 6,88 US-$ je Barrel und aufgezinste Erschließungskosten von 10,48 bis 14,54 US-$ je Barrel. Somit würden sich die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten auf 15,04 bis 21,42 US-$ je Barrel belaufen. Da zur Förderung der Vorkommen sekundäre Methoden Anwendung finden, werden Förderkosten von 5 bis 20 US-$ je Barrel angenommen.
Rosneft startete erste Explorationsprojekte in den arktischen Gewässern im Jahr 2010, nachdem das Unternehmen Lizenzen für drei Gebiete in der Karasee und ein Gebiet in der Barentssee erhalten hatte. Zunächst war hierfür eine Zusammenarbeit mit der britischen BP beabsichtigt, jedoch zog sich diese im April 2011 aus den Projekten zurück. So wurde im September 2011 eine strategische Partnerschaft mit Exxon Mobil für die Projekte in der Karasee eingegangen. Die Ölvorkommen (Ressourcen) der drei Blöcke in der Karasee, die sich in einer Wassertiefe von 40 bis 350 Metern befinden und wo die Eisschicht eine Dicke von 1,2 bis 1,6 Metern erreichen kann, werden von Rosneft auf aggregiert ca. 45 Mrd. Barrel geschätzt.[1804]
Am 27. September 2014 verkündete Rosneft den ersten Fund eines Öl- und Gasvorkommens in der Karasee im Rahmen der gemeinsam mit Exxon vorgenommen Explorationsbohrungen. Die Ölvorkommen des Feldes (Pobeda-Feld) im „East-Prinovozemelskiy-1“-

[1800] Vgl. Stavskiy (2010), S. 11.Für die Petschorasee wurde ein notwendiger Ölpreis von ca. 230 US-$, für die Barentssee von ca. 260 US-$ und für die Tschuktschensee von ca. 280 US-$ geschätzt.
[1801] Vgl. IEA (2008), S. 218f.
[1802] Vgl. Musarra (2014).
[1803] Vgl. Ebenda.
[1804] Vgl. Staalesen (2011) und Rosneft (o. J., b).

Block werden von Rosneft auf ca. 950 Mio. Barrel (130 Mio. Tonnen) geschätzt und wurden in einer Wassertiefe von 81 Metern und einer Bohrlochtiefe von ca. 2.100 Metern entdeckt. [1805] Aufgrund der, in Folge der Ukraine-Krise, verhängten Sanktionen gegen Russland, die auch die Tätigkeiten ausländischer Ölgesellschaften in Russland und die Lieferung von technischem Material nach Russland betreffen, stellt sich jedoch die Frage nach der Zukunft bisher gemeinsam von Rosneft und Exxon betriebener Projekte. So scheint Rosneft auf das technische Know-how und die Finanzmittel von Exxon Mobil, die bisher den Großteil der Kosten trug, angewiesen zu sein. Reuters berichtete zuletzt, dass Rosneft erst frühestens im Jahr 2018 eine zweite Explorationsbohrung in der Karasee vornehmen wird.[1806] So hält Henderson (2015) ein Einsetzen der Förderung aus dem Feld, vor dem Hintergrund der mit der Erschließung des Feldes verbundenen Schwierigkeiten, erst ab frühestens Ende der 2020er Jahre für realistisch.[1807]

Insgesamt hat sich in den vergangenen Jahren hinsichtlich der Zukunftsaussichten für russische Offshore-Projekte in der Arktis ein sehr uneinheitliches Bild ergeben. Einerseits trägt die von der russischen Regierung im Jahr 2013 vorgenommene Aussetzung der MET für Projekte nördlich des Polarkreises[1808] dazu bei, dass vormals unrentable Projekte nun wirtschaftlich betrieben werden könnten, was die Aktivitäten in der Region stärken sollte. Andererseits wird der Zugang ausländischer Ölgesellschaften durch die, in Abschnitt 6.2.9.2 erörterte, Re-Nationalisierung der russischen Ölindustrie, insbesondere seit 2008, deutlich erschwert bzw. ist nur in Zusammenarbeit mit Rosneft oder Gazprom in Offshore-Feldern möglich. In Anbetracht der hohen, mit arktischen Offshore-Projekten verbundenen, Kosten und der Unsicherheiten über der Auswirkungen der gegen Russland verhängten Sanktionen ist es schwierig eine Prognose zur zukünftigen Entwicklung der Fördermenge aus dieser Region zu stellen. Lindholt und Glomsrød (2012) erwarten, dass die Offshore-Förderung in der russischen Arktis aufgrund der langen Vorlaufzeiten erst ab dem Jahr 2030 einsetzen wird.[1809] Stavskiy (2010) wiederum prognostiziert einen sukzessiven Anstieg der arktischen Offshore-Fördermenge auf ca. 25 Mio. Tonnen (0,5 mb/d) bis zum Jahr 2030.[1810]

In den Angebotskurven der Jahre 2019 und 2024 wird vor diesem Hintergrund lediglich das Prirazlomnoye-Feld mit Fördermengen von jeweils 100.000 b/d berücksichtigt.

[1805] Vgl. Rosneft (2014a) und Rosneft (2015), S. 68f.
[1806] Vgl. Pinchuk und Astakhova (2015).
[1807] Vgl. Henderson (2015), S. 12.
[1808] Vgl. Abschnitt 6.2.9.2.
[1809] Vgl. Lindholt und Glomsrød (2012), S. 1469f.
[1810] Vgl. Stavskiy (2010), S. 10.

Die, basierend auf den getroffenen Annahmen, zu erwartende Zusammensetzung der russischen Fördermenge in den Jahren 2019 und 2024 ist in Tabelle 6.57 zusammengefasst.

Tabelle 6.57: Zusammensetzung der russischen Fördermenge (in mb/d)

Projektart	**Fördermenge 2019**	**Fördermenge 2024**
Onshore – bereits in 2014 in der Förderphase	8,20	6,35
EOR aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten	0,15	0,25
Neue Onshore-Projekte	1,55	1,45
Tight-Oil	0,45	0,90
Arktis Offshore	0,10	0,10
Gesamt	10,45	9,05

Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 6.57 zu sehen, sollte die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten bis 2019 um über 2 mb/d und bis 2024 um über 4 mb/d sinken. Während die Rückgänge der Fördermenge durch die Erschließung neuer Onshore-Felder und den möglichen Förderstart von Tight-Oil-Projekten bis 2019 in nahezu beibehalten werden kann, scheint bis zum Jahr 2024 ein Rückgang der Fördermenge realistisch.
Unter den getroffenen Annahmen und vorgenommenen Berechnungen ergeben sich die in Abbildung 6.136 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

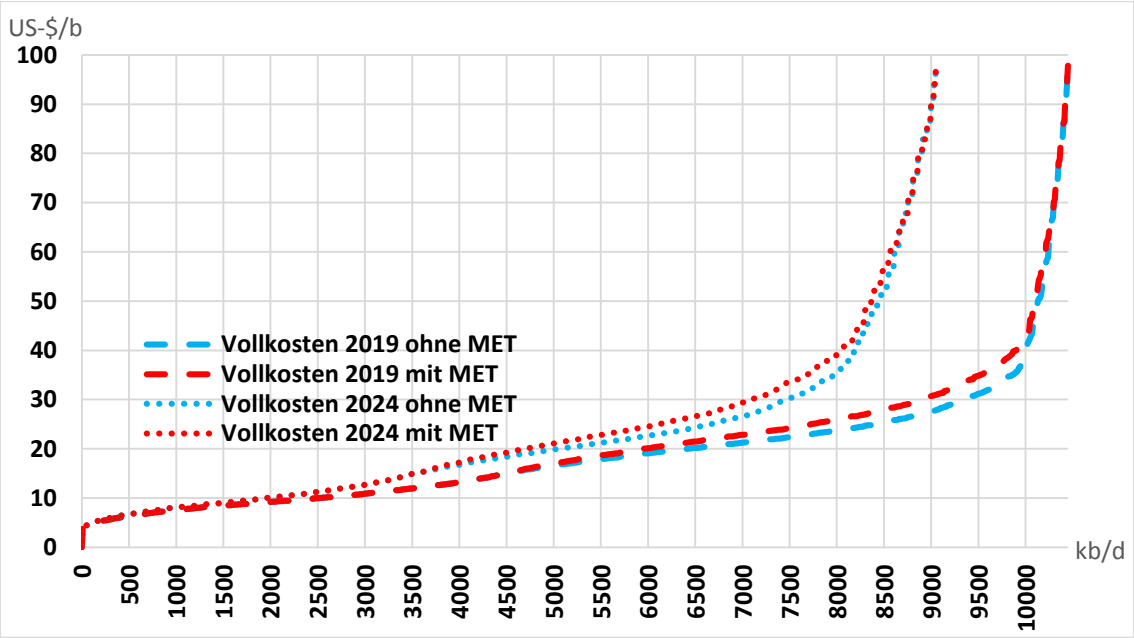


Abbildung 6.136: Russische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Werden bereits versunkene Kosten nicht weiter berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.137 dargestellten langfristigen Angebotskurven.

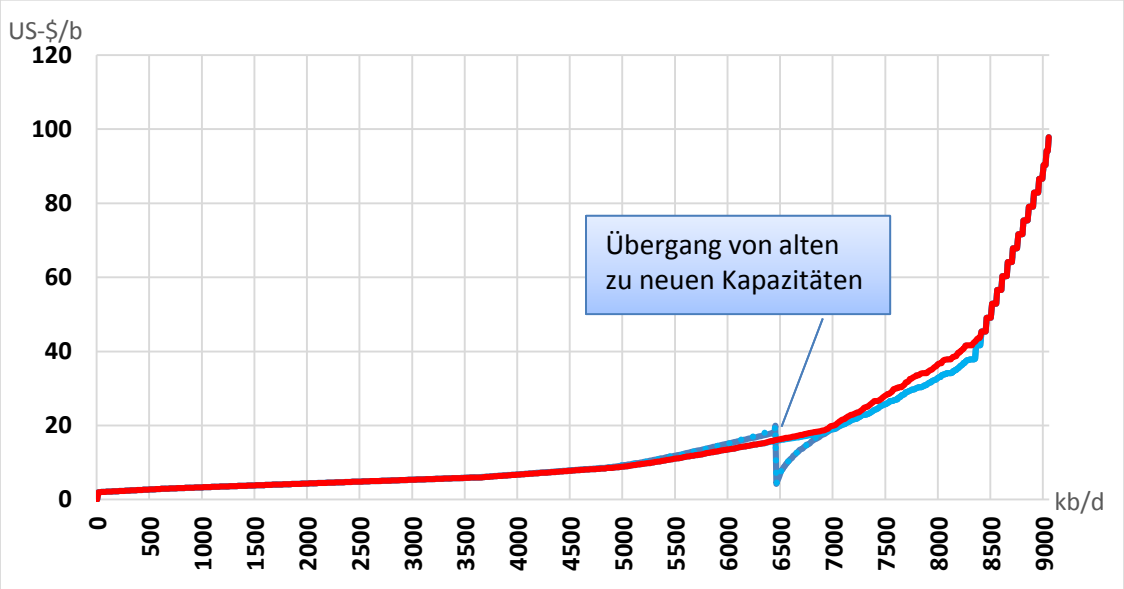


Abbildung 6.137: Langfristige Angebotskurven in Russland

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.137 zu sehen, würde die Fördermenge ohne Investitionen in die Exploration und Erschließung neuer Lagerstätten und Erweiterungen/Umrüstungen bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Projekte bis zum Jahr 2024 auf ca. 6,45 mb/d sinken. Dies entspräche einem Rückgang von über 4 mb/d gegenüber dem Jahr 2014. Die Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 2 bis 20 US-$ je Barrel.
Etwa 3,6 mb/d der prognostizierten Fördermenge stammen aus Projekten, die sich im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befanden. Die langfristigen Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 4 bis 98 US-$ je Barrel. Die höchsten Grenzkosten weisen Tight-Oil-Projekte mit ca. 19 bis 98 US-$ je Barrel auf. Aufgrund der verglichen mit konventionellen Ölprojekten deutlich kürzeren Explorations- und Erschließungsphase solcher Projekte, unterliegt die Prognose der zukünftigen Fördermenge aus Tight-Oil-Projekten auch der größten Unsicherheit.

6.2.10 China

Die nachgewiesenen Ölreserven der Volksrepublik China beliefen sich gemäß BP-Statistikjahrbuch Ende 2014 auf 18,5 Mrd. Barrel. Die tägliche Fördermenge betrug im Jahr 2014 durchschnittlich ca. 4,2 mb/d.[1811]

Die erste chinesische Republik, die das chinesische Kaiserreich ablöste, wurde im Januar 1912 ausgerufen. Zum provisorischem Präsidenten wurde am 10. März desselben Jahres Yuan Shih-k'ai gewählt, der die Macht bis zu seinem Tod im Juni 1916 behielt.[1812]

1928 erlangte die 1912 gegründete Nationale Volkspartei (KMT, Kuo-min-tang) die Macht und behielt diese unter Tschiang Kai-schek bis 1949. In die Zeit seiner Militärdiktatur fiel die Besetzung durch, und der Krieg gegen, Japan von 1937 bis 1945. Zwischen der Kommunistischen Partei Chinas (KPCh) unter Mao Tse-tung, die während des Zweiten Weltkriegs eine Einheitsfront mit der regierenden KMT gegen die Japaner gebildet hatte, und der regierenden KMT kam es schließlich nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs zum Bürgerkrieg, der im Januar 1949 in der Kapitulation der in Peking eingeschlossenen Regierungstruppen und des Einzugs Maos in die Stadt und der Machtübernahme durch die KPCh endete. Lediglich Taiwan konnte sich der Kontrolle durch die KPCh entziehen und blieb autonom.[1813]

Mit der Machtübernahme 1949 rief die KPCh die Volksrepublik China aus, deren erster Staatspräsident Mao Tse-tung, bis zu seinem Tod 1976, war. Die Zeit seiner Herrschaft wurde besonders durch die beiden von Stalin inspirierten Reformphasen „Der große Sprung nach Vorn" von 1958 bis 1960 und die Kulturrevolution und ihre Folgen geprägt. So starben während des „großen Sprungs nach Vorn" gemäß Schätzungen zwischen 20 und 30 Millionen Menschen an einer, durch Wetterumstände und die Zwangskollektivierung der Landwirtschaft verursachten, Hungersnot.[1814]

Bei der Kulturrevolution, bei der mindestens mehrere hunderttausend Menschen ihr Leben verloren und die ihren Höhepunkt zwischen 1966 und 1969 erreichte, ging es primär um die Bekämpfung gegen Mao gerichteter Mitglieder der Partei und Verwaltung. Zu diesem Zweck bildete er die sogenannten „Roten Garden" die seine Gegner aktiv bekämpften. Da im Verlauf der Kulturrevolution auch die roten Garden zersplitterten und sich teilweise gegenseitig bekämpften und Mao zu entgleiten drohten, wurden sie 1968 von Mao aufgelöst und das Militär von ihm gestärkt. Die politische Führung war bis zum Parteitag des Zentralkomitees im April 1969 so umgebaut worden, dass der Einfluss des Militärs deutlich ausgeweitet und die vormaligen Funktionäre überwiegend durch neue ersetzt worden waren.[1815]

In der jüngeren Vergangenheit, insbesondere seit Ende der 1970er Jahre, rückten Wirtschaftsreformen stärker in den Fokus der chinesischen Politik. So wurde in den Jahren 1993, 1999 und 2004 die Verfassung in der Hinsicht geändert, dass sie nun das Prinzip

---

[1811] Vgl. BP (2015), S. 6 und 8.
[1812] Vgl. Fairbank (1989), S. 171-180.
[1813] Vgl. Ebenda, S. 189-270.
[1814] Vgl. Ebenda, S. 275, 295-302.
[1815] Vgl. Fairbank (1989), S. 315-329.

der „sozialistischen Marktwirtschaft“ vorsieht und der Schutz des Privateigentums in ihr verankert wurde.[1816] Zudem trat China im Dezember 2001 der Welthandelsorganisation WTO bei. Das politische System Chinas wird durch die kommunistische Partei bestimmt. Xi Jinping ist seit März 2013 gleichzeitig Generalsekretär der Partei, Vorsitzender der Zentralen Militärkommission und Staatspräsident des Landes.[1817]

6.2.10.1 Geschichte der chinesischen Ölindustrie

Zwar lagen die Ursprünge der chinesischen Ölindustrie gemäß Feng et al. (2013, S. 3f) bereits im Jahr 1877, als erstmals moderne Bohranlagen in China verwendet wurden, jedoch wurden bis Ende der 1940er Jahre nur geringe Ölvorkommen (ca. 500.000 Barrel an nachgewiesenen Reserven) in China entdeckt und war auch die Fördermenge entsprechend gering.[1818]

1955 wurde das Ölministerium (MPI) gegründet, das die Aufsicht über alle mit der Exploration, Erschließung und Ausbeutung von Lagerstätten verbundenen Tätigkeiten sowie den Bau von Raffinerien zuständig sein sollte.[1819] Zwar wurden mit Hilfe der Sowjetunion zwischen Mitte und Ende der 1950er Jahre weitere Lagerstätten entdeckt und erschlossen, jedoch gilt für viele die Entdeckung des Daqing-Feldes im Nordosten des Landes im September 1959 als eigentliche Geburtsstunde der chinesischen Ölindustrie.[1820]

Die Erschließung des Daqing-Feldes, das sich aus sieben Feldern zusammensetzt, wurde ohne Hilfe der Sowjetunion vorgenommen, nachdem es Ende der 1950er Jahre zwischen den politischen Führern der beiden Länder, Mao und Chruschtschow zu Meinungsverschiedenheiten gekommen war, die eine Abkühlung der Beziehungen zwischen den beiden Ländern zur Folge hatten.[1821] Bis zu 40.000 Arbeitskräfte gleichzeitig wurden von der chinesischen Regierung mobilisiert um das Feld samt notwendiger Infrastruktur zu erschließen. Zwar lag die Priorität 1960/61 noch auf der Exploration des Feldes, jedoch wurde auch mit der Förderung aus dem Feld bereits in diesen Jahren begonnen. So betrug die Fördermenge 1961 durchschnittlich ca. 55.000 b/d (2,7 Mio. Tonnen im Jahr 1961). Dies entsprach zu diesem Zeitpunkt mehr als der Hälfte (51,6 %) der chinesischen Fördermenge. 1966 trug das Feld, dessen Fördermenge mittlerweile auf ca. 210.000 b/d gestiegen war, mit nahezu drei Viertel zur chinesischen Fördermenge bei. Während der relative Anteil des Feldes an der chinesischen Fördermenge in der Folge sank, stieg die absolute Fördermenge durch die schrittweise Erschließung der sieben Felder des Daqing-Feldes weiter an, wobei der größte Sprung zwischen 1970 und 1975 stattfand. So stieg die Fördermenge in diesem Zeitraum von ca. 350.000 b/d (ca. 17,7 Mio. Tonnen) auf ca. 930.000 b/d (ca. 46,3 Mio. Tonnen). In der Folge verlangsamte sich das Wachstum. Sein

[1816] Vgl. Auswärtiges Amt (2015v) und Bundeszentrale für politische Bildung (2008).
[1817] Vgl. Auswärtiges Amt (2015v).
[1818] Vgl. Feng et al. (2013), S. 3f.
[1819] Vgl. Kambara und Howe (2007), S. 10f.
[1820] Vgl. Ebenda, S. 13.
[1821] Vgl. Kambara und Howe (2007), S. 14f und Fairbank (1989), S. 309-311.

Fördermengenpeak erreichte das Feld zwischen 1985 und 1995, mit ca. 1,1 mb/d (ca. 55,5 Mio. Tonnen).[1822]
Nach dem erfolgreichen Abschluss der ersten Erschließungsphasen des Daqing-Feldes weitete China seine Explorationsbemühungen auf neue Gebiete im Osten des Landes aus und entdeckte mit dem Dagang-Feld und dem Shengli-Feld zwei weitere bedeutende Lagerstätten. Die Fördermenge des Shengli-Feldes stieg bis 1978 auf nahezu 400.000 b/d (20 Mio. Tonnen) an. Damit war es zu diesem Zeitpunkt das, hinsichtlich der Fördermenge, zweitgrößte Feld des Landes. Es folgten weitere Funde, insbesondere im Nordosten und Osten des Landes, und entsprechend stieg die chinesische Fördermenge über die Zeit weiter an und betrug 1978 bereits über 2 mb/d (104 Mio. Tonnen).[1823]
Ab den späten 1970er Jahren erfolgten mehrere Reformen des Ölsektors, der bis dahin planwirtschaftlich organisiert war. So waren, jeweils im nationalen Plan vorbestimmte, Fördermengenziele zu erfüllen gewesen. Verantwortlich für alle Upstream-Tätigkeiten war bis dahin das Ölministerium gewesen. Die erste Reform 1979 ereignete sich vor dem Hintergrund einer, unter dem seit 1978 amtierenden neuen Staatspräsidenten Deng Hsiao-p'ing, grundsätzlichen Reformpolitik und erstmals seit langem wieder sinkender Fördermengen sowie einer geringen Effizienz der chinesischen Ölindustrie. Die Reformpolitik Deng Hsiao-p'ings umfasste eine schrittweise Umwandlung der Planwirtschaft zu einer stärker marktwirtschaftlich orientierten Wirtschaft sowie eine Öffnung des Landes nach Außen (Politik der offenen Tür), was insbesondere auch den Zufluss von Technologien und Kapital aus dem Ausland betraf. Auf den Ölsektor bezogen wurde zunächst 1979 eine Koexistenz aus plan- und marktwirtschaftlichem Ölvertrieb geschaffen. Konkret wurde dem Ölministerium die Möglichkeit eingeräumt, über das Planziel hinausgehendes gefördertes Öl zu internationalen Marktpreisen zu verkaufen und die dadurch erzielten Einnahmen für die Exploration und Förderung zu verwenden.[1824] Ebenfalls 1979 wurden die ersten fünf bilateralen Verträge über die Exploration von Gebieten mit ausländischen Ölgesellschaften unterzeichnet und kurz darauf Ausschreibungsregeln für solche bilateralen Verträge festgelegt. Nachdem bis dahin noch so gut wie kein gesetzlicher Rahmen zum Ölsektor existiert hatte, wurden 1982/83 erste Regelungen geschaffen, auf denen auch der heutige Rahmen für die Ölindustrie noch basiert. So wurden im Rahmen dieser Gesetze PSVs als Standardvertragstyp für Projekte mit Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften eingeführt.[1825] Für die Ausbeutung von Offshore-Lagerstätten wurde 1982 die China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) gegründet. Ein Jahr später erfolgte die Gründung der China Petrochemical Corporation (Sinopec), in der alle Raffinierung betreibenden Unternehmen des Landes zusammengefasst wurden. Im September 1988 schließlich wurde mit der China Petroleum and Natural Gas Corporation (CNPC) die dritte große staatliche Ölgesellschaft gegründet, die an die Stelle des aufgelösten Ölministeriums trat und deren Aufgabe in der Verwaltung der in China betriebenen Onshore-

[1822] Vgl. Kambara und Howe (2007), S. 15-19.
[1823] Vgl. Ebenda, S. 19-23.
[1824] Vgl. Fairbank (1989), S. 340-342 und Yan und Pu (2014), S. 51 und Qui und Li (2012), S. 10679.
[1825] Vgl. Blumental et al. (2009), S. V3.8.

Projekte bestand. Somit wurde die Exploration- und Ausbeutung von Onshore-Feldern nun von der CNPC, und von Offshore-Feldern von der CNOOC, betrieben. Für die Verarbeitung des in China geförderten Öls sollte Sinopec zuständig sein.[1826]
Im Anschluss an die Schaffung des gesetzlichen Rahmens Anfang der 1980er Jahre und der Gründung der CNOOC 1982 wurden in den 1980er Jahren die ersten drei Lizensierungsrunden für Offshore-Projekte, hauptsächlich im Südchinesischen Meer, mit ausländischer Beteiligung durchgeführt. Die Explorationsbohrungen, die unter Rahmen der aus diesen Lizensierungsrunden abgeschlossenen PSVs durchgeführt wurden, führten jedoch zu keinen bedeutenden Funden. Auch die Explorationen im Ostchinesischen Meer, die infolge der 1993 durchgeführten vierten Offshore-Lizensierungsrunde durchgeführt wurden, verliefen weitestgehend erfolglos. Während ausländische Beteiligung an Offshore-Projekten ab den 1980er gefördert wurde, wurde die ausländische Beteiligung an Onshore-Projekten lange Zeit stark beschränkt. So wurde erst 1993 die erste formale Lizensierungsrunde für Onshore-Felder, die eine ausländische Beteiligung ermöglichen sollte, abgehalten.[1827]
In Folge der, seit Ende der 1970er durchgeführten, Reformen stieg die Fördermenge des Landes, wie in Abbildung 6.138 zu sehen, ab 1982 kontinuierlich an und belief sich Anfang der 1990er Jahre auf ca. 2,8 mb/d.

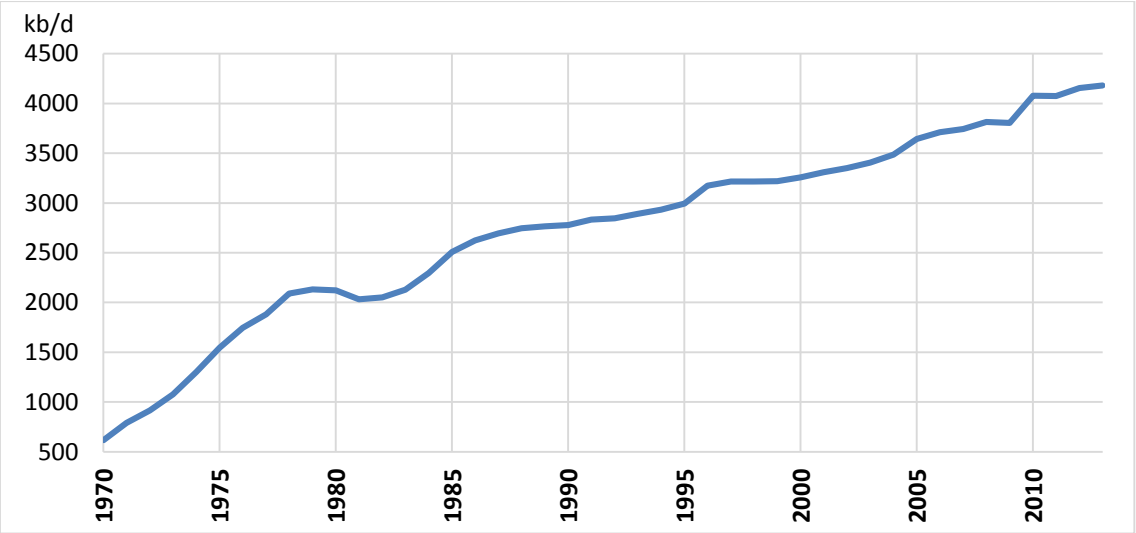


Abbildung 6.138: Förderung flüssiger Energieträger in China

Datenquelle: BP (2014).

War es China durch die Ausweitung der Fördermenge in den 1980er Jahren noch gelungen, die heimische Nachfrage selbst zu decken, wurde das Land aufgrund des, mit dem starken Wirtschaftswachstum verbundenen, Anstiegs der Nachfrage ab 1993 zu einem Nettoimporteur.[1828]

[1826] Vgl. Yan und Pu (2014), S. 51.
[1827] Vgl. Andrews-Speed (2004), S. 298f.
[1828] Vgl. BP (2014).

1994 wurde das bis dahin bestehende zweigeteilte Preissystem für Rohöl dahingehend reformiert, dass nun einheitliche Preise, sowohl für im Rahmen der von der Regierung vorgegebenen Quote als auch für darüber hinaus gefördertes Öl, gelten sollten. Noch immer handelte es sich jedoch um keine Marktpreise, sondern von der Regierung kontrollierte.[1829] Allerdings wurden die von der Regierung bestimmten Preise, die in den 1980ern noch deutlich unter dem Weltmarktpreis gelegen hatten, Ende der 1980er/Anfang der 1990er Jahre schrittweise angehoben und so dem Weltmarktniveau angenähert.[1830]
Die wichtigsten Reformen der 1990er Jahre, die bis heute nachwirken, wurden 1998 durchgeführt, als die chinesische Ölindustrie grundlegend reorganisiert wurde. So wurden die drei großen Ölgesellschaften zu vertikal integrierten, d.h. die gesamte Wertschöpfungskette abdeckenden, Ölkonzernen umgebaut und ihnen verschiedene Regionen des Landes zugewiesen. Die CNOOC sollte alle Offshore-Projekte des Landes betreiben, Sinopec die Onshore-Projekte im Süden und Osten des Landes und CNPC die Onshore-Projekte im Norden und Westen. Durch diese Umstrukturierung wurde gemäß Gu und Mayer (2007) erstmals Wettbewerb zwischen den Konzernen geschaffen, da die Planung nun nicht mehr in der Hand des Ölministeriums lag.[1831] So wurde das Management der Ölgesellschaften nun nicht mehr vom Staat durchgeführt sondern den Ölgesellschaften selbst überlassen. Die bis dahin geltende staatliche Preiskontrolle wurde im Zuge der Reform des Energiesektors ebenfalls ab dem Sommer 1998 nahezu abgeschafft, indem die chinesischen Ölpreise an die Weltmarktpreise gekoppelt wurden und diesen nun nahezu entsprachen. Die Zuständigkeit für die Regulierung der Ölindustrie von staatlicher Seite wurde im Zuge der Reform ebenfalls geändert. So sollten fortan vier staatliche Institutionen für die Regulierung zuständig sein.[1832]
Anfang des neuen Jahrtausends folgte die Teilprivatisierung der drei großen chinesischen Ölgesellschaften. So wurden 10 % der Anteile an der 1999 gegründeten PetroChina, der für die Upstream- und Downstream-Tätigkeiten verantwortlichen Tochtergesellschaft der CNPC, an der New Yorker und Hongkonger Börse ausgegeben. Der staatliche Anteil an der PetroChina beträgt 90 %, da sich die Muttergesellschaft CNPC vollständig in staatlicher Hand befindet. Ebenfalls im Jahr 2000 ging Sinopec an die New Yorker und Hongkonger Börse. Von dieser wurden 45 % der Anteile ausgegeben. 2001 schließlich erfolgte der Börsengang der CNOOC, bei dem 32,5 % der Anteile ausgegeben wurden. Alle drei Ölgesellschaften befinden sich somit weiterhin mehrheitlich in staatlicher Hand.[1833]
Was die Exploration und Ausbeutung von Lagerstätten in China angeht, verfügen die drei großen staatlichen Ölgesellschaften de facto über ein Monopol, da sie die Eigentumsrechte an allen chinesischen Ölvorkommen halten. Eine Beteiligung ausländischer Ölgesellschaften an Upstream-Projekten in China wurde auch nach dem WTO-Beitritt des

[1829] Vgl. Huang et al. (2010), S. 342.
[1830] Vgl. Andrews-Speed (2004), S. 177.
[1831] Vgl. Gu und Mayer (2007), S. 33f und Yan und Pu (2014), S. 51.
[1832] Vgl. Andrews-Speed (2004), S. 177f. (zwei Abteilungen der State Development Planning Commission, Das Ministerium für Land und natürliche Ressourcen, die staatliche Kommission für Wirtschaft und Handel (State Economic and Trade Commission)).
[1833] Vgl. Gu und Mayer (2007), S. 34.

Landes nur sehr eingeschränkt zugelassen und die Gesetze nur unwesentlich hin zu einer Öffnung des Ölsektors geändert obwohl die Politik grundsätzlich auf eine stärkere Zusammenarbeit mit ausländischen Ölgesellschaften abzielt. So dürfen ausländische Ölgesellschaften nur im Rahmen von, mit einer der drei staatlichen Ölgesellschaften durchgeführten, PSVs im chinesischen Upstream-Sektor tätig sein.[1834]

6.2.10.2 Rechtlicher und fiskalischer Rahmen der chinesischen Ölindustrie

Gemäß der zuletzt 2004 geänderten Verfassung liegen die Eigentumsrechte an den mineralischen Rohstoffen des Landes, und damit auch Rohöl, beim Staat.[1835]

Rechtlicher Rahmen

Für Offshore-Projekte die von der CNOOC, zumeist in Zusammenarbeit mit ausländischen Ölgesellschaften, betrieben werden, sind die zuletzt im September 2001 reformierten Offshore-Vorschriften maßgeblich. Zunächst wird Verfassungsartikel 9 zum Eigentumsrecht an natürlichen Rohstoffen konkretisiert, indem dieses auf alle in chinesischen Gewässern befindlichen Öl- und Gasvorkommen erweitert wird.[1836]

Die Bestimmung von zur Exploration und Erschließung von Lagerstätten freigegebenen Gebieten sowie der Form der Zusammenarbeit zwischen der CNOOC und ausländischen Partnern obliegt dem Ölministerium, bei dem es sich um die für den Offshore-Sektor verantwortliche staatliche Institution handelt. Auch für die Aufsicht über alle Offshore-Projekte ist das Ministerium zuständig.[1837] Die operative Verantwortung über Offshore-Projekte liegt bei der CNOOC, die entsprechende Projekte zusammen mit ausländischen Partnern durchführen kann. Zur Bestimmung möglicher ausländischer Partner soll die CNOOC öffentliche Ausschreibungen vornehmen. Der Abschluss des Vertrags bedarf der vorherigen Genehmigung durch das Handelsministerium.[1838]

Der Vertragstyp, unter dem Offshore-Projekte gemeinschaftlich mit ausländischen Ölgesellschafen durchgeführt werden, entspricht dem des Production Sharing. Dies ergibt sich aus den im Gesetz formulierten Vertragsbedingungen, auch wenn die Vertragsform im Gesetz nicht explizit als PSV bezeichnet wird. So hat gemäß Artikel 8 der ausländische Vertragspartner die Investitionen in die Exploration, die Durchführung der Exploration und die Explorationsrisiken zu übernehmen. Sofern eine Lagerstätte entdeckt wird, soll die Erschließung von der ausländischen Ölgesellschaft vorgenommen werden. Zu Beginn der Förderphase soll diese das Projekt solange betreiben, bis im Vertrag spezifizierte Bedingungen erfüllt sind. Sobald dies der Fall ist, wird die CNOOC zur Betreibergesellschaft. Die Kosten der Erschließung des Feldes sollen von beiden Vertragspartnern (CNOOC und ausländischer Ölgesellschaft), gemäß ihren vertraglich fixierten Anteilen, übernommen werden.[1839]

[1834] Vgl. Gu und Mayer (2007), S. 35 und Blumental et al. (2009), S. V3.14.
[1835] Vgl. Chinesische Verfassung (1982), Art. 9.
[1836] Vgl. Offshore Regulations (1982), Art. 2.
[1837] Vgl. Ebenda, Art. 4.
[1838] Vgl. Ebenda, Art. 6-7.
[1839] Vgl. Offshore Regulations (1982), Art. 8.

Bei unter PSVs betriebenen Projekten können, in Abhängigkeit von den jeweiligen Projekteigenschaften und Vertragsbedingungen, zwischen 50 % und 62,5 % des geförderten Öls zur Deckung der Kosten (Kosten-Öl) eingesetzt werden. Das verbleibende Öl (Gewinn-Öl), abzüglich Ressourcensteuer (siehe nächster Abschnitt), wird entsprechend der Vertragsbedingungen zwischen den beteiligten Ölgesellschaften aufgeteilt.[1840] Sobald die Investitionskosten der ausländischen Ölgesellschaft vollständig durch das Kosten-Öl gedeckt worden sind, geht das Eigentum an Anlagen und Material an die CNOOC über. Der ausländische Partner darf diese – bei entsprechenden Vertragsvereinbarungen – weiter nutzen.[1841]

Die ebenfalls 2001 letztmals reformierten Onshore-Vorschriften sind maßgeblich für Onshore-Projekte, die gemeinschaftlich mit ausländischen Ölgesellschaften betrieben werden. Im Wesentlichen entsprechen die dortigen Regelungen denen der Offshore-Vorschriften. Anstelle der CNOOC sind bei Onshore-Projekten die CNPC und Sinopec berechtigt, Projekte gemeinsam mit ausländischen Partnern zu betreiben.

Die Festlegung von für Kooperationsprojekte freigegebene Gebiete sowie der konkreten Form der Zusammenarbeit soll von einer vom Staatsrat[1842] zu bestimmenden staatlichen Institution vorgenommen werden. Diese Institution ist auch für die Beurteilung und Genehmigung der Erschließungspläne zuständig. Gemeinschaftsprojekte mit ausländischen Ölgesellschaften bedürfen zudem der Genehmigung durch den Staatsrat.[1843]

Die Vergabe kann entweder über öffentliche Ausschreibungen oder direkte Verhandlungen erfolgen. Die Verträge müssen vor Inkrafttreten jedoch, wie bei Offshore-Projekten erst vom Handelsministerium genehmigt werden.[1844]

Fiskalischer Rahmen

Der fiskalische Rahmen für die chinesische Ölindustrie wurde letztmals im Jahr 2006 grundlegend reformiert und setzt sich aus mehreren Elementen zusammen.

Die seit März 2006 erhobene Windfall-Abgabe ist monatlich von allen in China ölfördernden Unternehmen zu entrichten. Die Steuer mit progressivem, vom Ölpreis abhängigen Steuersatz wird seit November 2011 erhoben, sofern der Ölpreis im entsprechenden Monat im Durchschnitt über 55 US-$ liegt und berechnet sich als: (Durchschnittspreis des verkauften Rohöls im Monat minus 55 US-$) × Steuersatz minus Freibetrag je Barrel.[1845]

[1840] Vgl. EY (2014), S. 117 und Hong und Kaiser (2010), S. 284.
[1841] Vgl. Offshore Regulations (1982), Art. 20.
[1842] Bei dem Staatsrat handelt es sich um die eigentliche Regierung Chinas unter Leitung des Premierministers. (Vgl. Auswärtiges Amt (2015af)).
[1843] Vgl. Onshore Regulations (1993), Art .6.
[1844] Vgl. Ebenda, Art.8.
[1845] Vgl. EY (2014), S. 115.

Tabelle 6.58: Windfall-Abgabe in China

Ölpreis (US-$ je Barrel)	**Steuersatz**	**Freibetrag (US-$ je Barrel)**
55-60	20 %	0,00
60-65	25 %	0,25
65-70	30 %	0,75
70-75	35 %	1,50
Über 75	40 %	2,50

Quelle: EY (2014), S. 115.

Der Satz der, in-natura zu entrichtenden, Royalty hängt von der jährlichen Fördermenge, der Förderregion, und davon ob ein Projekt an Land oder Offshore betrieben wird, ab. Das geförderte Öl wird, wie in Tabelle 6.59 für Offshore-Projekte und Onshore-Projekte in den Provinzen Qinghai, Tibet und Xinjiang dargestellt, gruppiert. So werden auf die ersten 1 Mio. Tonnen keine Royalties erhoben und auf die 4 Mio. Tonnen übersteigende Fördermenge 12,5 %. Für Onshore-Projekte in anderen Regionen des Landes unterscheidet sich die Royalty lediglich in der Hinsicht, dass diese bereits ab einer Fördermenge von 500.000 bis 1.000.000 Tonnen erhoben wird und 2 % beträgt.[1846]

Tabelle 6.59: Royalties in China

Jährliche Fördermenge (in tausend metrischen Tonnen)	**Royaltysatz**
Anteil der 1000 nicht überschreitet (ca. 20.000 b/d)	0 %
Anteil zwischen 1000 und 1500 (ca. 20.000 bis 30.000 b/d)	4,0 %
Anteil zwischen 1500 und 2000 (ca. 30.000 bis 40.000 b/d)	6,0 %
Anteil zwischen 2000 und 3000 (ca. 40.000 bis 60.000 b/d)	8,0 %
Anteil zwischen 3000 und 4000 (ca. 60.000 bis 80.000 b/d)	10,0 %
Anteil über 4.000 (ab ca. 80.000 b/d)	12,5 %

Quelle: EY (2014), S. 115f.

Ende September 2011 wurde die Ressourcensteuer eingeführt, deren Regelsatz 5 bis 10 Prozent auf den Verkaufspreis des geförderten Rohöls beträgt. Diese Steuer wird bei neuen Projekten (Vertragsunterzeichnung ab November 2011) anstelle der Royalty erhoben. Bei aufwändigen und kostenintensiven Projekten (Schwerstöl, Anwendung tertiärer Fördermethoden, Lagerstätten mit geringen Vorkommen, Tiefwasser-Felder) wird die Menge des zu versteuernden Öls um 20 bis 40 % reduziert.[1847]
Das vierte fiskalische Element stellt die, zum November 2011 eingeführte, Abgabe auf mineralische Rohstoffe dar. Diese gilt für alle Projekte mit ausländischer Beteiligung, deren Verträge ab November 2011 unterzeichnet wurden, und beträgt 1 % auf den Wert des geförderten Erdöls. Projekte, bei denen die Verträge vor November 2011 unterzeichnet wurden, können von der Steuer ausgenommen werden.[1848]

[1846] Vgl. Ebenda, S. 115f.
[1847] Vgl. EY (2014), S. 117 und China State Council (2011).
[1848] Vgl. EY (2014), S. 117.

Die Körperschaftsteuer beträgt 25 % auf die in China erwirtschafteten Gewinne. Gewinne und Verluste verschiedener, von einer Ölgesellschaft in China betriebener, Projekte können entsprechend hinsichtlich der Körperschaftsteuer miteinander verrechnet werden. Verluste können bis zu fünf Jahre in die Zukunft vorgetragen werden.[1849]
Zuletzt wurde der fiskalische Rahmen im Oktober 2014 (in Kraft seit Dezember 2014) dahingehend geändert, dass der Steuersatz der Ressourcensteuer auf 6 % (für Öl und Gas) angehoben wurde und die Abgabe auf mineralische Rohstoffe gleichzeitig ausgesetzt wurde.[1850] Am kombinierten Steuersatz von 6 % auf den Verkaufswert des geförderten Rohöls hat sich somit nichts geändert.
Für die Erstellung der Kostenkurven wird die Ressourcensteuer mit ihrem Steuersatz von 6 % berücksichtigt, da es sich bei dieser um eine Wertabgabe handelt, die sich auf die Grenzkosten eines Ölprojekts auswirkt und bei neuen Projekten erhoben wird.

6.2.10.3 Gegenwart der chinesischen Ölindustrie

Zwar stieg die chinesische Fördermenge in den vergangenen Jahren an, jedoch schwächte sich der Anstieg zuletzt deutlich ab. So stieg die Fördermenge zwischen 2010 und 2014 um lediglich ca. 100.000 b/d bzw. ca. 2,5 % auf ca. 4,2 mb/d. Gemäß EIA stammten ca. 80 % (3,4 mb/d) der Fördermenge im Jahr 2014 aus Onshore-Feldern und ca. 20 % (0,8 mb/d) aus Offshore-Feldern.[1851]
Die Lagerstätten verteilen sich in China über weite Teile des Landes. Die bereits in der Förderphase befindlichen Onshore-Felder befinden sich hauptsächlich im Nordwesten des Landes sowie im Osten und Nordosten. Die von der CNOOC gemeinschaftlich mit ausländischen Ölgesellschaften betriebenen Offshore-Felder befinden sich hauptsächlich im Bohai-Meer - einem Randmeer des Gelben Meeres - und im Südchinesischen Meer (vgl. Abbildung 9.15).
Die, gemäß EIA (2015, CH), hinsichtlich ihrer Fördermenge im Jahr 2014 wichtigsten Felder und Regionen des Landes sind in Tabelle 6.60 zusammengefasst. Wie in der Tabelle zu sehen, stammte ein Großteil der chinesischen Fördermenge (ca. 2,45 mb/d) im Jahr 2014 aus Feldern, die sich bereits seit über 25 Jahren in der Förderphase befinden. Die Fördermenge im Bohai-Meer belief sich im Jahr 2014 auf durchschnittlich ca. 0,4 mb/d und im Südchinesischen Meer auf ca. 0,22 mb/d. Im, zwischen dem Gelben Meer und Südchinesischen Meer befindlichen, Ostchinesischen Meer, das in der jüngeren Vergangenheit im Mittelpunkt politischer Konflikte zwischen China und Japan stand, wird bisher kaum Öl von der CNOOC gefördert (ca. 900 b/d), was sich vor allem durch die Territorialstreitigkeiten begründet.[1852]

[1849] Vgl. Ebenda, S. 118.
[1850] Vgl. EY (2014a).
[1851] Vgl. EIA (2015, CH), S. 6 und BP (2015).
[1852] Vgl. CNOOC (2014), S. 3 und EIA (2014, CH).

Tabelle 6.60: Wichtigste Ölfelder und Regionen in China im Jahr 2014

Feld/Region (Förderstart)*	Ölgesellschaft	Region	Fördermenge 2014
Daqing (1959)	CNPC (PetroChina)	Nordosten	0,8 mb/d
Shengli (1961)	Sinopec	Osten	0,557 mb/d
Liaohe (1970)	CNPC (PetroChina)	Nordosten	0,2 mb/d
Junggar & Tarim (1989)	CNPC (PetroChina)	Nordwesten	0,4 mb/d
Changqing (1975)	CNPC (PetroChina)	Ostzentralchina	0,5 mb/d
Bohai	CNOOC	Bohai-Meer	0,404 mb/d
Südchinesisches Meer	CNOOC	Südchinesisches Meer	0,222 mb/d
Summe			3,083 mb/d

Datenquellen: EIA (2015, CH), S. 6f und (*) Höök et al. (2010), S. 238.

Gemäß Tang et al. (2010) blieb die Menge neu entdeckter Vorkommen seit Anfang der 1990er Jahre stets hinter der Fördermenge zurück.[1853] Die nachgewiesenen Reserven des Landes beliefen sich zwischen 1990 und 2009 auf 15 bis 17,5 Mrd. Barrel.[1854] Dass es in dieser Zeit zu keinem signifikanten Rückgang der nachgewiesenen Reserven kam, lässt sich durch technischen Fortschritt (Entwicklung neuer Fördertechnologien) und den Anstieg der Ölpreise seit Beginn des neuen Jahrtausends begründen, durch die bisher als Ressourcen klassifizierte Ölvorkommen nun wirtschaftlich förderbar sind (so dass diese nun den Reserven zugeordnet werden).

6.2.10.4 Ermittlung der chinesischen Kostenkurven im Jahr 2014

Die Fördermengen und Förderkosten der drei großen staatlichen chinesischen Ölgesellschaften im Jahr 2014 sind in Tabelle 6.61 zusammengefasst.

Tabelle 6.61: Fördermengen und Förderkosten der chinesischen Ölgesellschaften

Ölgesellschaft	Fördermenge	Förderkosten (US-$/b)	Kostenspanne für Angebotskurven (±50 %)
CNPC (PetroChina)	2,26 mb/d	13,76 (weltweit)	6,88 – 20,64
CNOOC	0,80 mb/d	9,83 (in China)	4,92 – 14,75
Sinopec	0,85 mb/d	18,42 (weltweit)	9,21 – 27,63
Gesamt	3,91 mb/d		

Datenquellen: Sinopec (2015), S. 17, PetroChina (2015a), S. 14 und PetroChina (2015), S. 26 und CNOOC Limited (2015), S. 59 und CNOOC (2015), S. 30.

Wie in Tabelle 6.61 zu sehen, trug PetroChina zuletzt mit über 50 % zur chinesischen Fördermenge bei, während der Anteil der CNOOC und Sinopec jeweils bei ca. 20 % lag.

[1853] Vgl. Tang et al. (2010), S. 3098.
[1854] Vgl. BP (2014).

Die durchschnittlichen Förderkosten der von der CNOOC betriebenen Offshore-Projekte in China betrugen im Jahr 2014 durchschnittlich 9,83 US-$ je Barrel. Die Förderkosten der Sinopec beliefen sich auf durchschnittlich ca. 18,42 US-$ je Barrel[1855] und haben sich damit gegenüber 2006, als sie noch ca. 8,90 US-$ je Barrel betrugen,[1856] verdoppelt und sind seit 2004, als sie sich auf 6,72 US-$ beliefen,[1857] um ca. 175 % gestiegen. Da über 85 % des von Sinopec im Jahr 2014 geförderten Erdöls aus China stammten,[1858] wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die von Sinopec ausgewiesenen weltweiten durchschnittlichen Förderkosten auch den durchschnittlichen Förderkosten der von dem Unternehmen in China betriebenen Projekte entsprechen.
PetroChina wies für das Jahr 2014 Förderkosten von 13,76 US-$ je Barrel auf, die sich ebenfalls auf die weltweite Fördermenge des Unternehmens beziehen. Da auch bei dieser Ölgesellschaft über 85 % der Fördermenge aus China stammen, wird auch für PetroChina die Annahme getroffen, dass die durchschnittlichen weltweiten Förderkosten den durchschnittlichen Förderkosten des Unternehmens in China entsprechen.[1859] Da die drei großen Ölgesellschaften jeweils eine Vielzahl von Feldern betreiben die sich, hinsichtlich ihrer Eigenschaften und der Förderphase in der sie sich befinden, erheblich voneinander unterscheiden, wird jeweils ein Intervall von ±50 % um die ausgewiesenen durchschnittlichen Förderkosten angenommen.
Dass die Förderkosten der Onshore-Felder im Vergleich zu den Offshore-Feldern höher ausfallen, liegt insbesondere daran, dass der Großteil der Onshore-Förderung aus bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befindlichen Feldern stammt, bei denen vermehrt sekundäre und tertiäre Fördermethoden wie die Injektion von Wasser und Wasserdampf angewandt werden um dem natürlichen Fördermengenrückgang entgegenzuwirken, wohingegen die Förderung aus den Offshore-Feldern noch nicht so lange betrieben wird.[1860]
Wird die Ressourcensteuer von 6 % berücksichtigt, ergeben sich die in Abbildung 6.139 dargestellten kurzfristigen Angebotskurven.

[1855] 800 RMB je Tonne (Umgerechnet mit WK von 6,2 RMB/USD und 7,33 Barrel je Tonne), Vgl. Sinopec (2014), S. 22.
[1856] 520 RMB je Tonne (umgerechnet mit WK von 8,0 RMB/USD und 7,33 Barrel je Tonne), Vgl. Sinopec (2008), S. 28.
[1857] Vgl. Sinopec (2006), S. 32.
[1858] 310,9 von 360,7 Mio. Barrel, Vgl. Sinopec (2015), S. 17.
[1859] 823,2 von 945,5 Mio. Barrel, Vgl. PetroChina (2015a), S. 13.
[1860] Vgl. Andrews-Speed (2004), S. 19f.

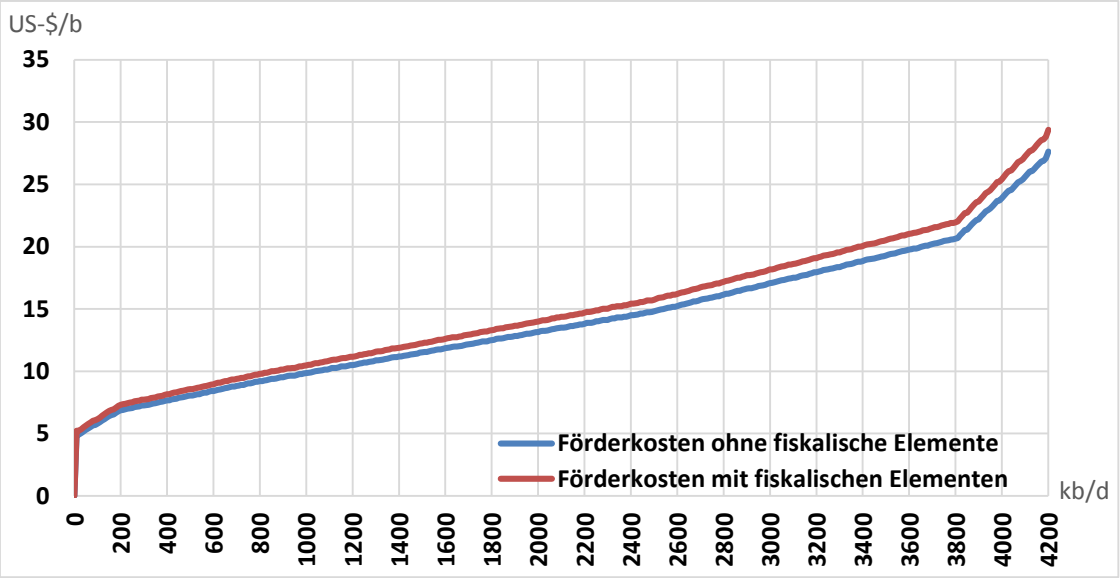


Abbildung 6.139: Kurzfristige Angebotskurven in China

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.139 zu sehen, beliefen sich die Förderkosten in China im Jahr 2014 auf ca. 5 bis 28 US-$ je Barrel. Wird auch die Ressourcensteuer berücksichtigt, steigen die laufenden Kosten auf ca. 6 bis 29 US-$ je Barrel an. Bei einem Ölpreis von über 30 US-$ je Barrel werden die laufenden Kosten der in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes somit durch den Verkaufswert des geförderten Rohöls gedeckt, so dass erst bei Ölpreisen unterhalb dieses Niveaus mit vorübergehenden Stilllegungen bereits in der Förderphase befindlicher Projekte zu rechnen wäre.

Für die Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten lässt sich das Verfahren der Ermittlung über die Bohrlochkosten und Fördermengen je Bohrloch für China nicht anwenden, da keine Informationen zur Tiefe der Lagerstätten des Landes vorliegen. Daher erfolgt die Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten mittels Daten zu den vergangenen Explorationskosten und neu entdeckten Reserven.

Unter der Annahme einer fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase sollten Lagerstätten die zwischen 2006 und 2008 entdeckt wurden sich im Jahr 2014 in den ersten Jahren der Förderphase befunden haben. Die Explorationskosten je Barrel der drei großen staatlichen chinesischen Ölgesellschaften für diese Jahre werden ermittelt, indem die angefallenen Explorationskosten auf die neu entdeckten Reserven bezogen werden. Da sich die Daten von CNOOC, PetroChina und Sinopec zu den Explorationskosten sowohl auf Rohöl als auch auf Erdgas-Explorationen beziehen, werden die neu entdeckten Erdgas-Vorkommen mittels des üblichen Konversionsfaktors[1861] ebenfalls berücksichtigt.

Die Explorationskosten der Jahre 2006 bis 2008 werden mittels des UCCI in das Jahr 2014 extrapoliert, so dass sich abschätzen lässt, wie hoch die Kosten der Explorationsmaßnahmen im Jahr 2014 gewesen wären.

[1861] 1 Mrd. Kubikmeter Erdgas = 0,19 Mio. BOE.

Tabelle 6.62: Explorationskosten der staatlichen chinesischen Ölgesellschaften

	Explorationskosten (in Mio. US-$)	Ausweitung der Reserven (in Mio. Barrel)	Kosten je Barrel US-$ des Jahres[1862] / (2014er US-$)
		CNOOC	
2006	277,5	152,7	1,82 / (2,67)
2007	523,8	160,5	3,26 / (4,01)
2008	785,5	180,8	4,34 (4,56)
		PetroChina	
2006	3830,5	1676,5	2,28 / (3,35)
2007	4738,5	1819,1	2,60 / (3,20)
2008	5419,9	1982,0	2,73 / (2,87)
		Sinopec	
2006	1394,4	180,3	7,73 / (11,36)
2007	2073,6	819,8	2,53 / (3,11)
2008	1862,9	246,4	7,56 / (7,95)

Datenquellen: CNOOC (2008), CNOOC (2010), PetroChina (2008) und PetroChina (2008a), PetroChina (2010), Sinopec (2008a) und Sinopec (2009).

Unter den üblichen Annahmen (Erschließungsdauer fünf bis sieben Jahre, Diskontfaktor 10 %, Verhältnis von Explorations- zu Erschließungskosten 0,27:1) ergeben sich die in Tabelle 6.62 dargestellten aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten für die Projekte, die in der jüngeren Vergangenheit die Förderphase erreicht haben sollten.

Tabelle 6.63: Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten in China

	Aufgezinste Explorations-kosten	Erschließungs-kosten	Aufgezinste Erschließungs-kosten	Aufgezinste Explorations- und Erschlie-ßungs-kosten
CNOOC	5,78 – 11,94	9,89 – 16,89	13,28 – 25,18	19,06 – 37,12
PetroChina	6,21 – 8,77	10,63 – 12,41	14,28 – 18,50	20,49 – 27,27
Sinopec	6,73 – 29,75	11,52 – 42,07	15,47 – 62,73	22,20 – 92,48

Eigene Darstellung

Die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten der jüngeren, in der Förderphase befindlichen Projekte belaufen sich unter den vorgenommenen Berechnungen bei der CNOOC auf 19,06 bis 37,12 US-$ je Barrel, bei PetroChina auf 20,49 bis 27,27 US-$ je Barrel und bei der Sinopec auf 22,20 bis 92,48 US-$ je Barrel.
Gemäß Tabelle 6.63 stammen ca. 2,45 mb/d (davon 1,9 mb/d bei der CNPC und 0,55 mb/d bei der Sinopec) aus älteren Feldern, die sich bereits seit Jahrzehnten in der Förderphase befinden. Da für diese Felder keine Informationen zu den Explorations- und Erschließungskosten vorliegen und sich diese aufgrund des Mangels an Informationen zu

[1862] Wechselkurse basierend auf IWF (2015): 2006: 7,98 RMB/USD, 2007: 7,60 RMB/USD, 2008: 6,95 RMB/USD.

den Lagerstätteneigenschaften kaum abschätzen lassen, wird basierend auf der Annahme, dass die am einfachsten und kostengünstigsten auszubeutenden Lagerstätten zuerst entdeckt und erschlossen werden, hinsichtlich der Explorations- und Erschließungskosten die Annahme getroffen, dass diese sich am unteren Rand der ermittelten Kosten befinden. Somit werden für 1,9 mb/d der PetroChina zugeordneten Fördermenge Explorations- und Erschließungskosten von 20,49 US-$ je Barrel angenommen und für 0,55 mb/d der auf Sinopec entfallenden Fördermenge Explorations- und Erschließungskosten von 22,20 US-$ je Barrel.
Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 6.140 dargestellten Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes.

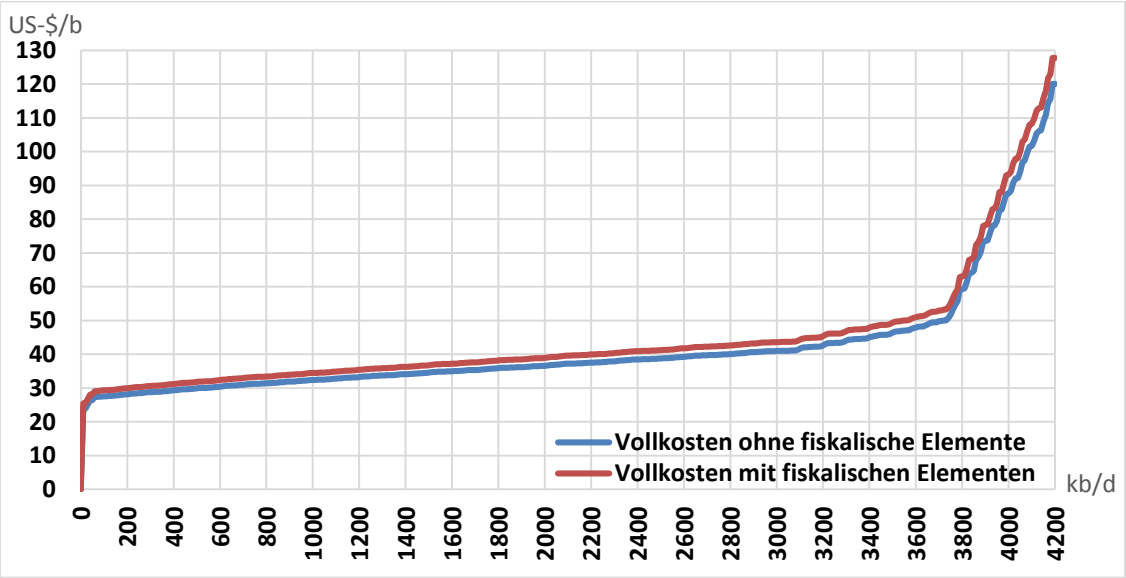


Abbildung 6.140: Chinesische Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 6.140 zu sehen, belaufen sich die technischen Vollkosten der meisten Projekte (ca. 3,7 mb/d) auf weniger als 50 US-$ je Barrel. Der Anstieg der Vollkosten auf bis zu 120 US-$ je Barrel hängt mit dem größeren Explorations- und Erschließungsaufwand der in der jüngeren Vergangenheit explorierten und erschlossenen Felder des Landes zusammen. Wird auch die Ressourcenabgabe berücksichtigt, betragen die Vollkosten bis zu ca. 128 US-$ je Barrel.

6.2.10.5 Ausblick und Ermittlung der langfristigen Angebotskurven

Gemäß BP-Statistikjahrbuch beliefen sich die chinesischen Ölreserven Ende 2014 auf ca. 18,5 Mrd. Barrel.[1863] Campbell (2013) schätzte die Reserven aus konventionellen Lagerstätten in China auf 31 Mrd. Barrel (Ende 2010) von denen 24 Mrd. Barrel bekannt sind und ca. 6,1 Mrd. Barrel erst noch entdeckt werden müssen. Die kumulierte Fördermenge

[1863] Vgl. BP (2015).

bis einschließlich 2010 schätzte er auf ca. 39 Mrd. Barrel.[1864] Die durchschnittliche chinesische Fördermenge belief sich in den Jahren 2011 bis 2014 auf ca. 4,1 mb/d, so dass sich für diesen Zeitraum eine Fördermenge von ca. 6 Mrd. Barrel ergibt. Unter Verwendung der von Campbell vorgenommenen Schätzungen zu Reserven und kumulierter Fördermenge bis 2010 würde sich für Ende 2014 eine kumulierte Fördermenge von ca. 45 Mrd. Barrel und nachgewiesene Reserven von ca. 19 Mrd. Barrel ergeben.
Die BGR (2014) schätzte die chinesischen Reserven Ende 2013 auf ca. 18,1 Mrd. Barrel und die kumulierte Fördermenge bis Ende 2013 auf ca. 44,7 Mrd. Barrel.[1865] Unter Berücksichtigung der Fördermenge von ca. 1,5 Mrd. Barrel im Jahr 2014 belief sich die kumulierte Fördermenge bis Ende 2014 auf ca. 46,2 Mrd. Barrel.
Unter Verwendung der Hubbert-These zum Zusammenhang zwischen Ölvorkommen und Fördermenge sollte vor dem Hintergrund, dass die kumulierte Fördermenge die noch verbleibenden konventionellen Ölvorkommen mittlerweile deutlich übersteigt, scheint es wahrscheinlich, dass die konventionelle Fördermenge des Landes ihr Peak-Niveau bereits erreicht hat und zukünftig sinken dürfte. So prognostiziert Campbell für die chinesische Fördermenge einen Rückgang auf ca. 2,5 mb/d bis zum Jahr 2020 und auf ca. 1,6 mb/d bis 2030. Bei dieser Prognose berücksichtigt er ausschließlich konventionelle Ölvorkommen.[1866] Feng et al. (2008) nahmen ebenfalls Prognosen zur konventionellen Ölfördermenge vor. Das Erreichen des Fördermaximums erwarteten sie, basierend auf ihren Schätzungen zu den ursprünglich vorhandenen technisch förderbaren konventionellen Vorkommen (68 bis 115 Mrd. Barrel), im Jahr 2011 mit ca. 4,0 mb/d.[1867]
Ma et al. (2012) berücksichtigten für ihre Prognose zur chinesischen Fördermenge sowohl konventionelle als auch unkonventionelle Vorkommen. Sie schätzten die konventionellen förderbaren Ölvorkommen auf ca. 155 Mrd. Barrel. Darüber nahmen sie Tight-Oil- und Ölsandvorkommen von ca. 88 Mrd. Barrel (12 Mrd. Tonnen) bzw. ca. 17 Mrd. Barrel (2,3 Mrd. Tonnen) an. Darauf basierend erwarten sie eine Fördermenge von ca. 4 mb/d (200 Mio. Tonnen p. a.) bis zum Jahr 2030.[1868]
Die EIA prognostiziert zwar einen Anstieg der chinesischen Förderung flüssiger Energieträger auf 4,6 mb/d im Jahr 2020, führt diesen Anstieg aber auch auf die Anwendung unkonventioneller Methoden, wie der Gas- und Kohleverflüssigung, zurück, die im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden. Für die Rohölförderung hingegen prognostiziert die EIA, dass diese auf dem bisherigen Niveau bleibt.[1869]
Die internationale Energieagentur wiederum erwartet in ihrem mittelfristigen Ölmarktbericht (2014) für die chinesische Fördermenge einen leichten Anstieg auf ca. 4,3 mb/d bis zum Jahr 2019. Diesen Anstieg führt die IEA primär auf die Anwendung tertiärer Fördermethoden in, bereits in der Förderphase befindlichen, konventionellen Lagerstätten zurück. Unkonventionelle Ölvorkommen hingegen tragen gemäß IEA in den kommenden

[1864] Vgl. Campbell (2013), S. 129.
[1865] Vgl. BGR (2014), S. 72.
[1866] Vgl. Campbell (2013), S. 129.
[1867] Vgl. Feng et al. (2008), S. 4151f.
[1868] Vgl. Ma et al. (2012), S. 46f.
[1869] Vgl. EIA (2014, CH).

Jahren kaum zur chinesischen Fördermenge bei. So sind die Tight-Oil-Vorkommen gemäß IEA zu weit verstreut und befinden sich in größeren Tiefen im Vergleich zu den USA, so dass sie deutlich kostenintensiver zu erschließen und fördern wären und die Erschließung der Vorkommen demnach gegenwärtig kaum rentabel wäre.[1870]
Obwohl die Förderkosten der beiden stattlichen Ölgesellschaften PetroChina und Sinopec bereits im Jahr 2014 mit 13,76 bzw. 18,42 US-$ je Barrel recht hoch ausfielen, erfolgte die Förderung aus konventionellen Onshore-Lagerstätten gemäß Wei et al. (2015) bisher mittels sekundärer Fördermethoden, wohingegen tertiäre Fördermethoden noch nicht großflächig zum Einsatz kamen.[1871] Wei et al. (2015) untersuchten das Potential zur zukünftigen Anwendung von CO_2-EOR-Methoden bei Onshore-Feldern des Landes, bei denen die Förderung mittels primärer und sekundärer Fördermethoden bereits weit fortgeschritten ist. Unter Anwendung ihres Kostenmodells ermittelten sie zusätzliche nötige Investitionen von ca. 4 US-$ je Barrel für die Umrüstung bereits erschlossener Felder. Die Förderkosten schätzten sie bei einer Anwendung von CO_2-EOR-Methoden auf ca. 16,50 bis 28 US-$ je Barrel (ca. 8,50 bis 20 US-$ je Barrel für die Beschaffung oder das Recycling von CO_2 und ca. 8 US-$ je Barrel für weitere Betriebskosten).[1872] Das zusätzliche Potential durch die Anwendung von CO_2-EOR-Methoden sehen sie, in Abhängigkeit von den Bedingungen (fiskalische Behandlung, Diskontfaktor, Ölpreis) bei ca. 6,6 bis 8,1 Mrd. Barrel (0,9 bis 1,1 Mrd. Tonnen). Die durchschnittliche Förderphase entsprechender Projekte schätzen sie auf 12 Jahre.[1873]
Für die Erstellung der Angebotskurven für die Jahre 2019 und 2024 wird die Annahme getroffen, dass die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Onshore-Feldern des Landes ohne die Anwendung von EOR-Methoden zukünftig um durchschnittlich 5 % p. a. (natürlicher Fördermengenrückgang) sinken würde und die Fördermenge der Flachwasserprojekte um durchschnittlich 7,5 % p. a. sinken würde. Demnach ergäbe sich für die bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten eine Fördermenge von 3,15 mb/d im Jahr 2019 und 2,4 mb/d im Jahr 2024.
Eine Übersicht der Schätzungen aktueller Studien zu den unkonventionellen Ölvorkommen des Landes liefert Tabelle 6.64.

Tabelle 6.64: Unkonventionelle Ölvorkommen in China (Mio. bzw. Mrd. Barrel)

Art der Vorkommen		**Zou et al. (2015)**	**Wang et al. (2015)**
Tight-Oil	Nachgewiesene Reserven	13,45 Mrd.	1,4 – 2,7 Mrd. (*)
	Technisch Förderbare Vorkommen	102,9 - 106,6 Mrd.	2,0 – 62,8 Mrd. (*)
Ölschiefer (Kerogen)	Nachgewiesene Reserven	-	-

[1870] Vgl. IEA (2014), S. 96.
[1871] Vgl. Wei et al. (2015), S. 170.
[1872] Vgl. Ebenda, S. 174f.
[1873] Vgl. Ebenda, S. 177-179.

	Technisch Förderbare Vorkommen	22 – 44 Mrd.	4,7 – 88,2 Mrd. (*)
Ölsande	Nachgewiesene Reserven	73,5 Mio.	1,0 – 73,5 Mio. (*)
	Technisch Förderbare Vorkommen	16,9 Mrd.	16,6 Mrd.
Schwer- und Schwerstöl	Nachgewiesene Reserven	8,09 Mrd.	750 Mio. – 8,09 Mrd. (*)
	Technisch Förderbare Vorkommen	14,0 Mrd.	14,0 – 21,3 Mrd. (*)

Datenquellen: Zou et al. (2015), S. 945 und Wang et al. (2015), S. 33-36 (*) Bandbreite weiterer, von Wang et al. zusammengefasster, Studien. Alle Werte umgerechnet von Tonnen in Barrel.

Gemäß den in Tabelle 6.64 aufgeführten Schätzungen zu den Vorkommen bietet die Erschließung der Schwer- und Schwerstöllagerstätten sowie der Tight-Oil-Lagerstätten in der näheren Zukunft das größte Potential für Ausweitungen der Fördermenge. Kaum Potential besteht hingegen bei Ölsanden und Ölschiefer, bei denen zwar große förderbare Vorkommen vorhanden sind, diese aufgrund der Eigenschaften der Lagerstätten jedoch aktuell nicht wirtschaftlich förderbar scheinen.

Gemäß einer Studie der US-Energieagentur aus dem Jahr 2013 verfügt China mit ca. 32 Mrd. Barrel, nach Russland und den USA, über die weltweit drittgrößten technisch förderbaren Tight-Oil-Vorkommen.[1874]

Ölschiefer wird in China im Tagebauverfahren – ähnlich dem Mining-Verfahren bei kanadischen Ölsanden – bereits seit den 1920er Jahren gewonnen. Die nachgewiesenen Reserven beliefen sich gemäß Qian et al. (2006) auf ca. 264 Mrd. Barrel (36 Mrd. Tonnen).[1875] Der Anteil des aus dem abgebauten Ölschiefer extrahierbaren Rohöls unterscheidet sich jedoch erheblich zwischen verschiedenen Lagerstätten und beträgt zwischen 4,5 % und 14 %. Basierend auf Daten aus dem Jahr 2011, als sich die gewonnen Menge an Rohöl auf 650.000 Tonnen (ca. 13.000 b/d) belief und die Menge an abgebautem Gestein auf ca. 10 Mio. Tonnen,[1876] betrug der durchschnittliche Anteil des extrahierbaren Öls ca. 6,5 %. Ausgehend davon würden sich die nachgewiesenen Reserven aus Ölschiefer auf lediglich ca. 17 Mrd. Barrel belaufen. Wie in Tabelle 6.64 zu sehen, weisen andere aktuelle Studien für China nur Ressourcen und keine Reserven für Ölschiefer auf. Das bedeutendste der fünf Ölschiefer-Fördergebiete stellt Fushun dar, wo bereits seit den 1920ern Schieferöl gewonnen und verarbeitet wird (Mine und Aufbereitungsanlagen) und das noch immer mit ca. 350.000 Tonnen zur chinesischen Ölschieferförderung beitrug.[1877] Die Förderkosten beliefen sich im Jahr 2005 auf durchschnittlich ca. 25 US-$ je Barrel,[1878] wohingegen keine neueren Informationen zu den Kosten vorliegen.

[1874] Vgl. EIA (2013).
[1875] Vgl. Qian et al. (2006), S. 1.
[1876] Vgl. Li (2012), S. 101 und Qian et al. (2006), S. 1f.
[1877] Vgl. Qian et al. (2006), S. 1.
[1878] Vgl. Qian et al. (2006), S. 1f. (Gemäß Qian et al. 1500 Yuan je Tonne, Umrechnung: 1 US-$ = 8 Yuan Datenquelle für WK: IWF (2015)).

Chengzao et al. (2012) befassten sich ebenfalls mit den unkonventionellen Vorkommen des Landes. Gemäß ihren Schätzungen belaufen sich die Vorkommen (Ressourcen) an Schieferöl auf ca. 54 bis 59 Mrd. Barrel (7,4 bis 8 Mrd. Tonnen). Die Ölsandreserven schätzen sie auf ca. 3,8 Mrd. Barrel (0,523 Mrd. Tonnen). Hinsichtlich einer baldigen Ausbeutung der Ölsandvorkommen sind sie jedoch skeptisch, da diese eine schlechte Qualität aufweisen und sich auf viele Lagerstätten verteilen und die Erschließung und Förderung entsprechend schwierig und kostenintensiv ausfällt.
Während die Schwer- und Schwerstölförderung des Landes gemäß Wang et al. (2015) zuletzt ca. 450.000 bis 500.000 b/d betrug,[1879] und damit mit über 10 % zur chinesischen Fördermenge beitrug, fällt die Förderung weiterer unkonventioneller Vorkommen bisher gering aus. So belief sich die Ölsand-Förderkapazität zuletzt auf unter 2.000 b/d (< 0,1 Mio. Tonnen) und die Ölschieferfördermenge auf ca. 14.000 b/d (0,7 Mio. Tonnen im Jahr 2012), wohingegen noch keine Exploration und Erschließung von Tight-Oil-Lagerstätten vorgenommen worden scheint.[1880]
Wang et al. entwarfen für die zukünftige Entwicklung der Fördermenge aus unkonventionellen Ölvorkommen zwei Szenarien. Gemäß dem ersten Szenario, bei dem alle förderbaren unkonventionellen Vorkommen langfristig (bis zum Jahr 2160) gefördert werden, steigt die Fördermenge aus unkonventionellen Vorkommen bis 2025 auf ca. 1,15 mb/d an (2019 ca. 0,65 mb/d; 2024: ca. 1,05 mb/d). Davon sollen über 90 % aus der Förderung von Schwer- und Schwerstöl stammen. Im zweiten Szenario, das sowohl technische als auch ökonomische Aspekte berücksichtigt (Fördermengenprognose basiert auf den nachgewiesenen Reserven) soll die Fördermenge aus unkonventionellen Vorkommen bis 2019 auf ca. 0,9 mb/d und bis 2024 auf ca. 0,95 mb/d ansteigen, aus Schwer- und Schwerstölprojekte mit ca. 60 % und Tight-Oil-Projekte mit ca. 40 % beitragen sollen.[1881] Bildet man jeweils den Mittelwert aus den in den beiden Szenarien ermittelten Fördermengen, ergibt sich für 2019 eine Fördermenge von ca. 0,8 mb/d und für 2024 von ca. 1,0 mb/d aus unkonventionellen Ölvorkommen. Da die Fördermenge von Schwer- und Schwerstöl bereits zuletzt ca. 0,5 mb/d ausmachte (die Fördermenge aus den anderen unkonventionellen Vorkommen betrug weniger als 20.000 b/d), würde sich gegenüber 2014 ein Anstieg der Fördermenge aus unkonventionellen Vorkommen um 0,3 mb/d bis zum Jahr 2019 und 0,5 mb/d bis zum Jahr 2024 ergeben. Für diese zusätzliche Fördermenge wird, basierend auf den Schätzungen von Wang et al., angenommen, dass im Jahr 2019 0,2 mb/d aus Schwer- und Schwerstölprojekten und 0,1 mb/d aus Tight-Oil-Projekten stammen. Die weiteren 0,2 mb/d bis 2024 setzen sich aus 0,1 mb/d aus Schwer- und Schwerstölprojekten und 0,1 mb/d aus Tight-Oil-Projekten zusammen.
Ein grundsätzliches Problem der chinesischen Ölgesellschaften besteht darin, dass diese bisher noch nicht über das technische Know-how kanadischer und US-amerikanischer

[1879] 24 Mio. Tonnen im Jahr 2012. Aktuellere Informationen zur Schwer- und Schwerstölförderung sind nicht verfügbar.
[1880] Vgl. Wang et al. (2015), S. 33-36.
[1881] Vgl. Ebenda, S. 37.

Ölgesellschaften hinsichtlich der Ausbeutung unkonventioneller Ölvorkommen verfügen. Vor diesem Hintergrund beteiligten sich die chinesischen Ölkonzerne in den vergangenen Jahren vermehrt an Projekten und Ölgesellschaften in den USA und Kanada, um so auf deren technisches Know-how zurückgreifen zu können. Das prominenteste Beispiel hierfür stellt die Akquisition der kanadischen Ölgesellschaft Nexen durch die CNOOC im Jahr 2012 dar. Durch diese Akquisition erhielt die CNOOC auch Zugang zu den Tight-Oil und Ölsand-Fördertechnologien von Nexen.[1882] Darüber hinaus wurden im Juli und November 2013 Kooperationsverträge zwischen den chinesischen Ölgesellschaften PetroChina und CNPC und den ausländischen Ölgesellschaften Hess (USA) und Shell (Großbritannien) über die Exploration und Erschließung chinesischer Tight-Oil-Lagerstätten abgeschlossen.[1883]

Da die ermittelten technischen Vollkosten der von der CNOOC betriebenen Offshore-Projekte nicht mehr als ca. 51 US-$ je Barrel betragen, entfallen die höchsten technischen Vollkosten der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte auf Onshore-Projekte. Bei diesen wiederum ist anzunehmen, dass solche zur Förderung unkonventioneller Vorkommen die höchsten technischen Vollkosten aufweisen. Da bisher nur Schwer- und Schwerstölprojekte in größerem Umfang betrieben werden, sollten diese, die mit ca. 500.000 b/d zur Fördermenge im Jahr 2014 beitrugen, auch die höchsten technischen Vollkosten aufweisen. Die technischen Vollkosten der 500.000 am kostenintensivsten zu fördernden Barrel beliefen sich im Jahr 2014 auf ca. 50 bis 120 US-$ je Barrel. Da sich diese auf Schwer- und Schwerstölprojekte beziehen, wird für neue Schwer- und Schwerstölprojekte wird angenommen, dass sich deren technische Vollkosten ebenfalls auf 50 bis 120 US-$ je Barrel belaufen würden.

Da, wie bereits erörtert, die chinesischen Tight-Oil-Lagerstätten im Vergleich zu Lagerstätten in den USA schwieriger zu erschließen sind, sollten auch die technischen Kosten von Tight-Oil-Projekten höher ausfallen als in den USA. So schätzte das amerikanische Marktforschungsunternehmen IHS die Vollkosten von Tight-Oil-Projekten in China jüngst auf durchschnittlich 75 US-$. Ein signifikanter Anstieg der Fördermenge wird von IHS für die nahe Zukunft nicht erwartet. So prognostiziert IHS nur einen langsamen Anstieg der chinesischen Tight-Oil-Fördermenge auf ca. 0,4 bis 0,5 mb/d bis zum Jahr 2040.[1884] Nimmt man hinsichtlich der Förderkosten die, auch für die USA und Kanada ermittelten ca. 5 bis 20 US-$ je Barrel an, belaufen sich die Explorations- und Erschließungskosten der Tight-Oil-Lagerstätten, basierend auf der IHS-Schätzung, auf ca. 62,50 US-$ je Barrel.

Hinsichtlich EOR-Methoden, die gemäß der internationalen Energieagentur in den kommenden Jahren einen wesentlichen Beitrag zur Fördermenge des Landes leisten sollen, wird die Annahme getroffen, dass durch deren Anwendung der Fördermengenrückgang der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte des Landes bis 2019 vollständig kompensiert werden könnte und bis 2024 auf 2,5 % halbiert wird. Für die zusätzlichen

[1882] Vgl. IEA (2014a), S. 17, 21.
[1883] Vgl. Ebenda, S. 21.
[1884] Vgl. Webster (2014), S. 6f.

Erschließungskosten werden die von Wie et al (2015) ermittelten 4 US-$ je Barrel angenommen und hinsichtlich der Förderkosten eine Spanne von 16 bis 28 US-$ je Barrel.
Die CNOOC strebte zuletzt eine Ausweitung der Offshore-Fördermenge auf ca. 0,93 mb/d im Jahr 2017 an (66 % von 513 Mio. Barrel). Dazu sollen insbesondere sieben Felder, die 2015 die Förderphase erreichen bzw. bei denen 2015 Felderweiterungen abgeschlossen werden, mit ihrer Peak-Fördermenge von aggregiert ca. 117.000 b/d beitragen.[1885] Da die CNOOC zuletzt ankündigte, ihre Explorations- und Erschließungskosten vor dem Hintergrund der gesunkenen Ölpreise massiv (Explorationskosten um 29 bis 38 % gegenüber 2014, Erschließungskosten um 23 bis 33 % gegenüber 2014) zu senken und lediglich bereits in der Erschließungsphase befindliche Projekte fortzusetzen, wohingegen neue Projekte, bei denen mit der Erschließung noch nicht begonnen wurde, einer neuen Beurteilung unterzogen werden sollen, und marginale Projekte verschoben oder ganz beendet werden sollen,[1886] wird für die 2019er Angebotskurve die Annahme getroffen, dass neue die Förderphase erreichende, Projekte lediglich zur Aufrechterhaltung der bisherigen Offshore-Fördermenge beitragen. Dies wird auch für den Zeitraum bis 2024 angenommen. Somit tragen Projekte, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen im Jahr 2019 mit ca. 0,25 mb/d zur Fördermenge bei und solche Projekte, die zwischen 2020 und 2024 die Förderphase erreichen im Jahr 2024 mit ca. 0,3 mb/d.
Die Explorations- und Erschließungskosten der Projekte, die zwischen 2015 und 2024 die Förderphase erreichen, werden analog zum Verfahren für 2014 anhand der in China angefallenen Explorationskosten der CNOOC und der Menge an durch die Explorationsmaßnahmen entdeckter Vorkommen geschätzt.
Neue Lagerstätten, die zwischen 2015 und 2019 die Förderphase erreichen, sollten bei einer angenommenen fünf- bis siebenjährigen Erschließungsphase zwischen 2008 und 2010 entdeckt worden sein, so dass die Explorationskosten dieser Jahre berücksichtigt werden. Für Projekte die zwischen 2020 und 2024 die Förderphase erreichen, werden die Explorationskosten der Jahre 2013/14 berücksichtigt.

Tabelle 6.65: Explorationskosten der CNOOC

	Explorationskosten (in Mio. US-$)	**Ausweitung der Reserven (in Mio. Barrel)**	**Kosten je Barrel Dollar des Jahres[1887] / (2014er Dollar)**
		CNOOC	
2008	785,5	180,8	4,34 / (4,56)
2009	856,3	199,6	4,29 / (4,86)
2010	990,7	335,3	2,95 / (3,32)
2013	1937,4	297,4	6,51 / (6,54)
2014	2211,0	343,9	6,43

Datenquellen: CNOOC (2011) S. 63 und F-74 und CNOOC (2015a), S. 75 und F-79.

[1885] Vgl. CNOOC Limited (2015a), S. 16 und 21.
[1886] Vgl. Ebenda, S. 11 und 13.
[1887] Wechselkurse basierend auf IWF (2015): 2008: 6,95 RMB/USD, 2009: 6,83 RMB/USD, 2012: 6,31 RMB/USD und 2013: 6,20 RMB/USD.

Wie in Tabelle 6.65 zu sehen, sind die, mittels UCCI in das Jahr 2014 extrapolierten, Explorationskosten in den Jahren 2013 und 2014 gegenüber dem Zeitraum von 2008 bis 2010 um ca. 50 % gestiegen. Somit fallen auch die aufgezinsten Explorations- und Erschließungskosten solcher Projekte, die ab ca. 2020 zur Fördermenge des Landes beitragen, deutlich höher aus. Die in den Tabellen ermittelten Kosten zeigen auch, dass die Exploration und Erschließung der Offshore-Lagerstätten zuletzt deutlich aufwändiger ausfiel.

Tabelle 6.66: Aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten der CNOOC

	Aufgezinste Explorations-kosten	**Erschließungs-kosten**	**Aufgezinste Erschließungs-kosten**	**Aufgezinste Explorations- und Erschlie-ßungs-kosten**
2008-2010	7,18 – 12,72	12,29 – 18,00	16,51 – 26,84	23,69 – 39,56
2013-2014	13,91 – 17,12	23,81 – 24,22	31,98 – 36,11	45,89 – 53,23

Eigene Darstellung

Unter der Annahme einer unveränderten Ressourcensteuer von 6 % und den getroffenen Annahmen hinsichtlich Fördermengen und technischen Kosten ergeben sich die in Abbildung 6.141 dargestellten Vollkostenkurven für die Jahre 2019 und 2024.

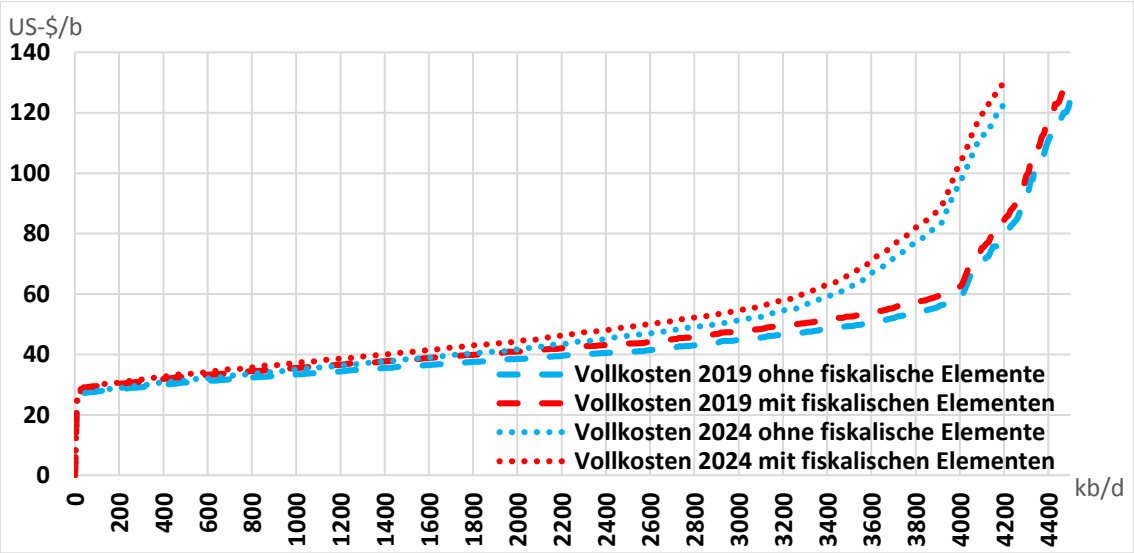


Abbildung 6.141: Chinesische Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven würde die chinesische Fördermenge bis zum Jahr 2019 auf ca. 4,5 mb/d steigen und anschließend auf ca. 4,2 mb/d im Jahr 2024 sinken. Berücksichtigt man ausschließlich die für die zukünftige Fördermenge relevanten Grenzkosten, ergeben sich die in Abbildung 6.142 dargestellten langfristigen Angebotskurven

für China. Demnach würde die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten ohne Investitionen in die Erweiterung/Umrüstung auf ca. 2,4 mb/d sinken, so dass etwa 1,8 mb/d der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge nur durch zusätzliche Explorations- und Erschließungsinvestitionen möglich wären.

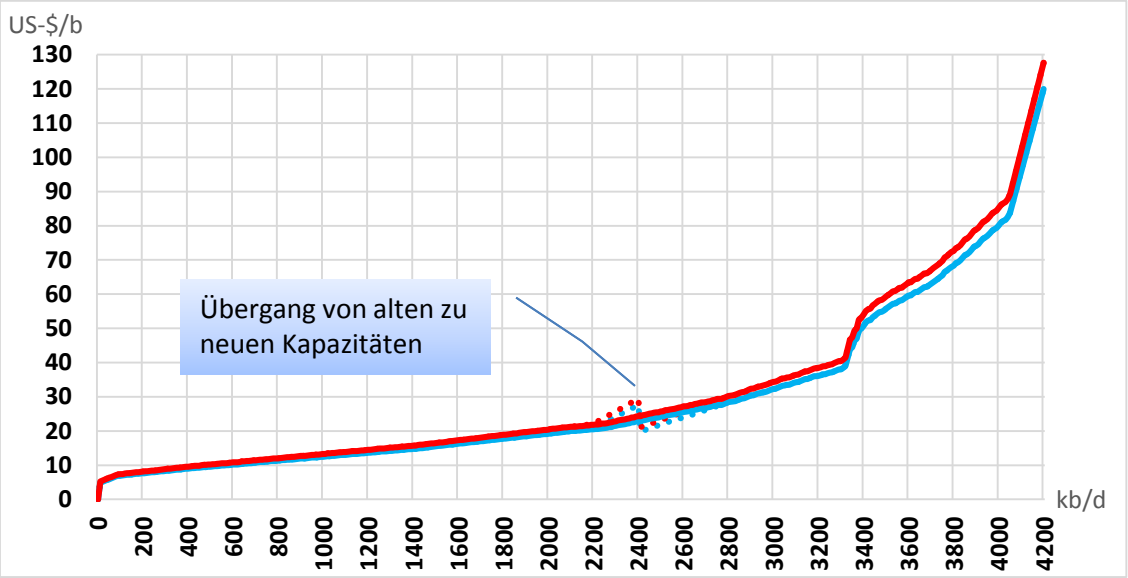


Abbildung 6.142: Langfristige Angebotskurven in China

Eigene Darstellung

Die Grenzkosten der bereits in der Förderphase befindlichen Projekte ohne Umrüstungen zur Anwendung fortgeschrittener Fördermethoden belaufen sich auf ca. 5 bis 29 US-$ je Barrel.

Die zusätzliche Fördermenge würde primär aus unkonventionellen Ölprojekten und der Anwendung tertiärer Fördermethoden aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten stammen. Die langfristigen technischen Grenzkosten dieser Projekte belaufen sich auf ca. 20 bis 120 US-$ je Barrel. Während ca. 1 mb/d der nur durch neue Explorations- und Erschließungsmaßnahmen erreichbaren Fördermenge technische Grenzkosten von bis zu 50 US-$ je Barrel aufweisen, ließen sich ca. 0,8 mb/d nur rentabel fördern, wenn der Ölpreis langfristig zwischen 50 und 120 US-$ je Barrel beträgt.

Über die ermittelten Angebotskurven hinausgehendes Potential für die zukünftige chinesische Fördermenge bieten Tiefwasserlagerstätten im Südchinesischen und Ostchinesischen Meer. Während sich China in Territorialkonflikten mit Japan um das Ostchinesische Meer befindet, die eine flächendeckende Exploration und Erschließung limitieren, sorgen ähnliche Auseinandersetzungen mit den Philippinen und Vietnam im Südchinesischen Meer dafür, dass die Exploration und Erschließung von Tiefwasserlagerstätten

auch dort bisher weniger intensiv betrieben wurde, als es bei den vorhandenen Vorkommen möglich wäre. So schätzt die EIA die Reserven im Südchinesischen Meer auf ca. 11 Mrd. Barrel und die Reserven im Ostchinesischen Meer auf ca. 200 Mio. Barrel.[1888]

[1888] Vgl. EIA (2015, CH), S. 7f, EIA (2013, CH) und EIA (2014a, CH).

6.3 Zusammenfassung der Fallstudien

Eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse der Fallstudien liefern die Tabellen 6.67 und 6.68. Die Tabelle 6.67 fasst die gewonnenen Erkenntnisse zum rechtlichen und fiskalischen Rahmen in den Untersuchungsländern zusammen.

Tabelle 6.67: Zusammenfassung des rechtlichen und fiskalischen Rahmens

	Staatliche Ölgesellschaft	**Vertragsform**			**Relevante Mengen-/ Wertabgaben**
		Lizenzen	PSV	Werkverträge	
Algerien	✓	✓			✓
Angola	✓	✓	✓	✓	✓
Ecuador	✓			✓	
Iran	✓			✓	
Irak	✓		✓	✓	
Katar	✓		✓		
Kuwait	✓			✓	
Libyen	✓		✓		✓
Nigeria	✓	✓	✓		✓
Saudi-Arabien	✓				
VAE	✓	✓			✓
Venezuela	✓	✓			✓
USA		✓			✓
Kanada		✓			✓
Mexiko	(✓)	✓	✓	✓	✓
Brasilien	(✓)	✓	✓		✓
Großbritannien		✓			
Norwegen	(✓)	✓			
Aserbaidschan	✓		✓		(✓)
Kasachstan	✓	✓			✓
Russland	(✓)	✓	✓		✓
China	(✓)		✓		✓

Eigene Darstellung

Wie in Tabelle 6.67 zu sehen, verfügen alle OPEC-Länder über vollständig in staatlichem Besitz befindliche Ölgesellschaften, wohingegen dies nur in zwei Nicht-OPEC-Ländern (Aserbaidschan und Kasachstan) der Fall ist. Die staatlichen Ölgesellschaften in den anderen Nicht-OPEC-Ländern sind an der Börse notiert und haben somit zumindest teilweise private Eigentümer (✓). Auch hinsichtlich der üblichen Vertragsformen unterscheiden sich die OPEC-Länder von den Nicht-OPEC-Ländern. So werden in den OPEC-Ländern Lizenzen/Konzessionen, PSVs und Werkverträge zu etwa gleichen Teilen verwendet, wohingegen in den Nicht-OPEC-Ländern Lizenzen/Konzessionen dominieren und Werkverträge lediglich in Mexiko genutzt werden (sollen). Während sich auf die Grenzkosten auswirkende fiskalische Elemente in vielen OPEC-Ländern, in denen ausländische Ölgesellschaften lediglich über Werkverträge tätig sind, nicht relevant sind, finden sie in

den meisten der betrachteten Nicht-OPEC-Länder Anwendung. Ausnahmen stellen hierbei Großbritannien und Norwegen dar. In Aserbaidschan existiert zwar eine Wertabgabe, diese findet bei PSVs, unter denen ausländische Ölgesellschaften in dem Land tätig sind, jedoch keine Anwendung.
Tabelle 6.68 fasst die Ergebnisse der ermittelten kurz- und langfristigen Angebotskurven zusammen. Hierbei werden die maximalen kurz- und langfristigen Grenzkosten und die prognostizierte Entwicklung der Fördermenge bis zum Jahr 2024 betrachtet.

Tabelle 6.68: Zusammenfassung der individuellen Angebotskurven

	Maximale kurzfristige Grenzkosten (US-$/b)		**Maximale langfristige Grenzkosten (US-$/b)**		**Fördermengen-entwicklung bis 2024 (mb/d)**
	(1)	*(2)*	*(1)*	*(2)*	
Algerien	13	16	[28]	[35]	-0,50
Angola	23	29	95	95	-0,25
Ecuador	13	13	70	70	±0,00
Iran	3	3	28	28	+0,20
Irak	6	6	17	17	+2,70
Katar	20	20	37	37	-0,05
Kuwait	14	14	38	38	±0,00
Libyen	13	16	[32]	[39]	+0,15
Nigeria	24	30	81	85	±0,00
Saudi-Arabien	5	5	42	42	-2,25
VAE	4	5	38	43	-0,15
Venezuela	30	45	75	113	+0,90
USA	30	34	95	108	+0,85
Kanada	50	51	108	109	+1,15
Mexiko	28	29	32	34	-0,85
Brasilien	27	29	70	77	+1,45
Großbritannien	54	54	85	85	-0,30
Norwegen	24	24	109	109	-0,05
Aserbaidschan	16	16	[31]	[31]	-0,35
Kasachstan	25	26	81	98	+1,30
Russland	18	19	98	98	-1,55
China	28	29	120	128	±0,00

Eigene Darstellung
(1) Nur technische Kosten, (2) Einschließlich fiskalischer Kosten, [ ] keine neuen Projekte

Wie in Tabelle 6.68 zu sehen, weisen der Iran, der Irak, Saudi-Arabien und die VAE die geringsten Förderkosten aller Untersuchungsländer auf. Am höchsten fallen diese in Großbritannien und Kanada aus, wo sie gemäß den vorgenommenen Schätzungen bis zu ca. 50 US-$ je Barrel liegen. Werden auch sich auf die Grenzkosten auswirkende fiskalische Elemente berücksichtigt, weisen auch die USA und Venezuela maximale kurzfristige Grenzkosten von über 30 US-$ je Barrel auf. Die höchsten langfristigen technischen Grenzkosten fallen in Kanada, Norwegen und China an, wo diese zum Teil über 100 US-

$ je Barrel liegen. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, steigen die maximalen langfristigen Grenzkosten auch in den USA und Venezuela auf über 100 US-$ je Barrel. Am niedrigsten fallen die ermittelten maximalen langfristigen Grenzkosten im Irak aus, wo sie lediglich ca. 17 US-$ je Barrel betragen.

Hinsichtlich der Fördermenge besteht das größte Potential für Ausweitungen bis zum Jahr 2024 im Irak, in Kanada, in Brasilien und in Kasachstan, wo die Fördermenge gemäß den ermittelten Angebotskurven jeweils um über 1 mb/d gegenüber dem Jahr 2014 steigen könnte. Allerdings unterscheiden sich diese vier Länder wesentlich in ihren langfristigen Grenzkosten. So sind diese im Irak sehr niedrig, wohingegen sie in Brasilien, Kasachstan und Kanada deutlich höher ausfallen. Sollte der Ölpreis längerfristig unter 50 US-$ notieren, dürfte demnach nur ein Teil der geplanten Projekte in diesen Ländern umgesetzt werden, so dass die Fördermenge im Jahr 2024 deutlich unter dem ermittelten Potential bleiben würde. Auch in den USA und Venezuela, wo Potential für einen moderaten Anstieg ermittelt wurde, erscheint es vor dem Hintergrund der hohen langfristigen technischen Grenzkosten in diesen Ländern unwahrscheinlich, dass die ermittelte Fördermenge erreicht wird, sollte der Ölpreis länger auf seinem Niveau des Jahres 2015 notieren.

Für Russland und Saudi-Arabien, die beiden hinsichtlich der Fördermenge größten Ölförderer im Jahr 2014, wurde ein Rückgang des Angebots um über 1 mb/d bis zum Jahr 2024 ermittelt. Das Fördermengenpotential in Saudi-Arabien dürfte jedoch tatsächlich deutlich größer ausfallen, da hier aufgrund der restriktiven Informationspolitik der staatlichen Ölgesellschaft Aramco möglicherweise nicht alle für die nähere Zukunft geplanten Projekte berücksichtigt sind. Über das ermittelte langfristige Angebot hinausgehendes Potential weisen auch Russland und der Iran, bei Lockerungen der gegen diese Länder verhängten Sanktionen, auf. Das libysche Angebot könnte ebenfalls deutlich ausgeweitet werden, wenn sich die Sicherheitslage in dem Land verbessert.

7 Ermittlung regionaler und globaler Angebotskurven

Basierend auf den in Kapitel 6 ermittelten Angebotskurven der 22 bedeutendsten Ölförderländer sollen im Folgenden aggregierte Angebotskurven für die OPEC, die zehn betrachteten Nicht-OPEC-Länder und alle betrachteten Länder ermittelt werden.

7.1 Aggregierte Angebotskurven der OPEC

Werden die in den Fallstudien ermittelten Angebotskurven der zwölf OPEC-Staaten aggregiert, ergeben sich die in den Abbildungen 7.1 und 7.2 dargestellten Angebotskurven für die im Jahr 2014 vorhandene Förderkapazität der OPEC. Somit zeigen diese Abbildungen, welche Menge die OPEC im Jahr 2014, basierend auf den durchschnittlichen Förderkapazitäten des Jahres, zu welchen Grenzkosten maximal hätte fördern können.
Die durchschnittliche Förderkapazität der OPEC belief sich im Jahr 2014 auf ca. 34,4 mb/d. Somit hätte die OPEC maximal ca. 4,4 mb/d mehr fördern können, als gemäß der Förderquote von 30 mb/d vereinbart war. Die tatsächliche Ölfördermenge der OPEC wiederum belief sich gemäß IEA (2015) im Jahr 2014 auf durchschnittlich 30,3 mb/d,[1889] so dass die OPEC über Reservekapazitäten von ca. 4,1 mb/d verfügte.

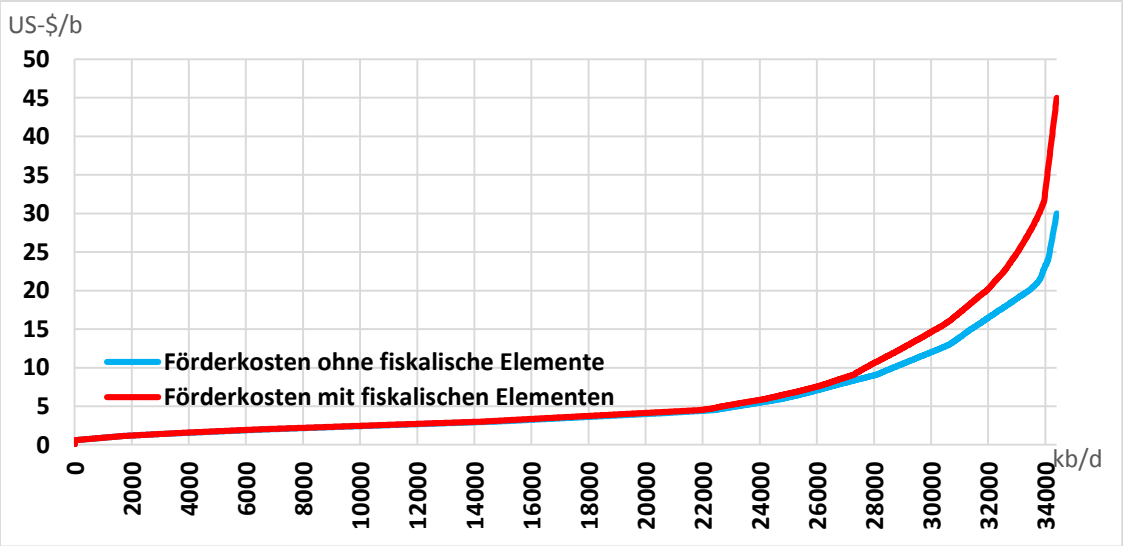


Abbildung 7.1: Kurzfristige Angebotskurven der OPEC

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.1. zu sehen, beliefen sich die Förderkosten von über 80 % der OPEC-Förderkapazität (ca. 28,7 mb/d) auf weniger als 10 US-$ je Barrel. Während sich die Förderkosten für ca. 4,75 mb/d auf zwischen 10 und 20 US-$ je Barrel beliefen, fielen sie für lediglich ca. 1 mb/d höher als 20 US-$ je Barrel aus und betrugen maximal 30 US-$ je Barrel (in Venezuela).

[1889] Vgl. IEA (2015), S. 54.

Werden auch die, sich auf die Grenzkosten auswirkenden, fiskalischen Elemente berücksichtigt, ließen sich ca. 27,7 mb/d zu kurzfristigen Grenzkosten von unter 10 US-$ je Barrel fördern. Bei etwa 4,2 mb/d würden die kurzfristigen Grenzkosten zwischen 10 und 20 US-$ je Barrel betragen und ca. 2,5 mb/d ließen sich zu Kosten von 20 bis 30 US-$ je Barrel fördern.
Werden auch die, im Jahr 2014 bereits versunkenen, Explorations- und Erschließungskosten berücksichtigt, ergeben sich für die OPEC die in Abbildung 7.2 dargestellten Vollkostenkurven der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte. Diese Angebotskurven zeigen die langfristigen Grenzkosten der in der Förderphase befindlichen Projekte an und geben somit Aufschluss darüber, welcher durchschnittliche Ölpreis über den Förderzeitraum eines Projekts, unter den im Jahr 2014 gegebenen Kosten, notwendig wäre, um die Grenzkosten zu decken. Somit zeigen die in Abbildung 7.2 dargestellten Angebotskurven an, welcher Ölpreis notwendig wäre, damit ein Projekt über den gesamten Projektlebenszyklus rentabel ist.

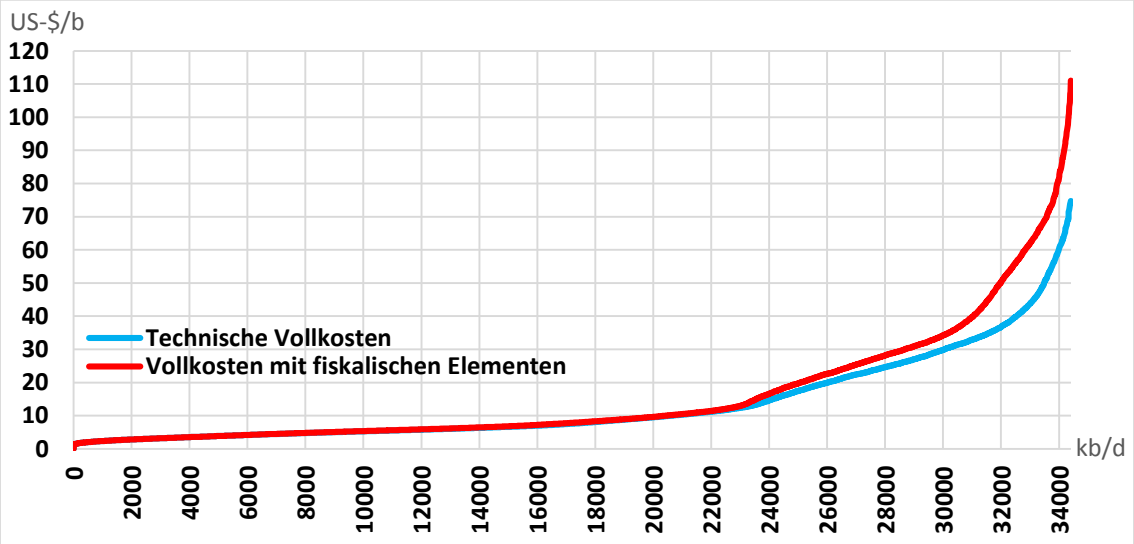


Abbildung 7.2: OPEC-Vollkostenkurve 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.2 zu sehen, beliefen sich die technischen Vollkosten bei einer Förderkapazität von ca. 20,6 mb/d (ca. 60 % der OPEC-Kapazität) auf weniger als 10 US-$ je Barrel. Dazu trugen wesentlich die drei Länder Saudi-Arabien, Iran und Irak bei, welche die weltweit niedrigsten Kosten aufweisen. Weitere ca. 5,5 mb/d ließen sich zu technischen Vollkosten von 10 bis 20 US-$ je Barrel fördern und ca. 4,0 mb/d zu Kosten von 20 bis 30 US-$ je Barrel. Somit beliefen sich die technischen Vollkosten von ca. 30 mb/d (87 %) der OPEC-Förderkapazität auf weniger als 30 US-$ je Barrel. Etwa 4,4 mb/d ließen sich zu Kosten von 30 bis 75 US-$ je Barrel fördern, wobei lediglich ca. 0,9 mb/d Kosten von über 50 US-$ je Barrel aufwiesen.
Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, wiesen Projekte mit einer Förderkapazität von insgesamt ca. 31,1 mb/d Vollkosten von weniger als 40 US-$ je Barrel auf und

bei ca. 2,4 mb/d betrugen die Kosten zwischen 50 und 111 US-$ je Barrel. Die mit Abstand höchsten Kosten, einschließlich fiskalischer Elemente, fielen dabei in Venezuela an, wo die hohe fiskalische Belastung die Vollkosten auf bis zu 111 US-$ je Barrel ansteigen ließ.

Während sich die Abbildungen 7.1 und 7.2 auf die Gegenwart beziehen, umfassen die Abbildungen 7.3 bis 7.5 die, basierend auf den in den Fallstudien ermittelten Angebotskurven, prognostizierte Entwicklung der OPEC-Förderkapazität und der Kosten bis zum Jahr 2024. Demnach sollte die Förderkapazität, insbesondere aufgrund der Ausweitungen der Kapazitäten im Irak und Iran, bis zum Jahr 2019 um ca. 2,6 mb/d auf ca. 37 mb/d ansteigen können. Für den anschließenden Zeitraum bis zum Jahr 2024 wird ein Rückgang der Förderkapazität auf ca. 35 mb/d prognostiziert. Dieser Rückgang begründet sich dadurch, dass bisher nur wenige Projekte bekannt sind, die in den 2020er Jahren die Förderphase erreichen sollen, so dass der Anstieg der Kapazität aus solchen Projekten, im Vergleich zum natürlichen Fördermengenrückgang aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten, geringer ausfällt. Da es durchaus wahrscheinlich erscheint, dass zusätzliche Lagerstätten erschlossen werden oder Erweiterungen an bereits in der Förderphase befindlichen Feldern vorgenommen werden, zu denen bisher lediglich keine Informationen verfügbar sind, stellt die Prognose für den Zeitraum von 2020 bis 2024 ein tendenziell pessimistisches Szenario dar.

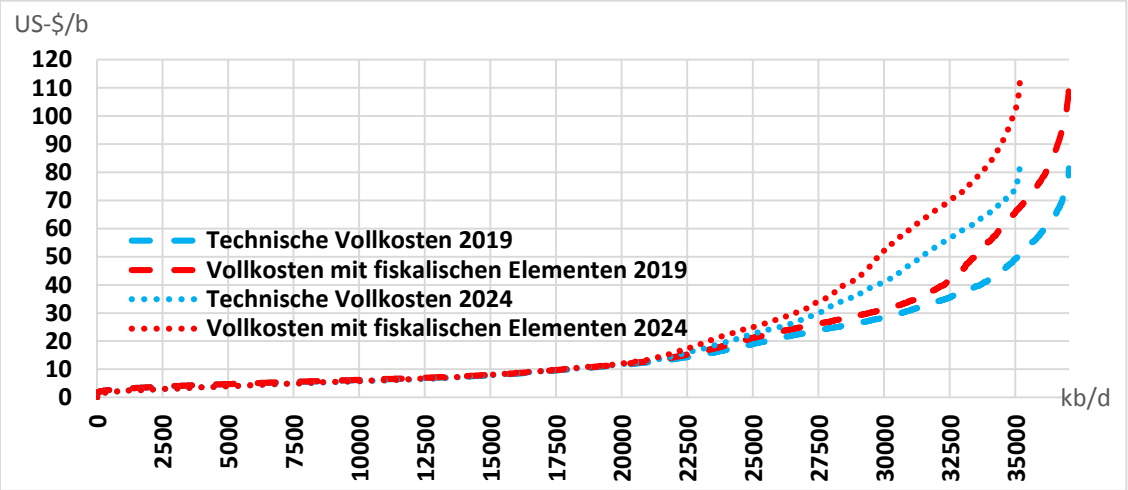


Abbildung 7.3: OPEC-Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.3 zu sehen, weisen auch in den Jahren 2019 und 2024 Ölprojekte, die mit ca. zwei Dritteln (2019 ca. 25,5 mb/d und 2024 ca. 24,1 mb/d) zur OPEC-Förderkapazität beitragen, technische Vollkosten von weniger als 20 US-$ je Barrel auf. Etwa 33,7 mb/d im Jahr 2019 und ca. 29,8 mb/d im Jahr 2024 lassen sich zu technischen Vollkosten von weniger als 40 US-$ je Barrel fördern. Somit betragen die technischen Vollkosten von Projekten, die mit ca. 3,3 mb/d im Jahr 2019 und ca. 5,4 mb/d im Jahr 2024 zur Förderkapazität der OPEC beitragen, zwischen 40 und ca. 80 US-$ je Barrel.

Werden auch die, sich auf die Grenzkosten auswirkenden, fiskalischen Elemente berücksichtigt, lassen sich im Jahr 2019 ca. 24,5 mb/d und im Jahr 2024 ca. 23,3 mb/d zu Kosten von weniger als 20 US-$ je Barrel fördern. Weitere etwa 7,8 mb/d im Jahr 2019 und 5,2 mb/d im Jahr 2024 befinden sich im Kostenintervall von 20 bis 40 US-$ je Barrel. Demnach weisen Projekte mit einer aggregierten Förderkapazität von ca. 4,7 mb/d im Jahr 2019 und ca. 6,7 mb/d im Jahr 2024 Vollkosten von 40 bis 112 US-$ je Barrel auf.
Da die Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 auch bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindliche Projekte beinhalten, bei denen die Explorations- und Erschließungskosten bereits versunken sind, betreffen diese Kostenkurven nicht das tatsächliche Entscheidungskalkül von Ölproduzenten. Dieses findet in den langfristigen Angebotskurven Berücksichtigung, in denen die versunkenen Explorations- und Erschließungskosten, der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte, nicht enthalten sind. Somit wird hinsichtlich der für das Entscheidungskalkül maßgeblichen Kosten eine projektphasenabhängige Unterscheidung vorgenommen. Bei solchen Projekten, die sich bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befanden, werden ausschließlich die Förderkosten und sich auf die Förderkosten auswirkenden fiskalischen Elemente berücksichtigt (d.h. die kurzfristigen Grenzkosten), wohingegen bei den im Jahr 2014 noch nicht in der Förderphase befindlichen Projekten auch die Explorations- und Erschließungskosten Berücksichtigung finden.
Bei Projekten, die sich bereits in der Förderphase befinden, besteht die Entscheidung aus Sicht eines Produzenten darin, ob er beim aktuell gültigen Ölpreis unter Berücksichtigung der Förderkosten fördert oder nicht. Bei Projekten, die sich noch nicht in der Förderphase befinden, trifft der Produzent die Entscheidung, ob die Exploration und Erschließung einer Lagerstätte vorgenommen werden soll oder nicht. Dieser trifft die Entscheidung unter Berücksichtigung aller über die Projektdauer anfallenden Kosten und des von ihm über die Projektdauer erwarteten durchschnittlichen Ölpreises.

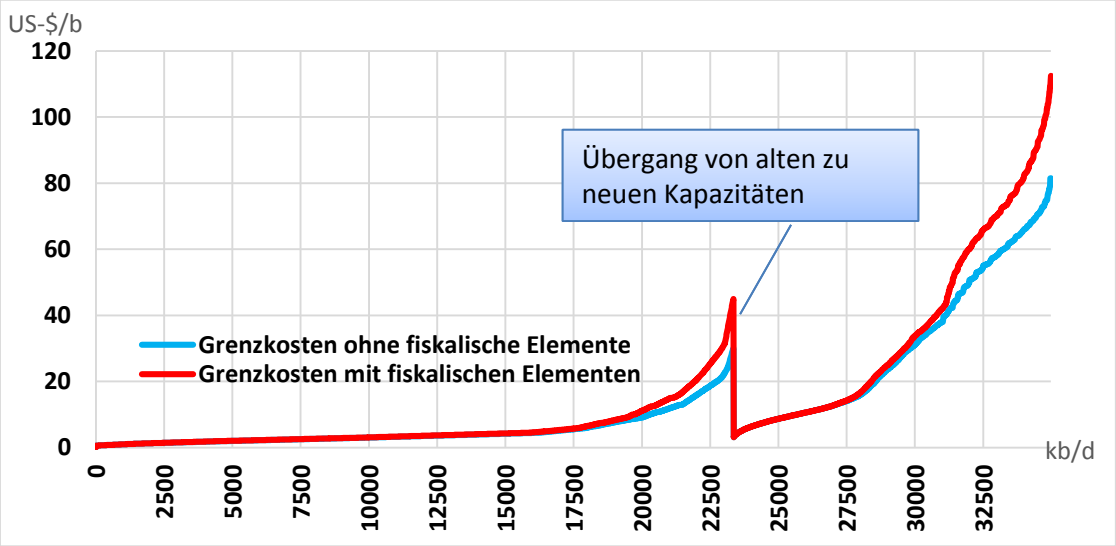


Abbildung 7.4: Langfristige Angebotskurven der OPEC (sortiert nach Projektphase)

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.4 zu sehen, würde die Förderkapazität der OPEC bis zum Jahr 2024 auf ca. 23,5 mb/d sinken, sofern es zu keinen Erschließungen neuer Lagerstätten, Erweiterungen bereits erschlossener oder der Anwendung von EOR-Methoden kommt. Für diese 23,5 mb/d belaufen sich die Förderkosten auf maximal 30 US-$ je Barrel bzw. ca. 45 US-$ je Barrel, sofern auch fiskalische Elemente berücksichtigt werden. Etwa ein Drittel der Förderkapazität des Jahres 2024 bzw. ca. 11,7 mb/d standen dem Ölmarkt im Jahr 2014 noch nicht zur Verfügung. Für diese 11,7 mb/d werden auch die Explorations- und Erschließungskosten berücksichtigt, da die Produzenten vor der Frage stehen, ob Investitionen in die entsprechenden Lagerstätten überhaupt vorgenommen werden sollen.
In Abhängigkeit davon, ob auch fiskalische Elemente berücksichtigt werden, belaufen sich die Vollkosten bei ca. 5,0 bis 5,5 mb/d der zusätzlichen Förderkapazitäten auf weniger als 20 US-$ je Barrel. Diese zusätzlichen Förderkapazitäten würden primär im Irak und im Iran geschaffen werden. Etwa 2,4 bis 2,6 mb/d an zusätzlicher Kapazität weisen Vollkosten von 20 bis 40 US-$ je Barrel auf.
Werden ausschließlich technische Kosten berücksichtigt, belaufen sich die langfristigen Grenzkosten bei ca. 3,9 mb/d auf 40 bis 80 US-$ je Barrel. Etwa 1,8 mb/d davon wären erst bei einem Ölpreis von über 60 US-$ je Barrel rentabel förderbar.
Werden auch die fiskalischen Elemente berücksichtigt, weisen zusätzliche Förderkapazitäten von 4,2 mb/d langfristige Grenzkosten von über 40 US-$ je Barrel auf. Etwa 3,0 mb/d davon lassen sich erst bei einem Ölpreis von 60 bis 112 US-$ je Barrel rentabel fördern.

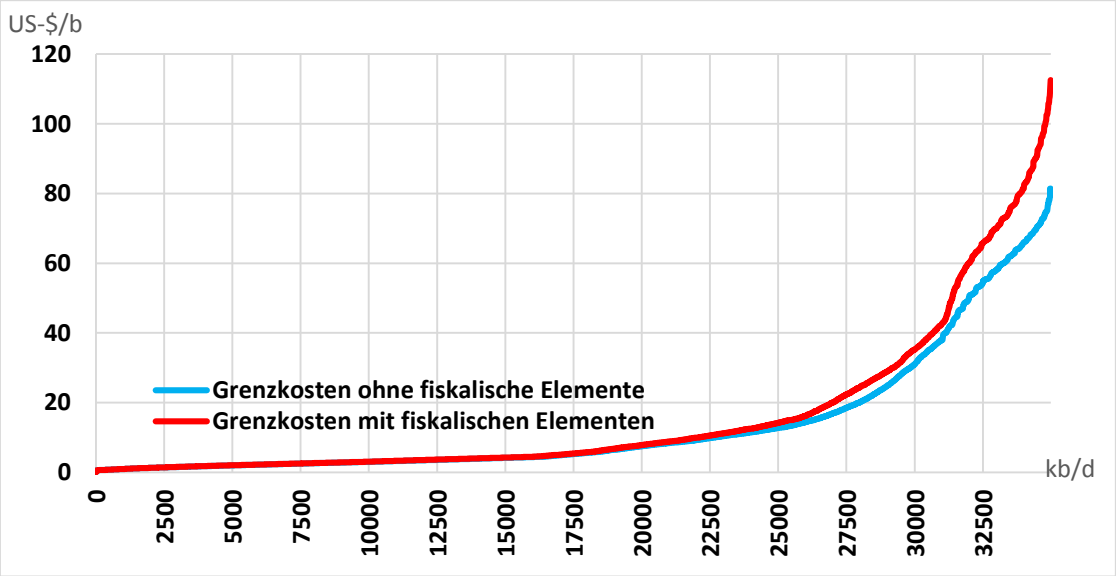


Abbildung 7.5: Langfristige Angebotskurven der OPEC

Eigene Darstellung

Werden die entscheidungsrelevanten Grenzkosten nicht nach Projektphasen unterschieden, ergeben sich die in Abbildung 7.5 dargestellten langfristigen Angebotskurven für den Zeitraum bis zum Jahr 2024. Sofern der Ölpreis längerfristig unter ein Niveau von

40 US-$ je Barrel sinkt und ein Verbleib des Ölpreises unterhalb dieses Niveaus erwartet wird, würden Projekte, die im Jahr 2024 mit ca. 4 mb/d zur Förderkapazität der OPEC beitragen sollen, nicht erschlossen werden und aus einem Teil der bereits in der Förderphase befindlichen Schwerstölprojekte in Venezuela die Förderung eingestellt werden. Folglich würde sich die Förderkapazität der OPEC im Jahr 2024 auf lediglich ca. 30,9 mb/d (fiskalische Elemente mit berücksichtigt) bzw. 31,3 mb/d (ausschließlich technische Kosten) belaufen. Bei einem Ölpreis von 50 US-$ je Barrel würde sich die Förderkapazität der OPEC im Jahr 2024 noch auf ca. 31,6 mb/d (fiskalische Elemente mit berücksichtigt) bzw. 32,2 mb/d (ausschließlich technische Kosten) belaufen und würde damit um ca. 2,2 bis 2,8 mb/d geringer ausfallen als im Jahr 2014.
Für eine Aufrechterhaltung der OPEC-Förderkapazität des Jahres 2014 von 34,4 mb/d wäre, gemäß den ermittelten Angebotskurven, ein Ölpreis von ca. 67,50 US-$ je Barrel (ausschließlich technische Kosten) bzw. ca. 86,00 US-$ je Barrel (auch fiskalische Elemente werden mit berücksichtigt) notwendig.

7.2 Aggregierte Angebotskurven der untersuchten Nicht-OPEC-Länder

Die reine Ölfördermenge der Untersuchungsländer außerhalb der OPEC belief sich im Jahr 2014 auf ca. 36,3 mb/d. Zu dieser Fördermenge trugen allein die beiden Länder USA und Russland mit über 50 % bzw. ca. 19 mb/d bei. Gemäß IEA (2015) trugen Nicht-OPEC-Länder im Jahr 2014 mit 57 mb/d zur globalen Fördermenge bei. In diesen 57 mb/d sind jedoch ca. 2,2 mb/d an Biokraftstoffen enthalten und auch Flüssiggas sowie Kondensate, die jedoch mit in der Kategorie Erdöl aufgeführt werden.[1890] So belief sich die Fördermenge in den USA gemäß IEA im Jahr 2014 auf 11,95 mb/d und fiel damit um 3,25 mb/d höher aus als die reine Ölfördermenge. Die Fördermenge Mexikos wurde ca. 0,5 mb/d höher ausgewiesen, die Fördermenge Kanadas ca. 0,75 mb/d, die Fördermenge Norwegens ca. 0,4 mb/d, die Fördermenge Großbritanniens ca. 0,1 mb/d und die Fördermenge in Russland um ca. 0,3 mb/d. Somit fiel die, von der IEA für diese Länder geschätzte, Fördermenge im Jahr 2014 um ca. 5,3 mb/d höher aus als die im Rahmen der Fallstudien ermittelte reine Ölfördermenge. Zieht man die ca. 5,3 mb/d an Kondensaten und Flüssiggas sowie die 2,2 mb/d an Biokraftstoffen von der Fördermenge außerhalb der OPEC von 57 mb/d ab, hätte sich diese auf lediglich 49,5 mb/d belaufen. Die in den Fallstudien betrachteten Länder hätten zu dieser Fördermenge mit ca. 73 % beigetragen.
Die, gemäß Daten der IEA (2015), bedeutendsten weiteren Nicht-OPEC-Länder: Australien, Malaysia, Indien, Indonesien, Argentinien, Kolumbien, Oman und Ägypten trugen im Jahr 2014 mit ca. 6,1 mb/d zur globalen Fördermenge bei, [1891] wobei auch die Fördermenge dieser Länder Kondensate und Flüssiggas beinhalten dürfte.

[1890] Vgl. IEA (2015), S. 59.
[1891] Vgl. Ebenda, S. 59.

Der tatsächliche Anteil der in den Angebotskurven enthaltenen Fördermenge der betrachteten Nicht-OPEC-Länder dürfte daher eher bei ca. 75 % an der reinen Ölfördermenge außerhalb der OPEC im Jahr 2014 liegen.

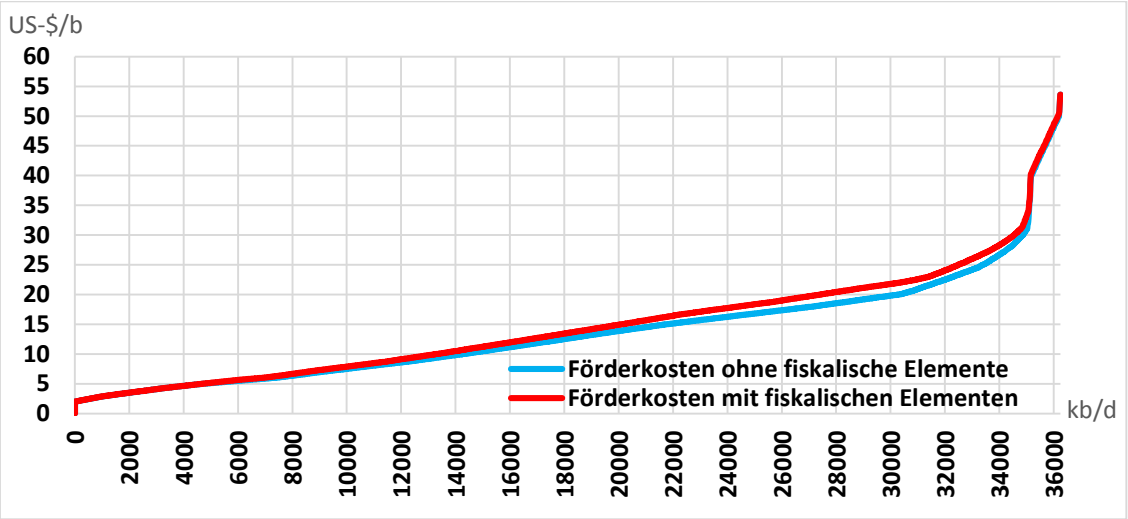


Abbildung 7.6: Kurzfristige Angebotskurven Nicht-OPEC

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.6 zu sehen, fielen die Förderkosten der betrachteten Nicht-OPEC-Länder im Vergleich zur OPEC wesentlich höher aus. So ließen sich lediglich ca. 14,3 mb/d (ohne fiskalische Elemente) bzw. ca. 13,3 mb/d (einschließlich fiskalischer Elemente) zu Kosten von unter 10 US-$ je Barrel fördern. Weitere ca. 40 % der Fördermenge wiesen Förderkosten (mit und ohne fiskalische Elemente) von 10 bis 20 US-$ je Barrel auf. Lediglich 1,4 mb/d (ohne fiskalische Elemente) bzw. 1,8 mb/d (mit fiskalischen Elementen) ließen sich zu kurzfristigen Grenzkosten von über 30 US-$ je Barrel, und davon ca. 1,1 mb/d Kosten von über 40 US-$ je Barrel, fördern. Die hohen kurzfristigen Grenzkosten von über 40 US-$ je Barrel fielen primär bei kanadischen Mining-Ölsandprojekten und Projekten im britischen Teil der Nordsee an.

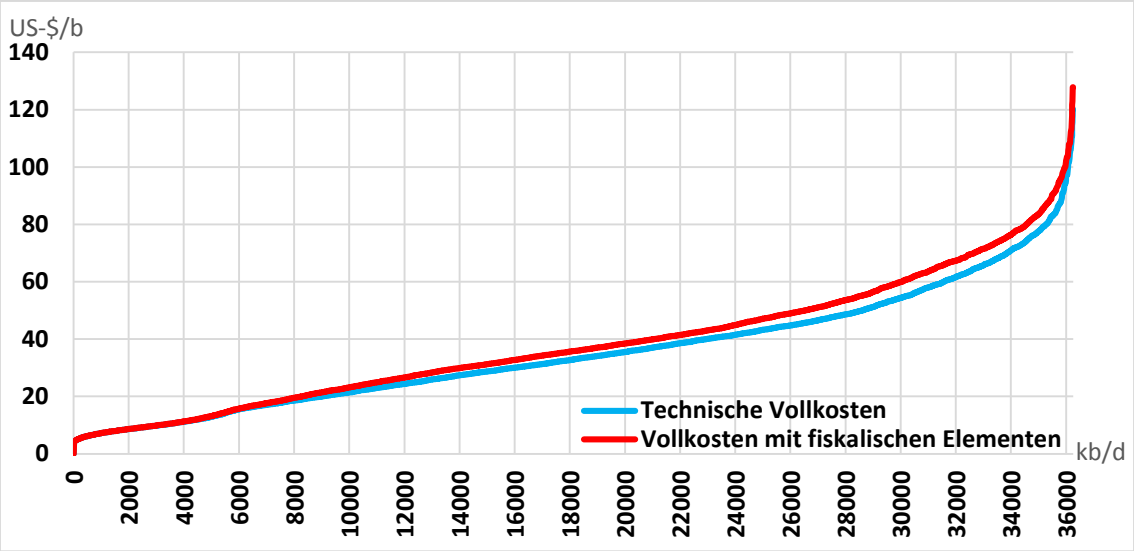


Abbildung 7.7: Nicht-OPEC-Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Die technischen Vollkosten, der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte, beliefen sich gemäß den ermittelten Angebotskurven (vgl. Abbildung 7.7) auf ca. 3,5 bis 120 US-$ je Barrel.

Weniger als 10 % (3,1 mb/d), der Fördermenge der betrachteten Nicht-OPEC-Länder, ließ sich zu technischen Vollkosten von weniger als 10 US-$ je Barrel fördern. Weitere ca. 6 mb/d wiesen technische Vollkosten von 10 bis 20 US-$ je Barrel auf. Bei einem langfristigen Ölpreis von ca. 40 US-$ je Barrel wären Projekte mit einer Gesamtfördermenge von ca. 23 mb/d (ca. 64 % der für die Länder ermittelten Fördermenge) rentabel. Somit wird für über 13 mb/d der Fördermenge ein langfristiger Ölpreis von über 40 US-$ je Barrel benötigt, damit die entsprechenden Projekte rentabel betrieben werden können. Für eine Fördermenge von 7,7 mb/d wird ein Ölpreis von über 50 US-$ je Barrel benötigt und ca. 2,4 mb/d lassen sich erst bei einem Ölpreis von über 70 US-$ je Barrel rentabel fördern.

Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, ließen sich in den betrachteten Ländern nahezu 10 mb/d erst bei einem längerfristigen Ölpreis über 50 US-$ je Barrel rentabel fördern. Projekte mit einer Gesamtfördermenge von ca. 3,6 mb/d wiesen Vollkosten, einschließlich fiskalischer Elemente, von über 70 US-$ je Barrel auf.

Die Prognosen über die Entwicklung der Fördermenge bis zum Jahr 2024 sind in den Abbildungen 7.8 bis 7.10 dargestellt.

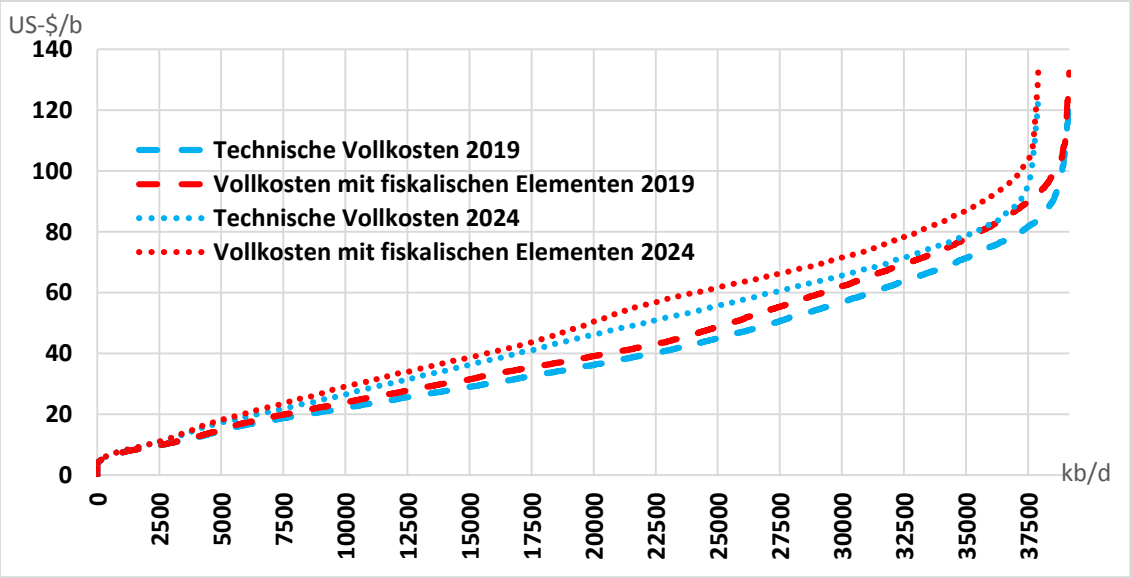


Abbildung 7.8: Nicht-OPEC-Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.8 zu sehen, wird für den Zeitraum bis zum Jahr 2019 ein Anstieg der Fördermenge aus den zehn Nicht-OPEC-Ländern um ca. 2,8 mb/d auf ca. 39,1 mb/d prognostiziert. Für den sich daran anschließenden Zeitraum bis zum Jahr 2024 lassen die ermittelten Angebotskurven einen Rückgang der Fördermenge auf ca. 37,9 mb/d erwarten. Somit würde in den Jahren von 2020 bis 2024 unter den bisher verfügbaren Informationen zu neuen Ölprojekten, geplanten Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Felder und Investitionen in die Anwendung tertiärer Fördermethoden der natürliche Fördermengenrückgang die zusätzliche Fördermenge um ca. 1,2 mb/d übersteigen. Die Vollkosten, der in den Jahren 2019 und 2024 in der Förderphase befindlichen Projekte, fallen dabei im Vergleich zu den Vollkosten der bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte im Durchschnitt höher aus. Da die zukünftigen Vollkostenkurven nicht das tatsächliche Entscheidungskalkül von Ölgesellschaften abbilden, da in diesen Kostenkurven auch längst versunkene und daher nicht mehr entscheidungsrelevante Explorations- und Erschließungskosten berücksichtigt sind, soll auf diese Kurven nicht weiter eingegangen werden.

Die von Ölgesellschaften bei der Festlegung des langfristigen Angebots zu berücksichtigenden, zukünftig anfallenden, Grenzkosten sind in den langfristigen Angebotskurven in den Abbildungen 7.9 und 7.10 enthalten.

Bei ihrer Entscheidung, ob weiterhin aus einem bereits in der Förderphase befindlichen Feld gefördert wird, berücksichtigen die betroffenen Ölgesellschaften ausschließlich die durch die vorhandenen Kapazitäten beschränkten Förderkosten (einschließlich sich auf die kurzfristigen Grenzkosten auswirkender fiskalischer Elemente). Bei der Entscheidung, ob die Exploration und Erschließung (und daran anschließend Förderung aus) einer Lagerstätte vorgenommen wird, werden sämtliche technischen Kosten der Exploration,

Erschließung und Förderung, welche die langfristigen technischen Grenzkosten ausmachen (einschließlich sich auf die langfristigen Grenzkosten auswirkender fiskalischer Elemente), berücksichtigt. Bei der Erweiterung bereits in der Förderphase befindlicher Felder oder der Implementierung tertiärer Fördertechnologien durch Umrüstungen von Bohrlöchern etc., werden nur die zusätzlich anfallenden Erschließungskosten und Förderkosten (sowie fiskalische Elemente) berücksichtigt.

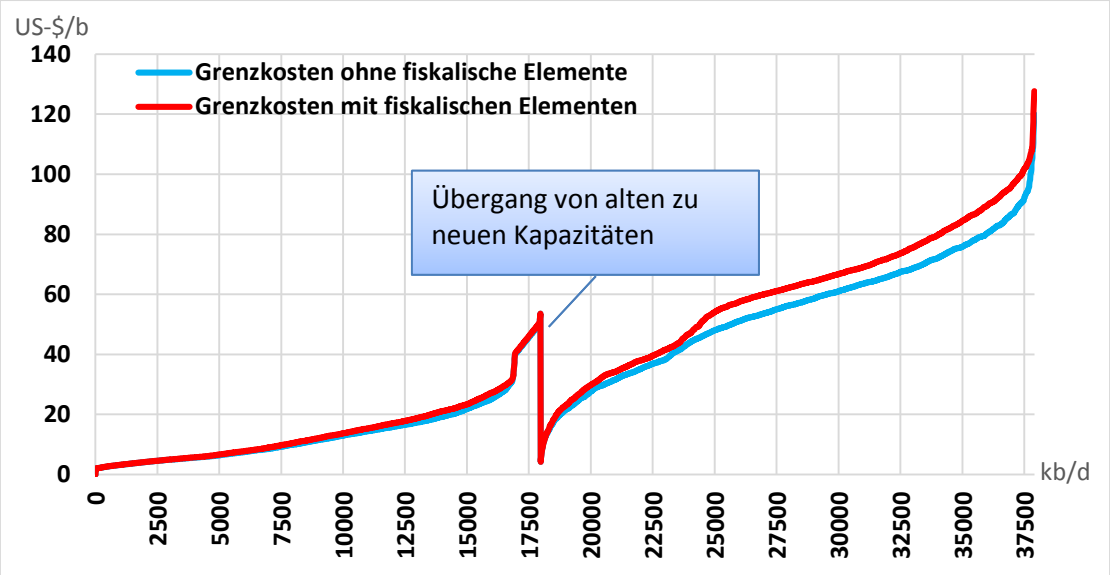


Abbildung 7.9: Langfristige Angebotskurven Nicht-OPEC (sortiert nach Projektphase)

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.9 zu sehen, würde die Fördermenge aus den untersuchten Nicht-OPEC-Ländern ohne zusätzliche Investitionen bis zum Jahr 2024, aufgrund des natürlichen Fördermengenrückgangs, auf ca. 18,0 mb/d, d.h. um ca. 50 % gegenüber dem Jahr 2014, sinken. Die laufenden Kosten dieser, bereits in der Förderphase befindlichen, Felder belaufen sich, unter der getroffenen Annahme gegenüber dem Jahr 2014 unveränderter Förderkosten, auf bis zu ca. 53,5 US-$ je Barrel. Etwa 17 mb/d lassen sich zu Kosten von weniger als 40 US-$ je Barrel fördern.

Neue Projekte, Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Felder und für die Anwendung neuer Fördertechnologien umgerüstete Lagerstätten würden im Jahr 2024, sofern alle berücksichtigten Lagerstätten erschlossen werden, mit ca. 20 mb/d zur Fördermenge der betrachteten Nicht-OPEC-Länder beitragen. Nur etwa 0,8 mb/d davon lassen sich zu langfristigen Grenzkosten von weniger als 20 US-$ je Barrel fördern. Bei einem langfristigen Ölpreis von 40 US-$ je Barrel würden Investitionen in Projekte, die im Jahr 2024 mit insgesamt ca. 5,3 mb/d zur Fördermenge beitragen, vorgenommen. Bei einem erwarteten langfristigen Ölpreis von 50 US-$ je Barrel würden, sofern die Ölgesellschaften ausschließlich technische Kosten berücksichtigen, zusätzliche 7,7 mb/d an Förderkapazität – und entsprechend auch Fördermenge – geschaffen werden. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, würden lediglich 6,4 mb/d zusätzlich geschaffen werden.

Etwa 6,5 mb/d an zusätzlicher Fördermenge käme, sofern die Ölgesellschaften auch fiskalische Elemente berücksichtigen, nur auf den Markt, wenn ein langfristiger Ölpreis von über 70 US-$ je Barrel erwartet wird. Bei Berücksichtigung ausschließlicher technischer Kosten würde dieser Anteil auf ca. 4,5 mb/d sinken.

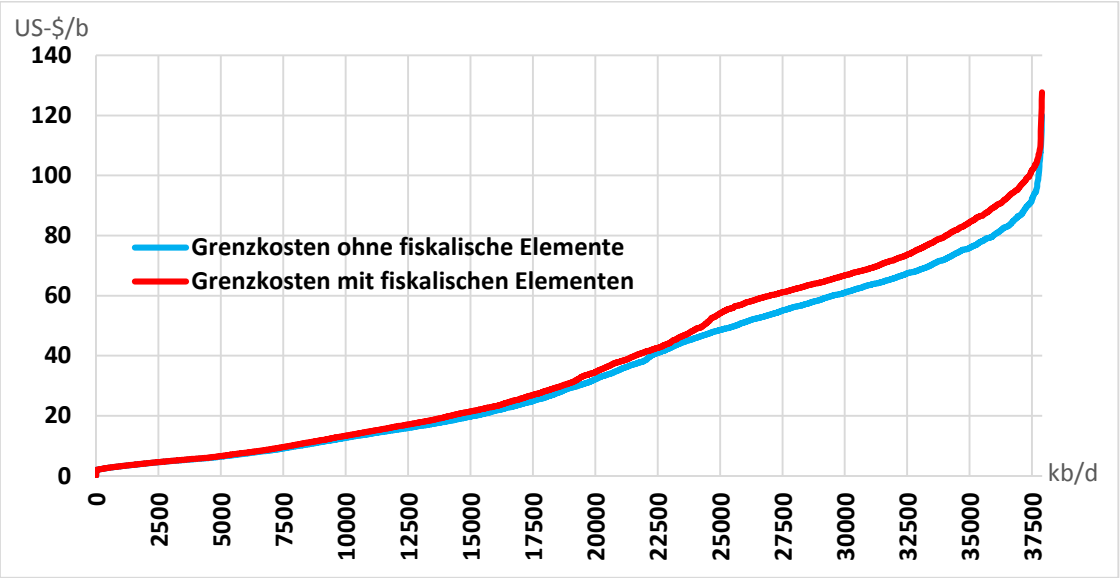


Abbildung 7.10: Langfristige Angebotskurven Nicht-OPEC

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.10 zu sehen, würde die Fördermenge der betrachteten Nicht-OPEC-Länder langfristig (d.h. bis zum Jahr 2024) gegenüber dem Jahr 2014 um ca. 14 mb/d auf etwa 22 mb/d sinken, sofern der Ölpreis im Bereich von ca. 40 US-$ je Barrel notiert. Selbst bei einem Ölpreis von 60 US-$ je Barrel käme es zu einem erheblichen Rückgang der Fördermenge aus den betrachteten zehn Ländern.

Um die Fördermenge aus dem Jahr 2014 bis zum Jahr 2024 aufrecht erhalten zu können wäre, unter Berücksichtigung ausschließlich technischer Kosten, ein langfristiger Ölpreis von ca. 80 US-$ je Barrel notwendig. Werden auch, sich auf die Grenzkosten auswirkende, fiskalische Elemente berücksichtigt, wäre ein Ölpreisniveau von etwa 90 US-$ je Barrel notwendig.

7.3 Aggregierte Angebotskurven der betrachteten Länder

Wie bereits erörtert, bezieht sich das in den Angebotskurven der OPEC enthaltene Angebot auf die Förderkapazität, die insbesondere in Saudi-Arabien erheblich höher ausfällt als die tatsächliche Fördermenge. Das Angebot der Nicht-OPEC-Länder, in denen die Fördermenge nahezu der vorhandenen Kapazität entspricht, wird durch die Fördermenge bestimmt.

Insgesamt ergibt sich für die in den Fallstudien betrachteten Länder ein Angebot von ca. 70,7 mb/d im Jahr 2014. Davon stammten 34,4 mb/d aus OPEC-Ländern und 36,3 mb/d

aus den zehn untersuchten Nicht-OPC-Ländern. Die tatsächliche Fördermenge der betrachteten Länder belief sich lediglich auf ca. 66,6 mb/d, da die OPEC ca. 4,1 mb/d weniger förderte als unter den gegebenen Förderkapazitäten möglich wäre.
Die Abbildungen 7.11 und 7.12 zeigen das Angebot der betrachteten Länder im Jahr 2014.

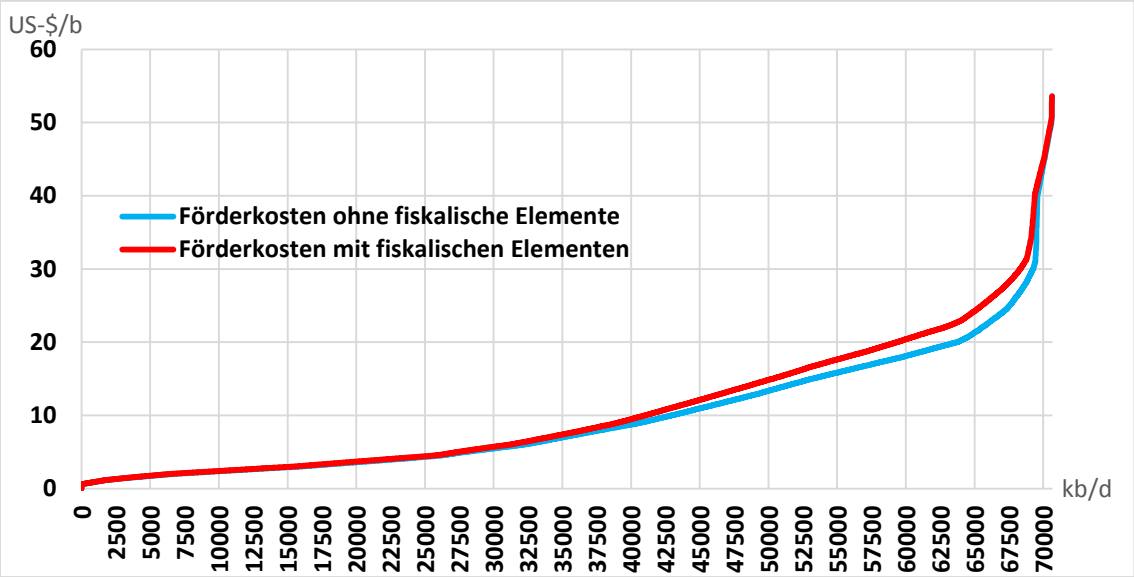


Abbildung 7.11: Kurzfristige Angebotskurven - Global

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.11 zu sehen, beliefen sich die Förderkosten von etwa 42,9 mb/d auf weniger als 10 US-$ je Barrel und weitere ca. 20,8 mb/d ließen sich zu Kosten von 10 bis 20 US-$ je Barrel fördern. Bei einem Ölpreis von 30 US-$ je Barrel wären, unter Berücksichtigung ausschließlich technischer Förderkosten, etwa 69,3 mb/d rentabel förderbar gewesen. Somit beliefen sich die Förderkosten für nur etwa 1,4 mb/d auf über 30 bis zu ca. 53,5 US-$ je Barrel.
Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, sinkt die, zu Kosten von weniger als 10 US-$ förderbare, Menge auf ca. 41 mb/d. Kurzfristige Grenzkosten, einschließlich fiskalischer Elemente, von 10 bis 20 US-$ je Barrel fielen bei einer Fördermenge von ca. 18,4 mb/d an. Bei einem Ölpreis von 30 US-$ je Barrel hätte sich die, unter Berücksichtigung der kurzfristigen Grenzkosten einschließlich fiskalischer Elemente, rentabel förderbare Menge auf etwa 68,3 mb/d belaufen. Somit wären, wenn auch die fiskalische Behandlung berücksichtigt wird, ca. 2,4 mb/d nur zu Kosten von über 30 bis ca. 53,5 US-$ je Barrel förderbar gewesen.

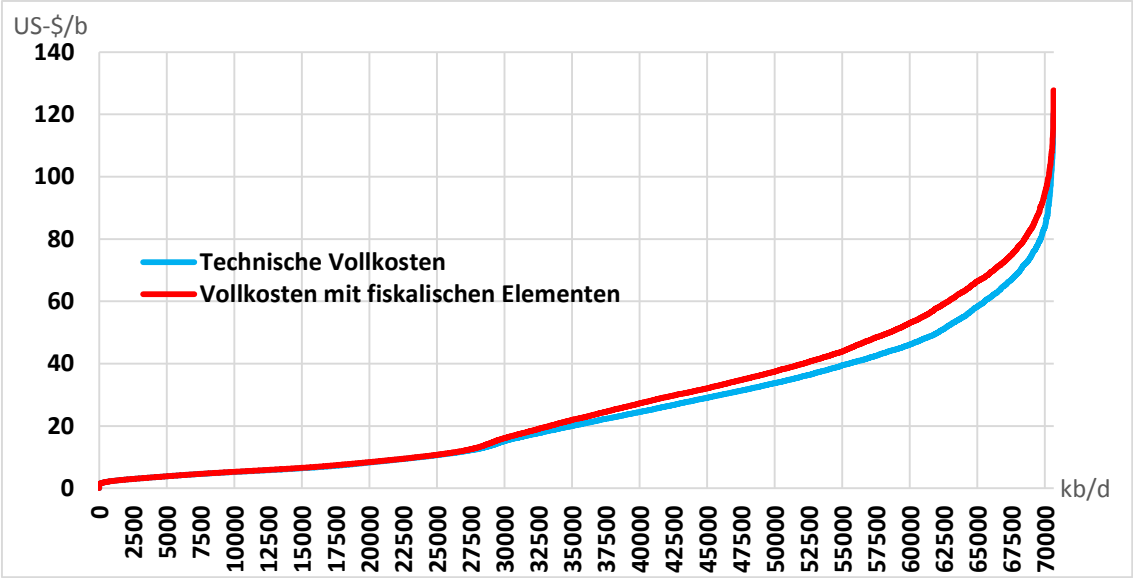


Abbildung 7.12: Globale Vollkostenkurven 2014

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.12 zu sehen, beliefen sich die technischen Vollkosten bei etwa 23,7 mb/d, der in den untersuchten Ländern vorhandenen Förderkapazität, auf weniger als 10 US-$ je Barrel auf. Bei einem längerfristigen durchschnittlichen Ölpreis von 20 US-$ je Barrel wären Projekte mit einer Förderkapazität von etwa 35 mb/d rentabel. Projekte mit einer Förderkapazität von 55,5 mb/d wiesen gemäß der ermittelten Vollkostenkurve Kosten von weniger als 40 US-$ je Barrel auf. Bei etwa 62,1 mb/d beliefen sich die technischen Vollkosten auf weniger als 50 US-$ je Barrel. Projekte mit einer Förderkapazität von insgesamt ca. 2,5 mb/d wären unter Berücksichtigung der technischen Vollkosten erst bei einem Ölpreis über 70 US-$ je Barrel rentabel. Werden auch die, sich auf die Kosten auswirkenden, fiskalischen Elemente berücksichtigt, wiesen Projekte mit einer Förderkapazität von ca. 58,5 mb/d Kosten von unter 50 US-$ je Barrel auf. Etwa 4,5 mb/d ließen sich erst bei einem langfristigen Ölpreis von über 70 US-$ je Barrel rentabel fördern.

Während sich die Abbildungen 7.11 und 7.12 auf die bisherige Förderung beziehen, stellen die Abbildungen 7.13 bis 7.15 die, basierend auf den Fallstudien, prognostizierte Entwicklung bis zum Jahr 2024 dar. Während die in Abbildung 7.13 dargestellten Vollkostenkurven der Jahre 2019 und 2024 auch bereits versunkene Kosten beinhalten, die für das Entscheidungskalkül von Ölproduzenten keine Rolle mehr spielen, werden in den Abbildungen 7.14 und 7.15 nur die entscheidungsrelevanten, zukünftig anfallenden, Kosten berücksichtigt.

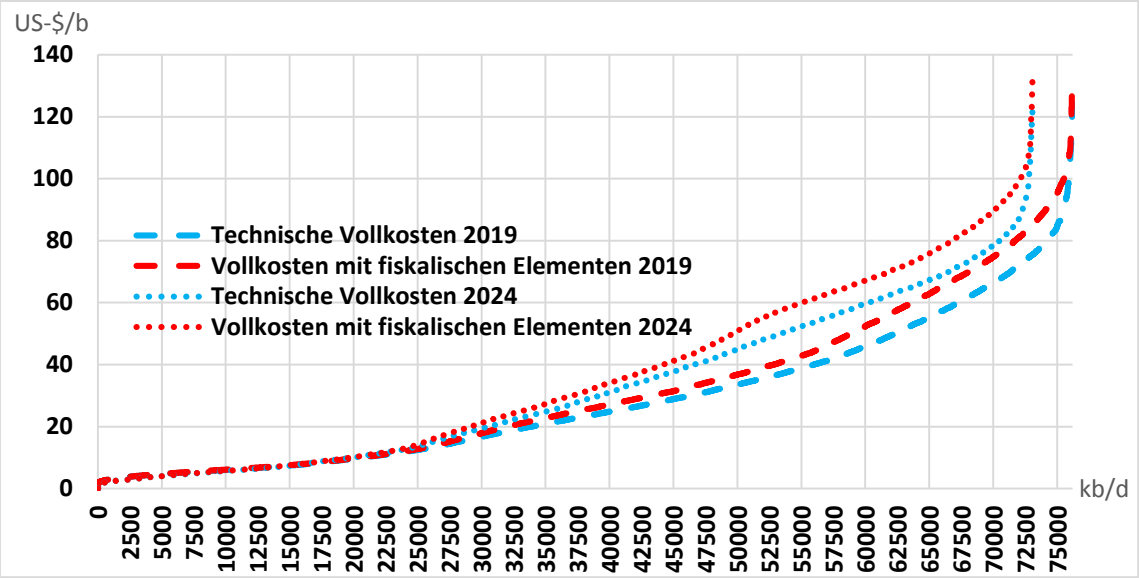


Abbildung 7.13: Globale Vollkostenkurven 2019 und 2024

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.13 zu sehen, wird für die betrachteten Länder ein Anstieg des Angebots um 5,5 mb/d, gegenüber dem Jahr 2014 auf ca. 76,2 mb/d im Jahr 2019, prognostiziert. Anschließend würde die Fördermenge (bzw. Kapazität) bis zum Jahr 2024 auf ca. 72,9 mb/d sinken.

Die Vollkosten, der in den Jahren 2019 und 2024 in der Förderphase befindlichen Projekte, fallen im Vergleich zum Jahr 2014 im Durchschnitt höher aus. So weisen im Jahr 2019 Projekte mit einer Gesamtförderkapazität von etwa 34 mb/d technische Vollkosten von weniger als 20 US-$ je Barrel auf und im Jahr 2024 Projekte mit einer Gesamtförderkapazität von ca. 30,5 mb/d. Projekte, deren technische Vollkosten über 50 US-$ je Barrel betragen, könnten im Jahr 2019 mit ca. 13,9 mb/d und im Jahr 2024 mit ca. 19,7 mb/d zur Fördermenge beitragen. Technische Vollkosten von über 70 US-$ je Barrel weisen Projekte, die mit ca. 4,8 mb/d im Jahr 2019 und ca. 6,6 mb/d im Jahr 2024 zur Fördermenge beitragen können, auf.

Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, würden Projekte mit einer aggregierten Fördermenge von 17,3 mb/d im Jahr 2019 und 23,5 mb/d im Jahr 2024 Vollkosten von über 50 US-$ je Barrel aufweisen. 9,7 mb/d im Jahr 2019 und 11,1 mb/d im Jahr 2024 ließen sich erst bei einem langfristigen durchschnittlichen Ölpreis von über 70 US-$ je Barrel fördern.

Wie in Abbildung 7.14 zu sehen, stammen von der ermittelten Förderkapazität von 72,9 mb/d im Jahr 2024 ca. 41,5 mb/d aus bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Ölprojekten, bei denen weiterhin die bisher angewandten Fördermethoden zum Einsatz kommen. Auf dieses Niveau würde die Fördermenge entsprechend bis zum Jahr 2024 sinken, sofern es zu keinen Investitionen in die Exploration und Erschließung neuer Lagerstätten, Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Projekte und Umrüstungen von Ölfeldern zur Anwendung fortgeschrittener Fördermethoden käme.

Dementsprechend stammen etwa 31,6 mb/d des für das Jahr 2024 ermittelten Angebots aus entsprechenden Investitionen.

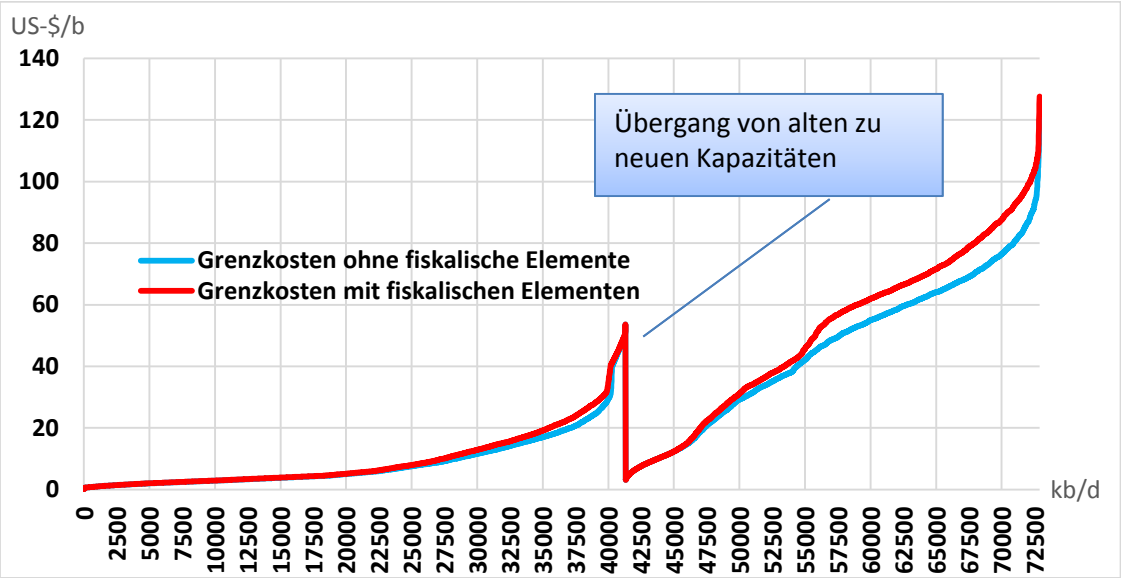


Abbildung 7.14: Langfristige Angebotskurven – Global (sortiert nach Projektphase)

Eigene Darstellung

Die für die Entscheidung, ob aus bereits in der Förderphase befindlichen Projekten weiter gefördert wird, maßgeblichen kurzfristigen Grenzkosten entsprechen, aufgrund der getroffenen Annahme konstanter, realer Förderkosten, den bereits für das Jahr 2014 ermittelten, so dass sie sich auf maximal ca. 53,5 US-$ je Barrel belaufen.

Die für die Investitionen in zusätzliche Förderkapazitäten maßgeblichen langfristigen Grenzkosten, die sowohl die Explorations- und Erschließungskosten als auch die erwarteten durchschnittlichen zukünftigen Förderkosten umfassen, als auch gegebenenfalls sich auf die Grenzkosten auswirkende fiskalische Elemente, belaufen sich auf bis zu ca. 128 US-$ je Barrel. Werden nur die technischen Grenzkosten berücksichtigt, ergeben sich maximale Kosten von 120 US-$ je Barrel.

Wird auf eine Sortierung nach der Projektphase verzichtet, ergeben sich die in Abbildung 7.15 dargestellten langfristigen Angebotskurven. Demnach würde das Angebot aus den betrachteten Ländern, bei einem Ölpreis von längerfristig durchschnittlich ca. 40 US-$ je Barrel, auf etwa 53 mb/d sinken, da die Erschließung eines Großteils der noch nicht erschlossenen Lagerstätten bei einem solchen Ölpreisniveau unwirtschaftlich wäre und die Förderung aus, bereits in der Förderphase befindlichen Mining-Ölsandprojekten, eingestellt würde, wenn der Ölpreis längerfristig über den Förderkosten liegt. Bei einem Ölpreis von 70 US-$ je Barrel würde die Fördermenge bis zum Jahr 2024 auf etwa 64,5 mb/d (fiskalische Kosten mit berücksichtigt) bzw. 68 mb/d (nur technische Kosten) sinken. Für eine Aufrechterhaltung des Angebots des Jahres 2014 von 70,7 mb/d wäre bei Berücksichtigung ausschließlich technischer Kosten ein längerfristiges Ölpreisniveau

von etwa 79 US-$ je Barrel notwendig. Werden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, wäre ein Ölpreis von ca. 90 US-$ je Barrel notwendig.

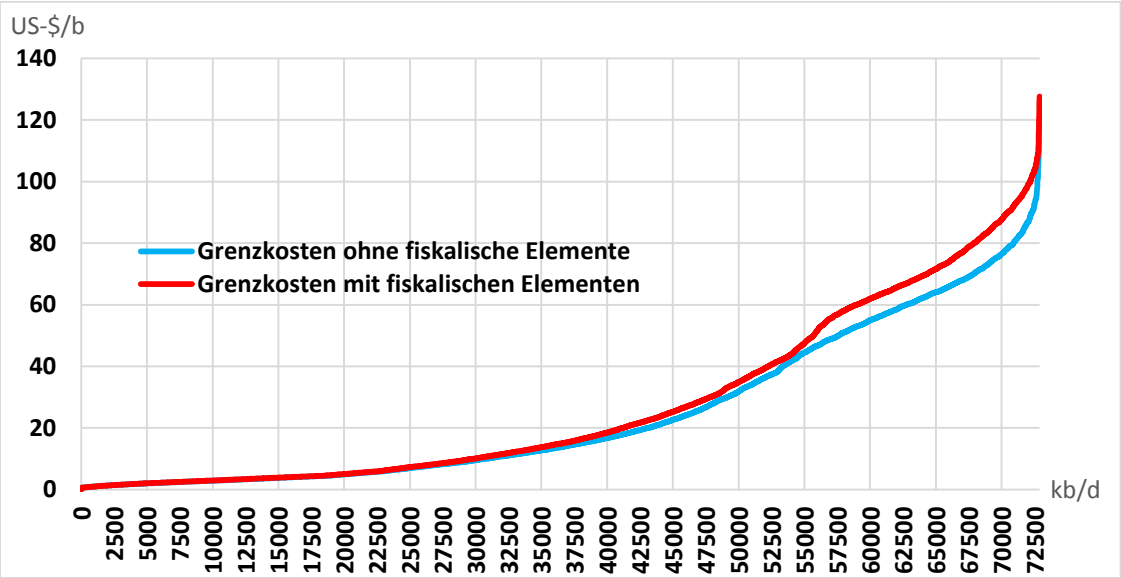


Abbildung 7.15: Langfristige Angebotskurven – Global

Eigene Darstellung

7.4 Ermittlung des langfristigen Ölmarktgleichgewichts

Zur Ermittlung des Marktgleichgewichts bedarf es auch der Berücksichtigung des nicht in den ermittelten Angebotskurven enthaltenen Angebots. Wie bereits ausgeführt, belief sich die tatsächliche tägliche Ölfördermenge, der in den Fallstudien betrachteten Länder, im Jahr 2014 auf 66,6 mb/d, da die OPEC über ungenutzte Förderkapazitäten von etwa 4,1 mb/d verfügte, von denen etwa 3 mb/d aus Saudi-Arabien stammten. Die übrigen OPEC-Mitglieder verfügten somit über nahezu keine freien Förderkapazitäten, so dass deren Fördermenge in etwa der tatsächlichen Förderkapazität entsprach.

Gemäß Daten der IEA (2015, S.54) belief sich das globale Ölangebot im Jahr 2014 auf 93,6 mb/d. Dieses Angebot umfasst jedoch auch, in dieser Arbeit nicht berücksichtigte, Kondensate und Flüssiggas sowie Biokraftstoffe und bezieht sich somit - wenn auch als Ölangebot ausgewiesen - auf die Fördermenge an flüssigen Energieträgern. Gegenüber der tatsächlichen Fördermenge, der in dieser Arbeit untersuchten Länder, ergibt sich somit eine Differenz von 27 mb/d. Für diese, in den ermittelten Angebotskurven nicht enthaltene Fördermenge wird bis zum Jahr 2024 Konstanz angenommen. Somit stehen diese 27 mb/d dem Ölmarkt annahmegemäß auch im Jahr 2024 zur Verfügung. Diese zusätzliche Fördermenge wird in den Angebotskurven ohne Kosten berücksichtigt.

Da sich das von der IEA ermittelte globale Angebot im Jahr 2014 auf die tatsächliche Fördermenge bezog, die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Angebotskurven jedoch das dem Markt zur Verfügung stehende, mit den vorhandenen Kapazitäten förderbare Erdöl umfassen, muss die OPEC-Reservekapazität von 4,1 mb/d zu dem von der IEA ermittelten Angebot hinzuaddiert werden, so dass sich ein tatsächliches Angebot von 97,7 mb/d im Jahr 2014 ergibt.

Die globale Nachfrage belief sich gemäß IEA (2015, S. 54) im Jahr 2014 auf 92,7 mb/d und fiel somit im Durchschnitt um ca. 0,9 mb/d geringer aus als die tatsächliche durchschnittliche Fördermenge.

Die Steigung der Nachfragekurve wird durch die Preiselastizität der Nachfrage bestimmt. Die Preiselastizität der Nachfrage zeigt an, um wie viel Prozent sich die nachgefragte Menge bei einer Änderung des Ölpreises um 1 % ändert und sollte negativ ausfallen, d.h. bei einem Anstieg des Ölpreises sinkt die Nachfrage.[1892]

Tabelle 7.1: Preiselastizität der Ölnachfrage

	Länder	**Kurzfristige Preiselastizität**	**Langfristige Preiselastizität**
Gately und Huntington (2002)	OECD Nicht-OECD	-0,08 bis -0,04 -0,03 bis 0,04	-0,64 -0,18
Brook et al. (2004)	OECD Rest der Welt		-0,6 -0,2
Dargay und Gately (2010)	OECD Wachstumsländer	-0,055 bis -0,018	-0,6 bis -0,2 -0,07

Eigene Darstellung

[1892] Vgl. Pindyck und Rubinfeld (2009), S. 65.

Eine Übersicht über, anhand ökonometrischer Schätzungen ermittelte, Preiselastizitäten der Ölnachfrage liefert Tabelle 7.1. Wie in der Tabelle zu sehen, verhält sich die Nachfrage in der kurzen Frist nahezu vollständig unelastisch, wohingegen ein Preisanstieg um 1 % in der langen Frist einen Rückgang der Nachfrage um ca. 0,2 bis 0,6 % zur Folge hat. Während die Preiselastizität die Steigung der Nachfragekurven bestimmt, zeigt die Einkommenselastizität an, wie stark sich die Nachfrage bei einer Änderung des Einkommens ändert, d. h. wie weit sich die Nachfragekurve nach links oder rechts verschiebt. Konkret zeigt die Einkommenselastizität um wie viel Prozent sich die Nachfrage bei einer Änderung des Einkommens um 1 % ändert.[1893] Als Maß für das Einkommen wird in der Regel das reale Bruttoinlandsprodukt pro Kopf verwendet.[1894]
Eine Übersicht über die Ergebnisse ökonometrischer Schätzungen zur Einkommenselastizität der Rohölnachfrage liefert Tabelle 7.2. Wie in der Tabelle zu sehen, ist die Einkommenselastizität positiv und weist Werte von 0,4 bis 0,87 auf. Demnach steigt die Ölnachfrage bei einem Anstieg des realen Bruttoinlandsprodukts pro Kopf um 1 % um 0,4 bis 0,87 %.

Tabelle 7.2: Einkommenselastizität der Ölnachfrage

	Länder	**Kurzfristige Einkommenselastizität**	**Langfristige Einkommenselastizität**
Gately und Huntington (2002)	OECD Nicht-OECD	0,53 0,31 bis 0,52	0,56 0,53
Brook et al. (2004)	OECD Rest der Welt		0,4 0,6
Dargay und Gately (2010)	OECD Wachstumsländer		0,8 0,87

Eigene Darstellung

Gemäß Daten der Weltbank ist die Weltbevölkerung im Zeitraum von 2005 bis 2014 um insgesamt 11,5 % bzw. 1,1 % jährlich von 6,51 auf 7,26 Mrd. Menschen gestiegen.[1895] Unterstellt man, dass die Weltbevölkerung auch in den zehn Jahren bis zum Jahr 2024 mit dieser Rate ansteigt und dass der Ölverbrauch pro Kopf unverändert bleibt, würde die globale Nachfrage bis zum Jahr 2024 von 92,7 mb/d auf 103,4 mb/d ansteigen.
Das, zu Marktwechselkursen berechnete, reale globale BIP stieg gemäß Daten des IWF (2015) zwischen 2005 und 2014 um 24,3 % bzw. durchschnittlich 2,2 % p. a. an. Dabei handelt es sich jedoch um das absolute, nicht in pro-Kopf-Einheiten umgerechnete, Bruttoinlandsprodukt. Unter Berücksichtigung des globalen Bevölkerungswachstums ergibt sich ein Anstieg des BIP pro Kopf von 11,5 % bzw. 1,1 % p. a. für den Zeitraum von

[1893] Vgl. Ebenda, S. 67.
[1894] Vgl. Dargy und Gately (2010), S. 6262.
[1895] Vgl. Weltbank (2015).

2005 bis 2014.[1896] Würde sich dieses Wachstum des BIP pro Kopf in den zehn Jahren bis zum Jahr 2024 fortsetzen, würde die Nachfrage bei den in Tabelle 7.2 ermittelten Einkommenselastizitäten um weitere 4,6 bis 10 % bzw. 4,3 bis 9,3 mb/d ansteigen.
Würden die Weltbevölkerung und das reale globale BIP pro Kopf demnach mit denselben Raten der vergangenen zehn Jahre von 2005 bis 2014 auch in den kommenden zehn Jahren bis zum Jahr 2024 ansteigen, ergäbe sich, bei gegenüber dem Jahr 2014 unveränderten Ölpreisen, im Jahr 2024 eine globale Ölnachfrage von 107,7 bis 112,7 mb/d.
Alternativ soll eine schwache Weltwirtschaft, deren reales Wirtschaftswachstum pro Kopf bis zum Jahr 2024 Null beträgt, angenommen werden. Gemäß den in Tabelle 7.2 aufgeführten Nachfrageelastizitäten hätte dies eine unveränderte Nachfrage pro Kopf zur Folge. Demnach würde die globale Nachfrage nur aufgrund des Anstiegs der Weltbevölkerung auf 103,4 mb/d ansteigen.
Eine große Schwäche der in Tabelle 7.2 aufgeführten Einkommenselastizitäten besteht darin, dass diese nicht ausdrücken können, dass aufgrund von technischem Fortschritt die Energieintensität (Verbrauch je Einheit der Wirtschaftsleistung) über die Zeit abnimmt beziehungsweise die Energieproduktivität (Wirtschaftsleistung je Einheit an Energieverbrauch) zunimmt.[1897] Bei einem unveränderten realen BIP pro Kopf sollte es demnach zu einem Rückgang des Verbrauchs pro Kopf kommen, wohingegen ein Rückgang der Nachfrage, gemäß den Einkommenselastizitäten, erst bei einem Rückgang der Wirtschaftsleistung entstehen würde.
Die US-Energieagentur prognostiziert im Basisszenario ihres aktuellen Energiemarktberichts einen Anstieg der globalen Nachfrage auf 102,9 mb/d im Jahr 2025. Ebenso wie die Ölmarktstatistiken der IEA werden auch von der EIA Flüssiggas und Kondensate berücksichtigt.[1898] BP wiederum prognostiziert in ihrem jüngsten Energiemarktbericht eine Nachfrage nach flüssigen Energieträgern von ca. 95,9 mb/d im Jahr 2025.[1899] Vor dem Hintergrund der vorgenommenen Schätzungen, sowie der Prognosen der EIA und von BP ergibt sich für die im Jahr 2024 zu erwartende Nachfrage eine relativ breite Spanne von ca. 95 bis ca. 113 mb/d.
Zur Ermittlung des Ölmarktgleichgewichts werden neben den ermittelten langfristigen Angebotskurven langfristige Nachfragekurven ermittelt. Für deren Steigung wird, basierend auf Tabelle 7.1, eine langfristige Preiselastizität von -0,4 angenommen. Der Ölpreis belief sich im Jahr 2014 im Mittel auf 96 US-$ je Barrel.[1900] Für vier Szenarien (gegenüber dem Jahr 2014 bei gleichem Ölpreis unveränderte Nachfrage von 92,7 mb/d, Anstieg

[1896] Basierend man das reale BIP und die Weltbevölkerung im Jahr 2005 jeweils mit 100, ergeben sich für das Jahr 2014 Werte von 124,3 bzw. 111,5 und ein Verhältnis von 1,115.
[1897] So nahm der Primärenergieverbrauch in Gigajoule je Tsd. Euro an realem BIP in Deutschland im Zeitraum von 1990 bis 2011 um 32,7 % von 8,1 auf 5,5 ab und das reale BIP pro Kopf je Gigajoule an eingesetzter Primärenergie um 48,6 % zu. (Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012)
[1898] Vgl. EIA (2015), S. A-39.
[1899] Vgl. BP (2015c).
[1900] Durchschnitt der monatlichen Preise der Sorten WTI und Brent, Eigene Berechnung basierend auf Daten der EIA.

der Nachfrage auf 95/100/105 mb/d bei unverändertem Ölpreis von 96 US-$ je Barrel) ergeben sich die in Abbildung 7.16 dargestellten langfristigen Ölmarktgleichgewichte.

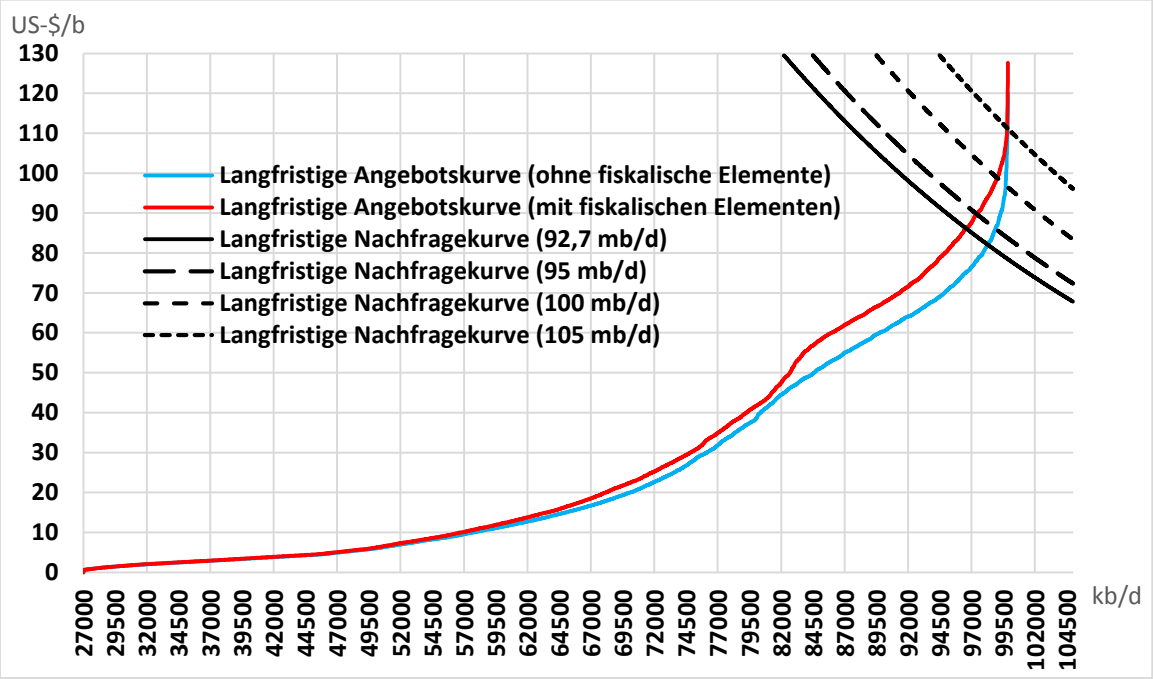


Abbildung 7.16: Langfristige Ölmarktgleichgewichte

Eigene Darstellung

Wie in Abbildung 7.16 zu sehen, ergeben sich, in Abhängigkeit von den berücksichtigten langfristigen Grenzkosten (mit oder ohne fiskalische Elemente) und dem unterstellten Nachfrageszenario, Marktgleichgewichte bei einem Ölpreis von ca. 82 bis 111 US-$ je Barrel. Würde der Ölpreis für einen längeren Zeitraum unterhalb dieses Niveau notieren, würden bis zum Jahr 2024 keine hinreichenden Investitionen in die Erschließung neuer Lagerstätten, Erweiterungen bereits in der Förderphase befindlicher Felder und Umrüstungen zur Anwendung fortgeschrittener Fördertechnologien, vorgenommen werden, damit sich die zu erwartende Nachfrage im Jahr 2024 decken ließe. Aufgrund der kurzfristig geringen Preiselastizität der Nachfrage wäre somit mit einem erheblichen Ölpreisanstieg zu rechnen.

Bei einem längerfristigen Anstieg des Ölpreises auf 120 US-$ je Barrel würde sich die Erschließung nahezu aller, in den Angebotskurven berücksichtigten, Lagerstätten rentieren, so dass das Angebot den ermittelten Maximalwert (insgesamt ca. 100 mb/d) erreichen würde. Aufgrund der längerfristig höheren Preiselastizität der Nachfrage würde diese bei einem Ölpreis von 120 US-$ je Barrel, in Abhängigkeit vom Szenario hinsichtlich des Wirtschaftswachstums, auf ca. 85 bis 97 mb/d sinken, so dass Überschusskapazitäten von 3 bis 15 mb/d vorhanden wären. Diese würden erfahrungsgemäß in der OPEC entstehen.

7.5 Kritische Beurteilung der Ergebnisse

Das in dieser Arbeit ermittelte Intervall für den langfristigen gleichgewichtigen Ölpreis deckt sich mit den Einschätzungen anderer Studien zur längerfristigen Ölpreisentwicklung. So prognostiziert beispielsweise March (2012) einen Ölpreis von 120 (2007er) US-$ je Barrel und die EIA (2015) von 91 (2013er) US-$ je Barrel im Jahr 2025.

Grundsätzlich gilt es hinsichtlich der ermittelten Angebotskurven zu berücksichtigen, dass diese, aufgrund der relativ geringen Markttransparenz, einem hohen Maß an Unsicherheit unterliegen. So werden zu vielen kleineren Ölprojekten, die zukünftig ebenfalls zur Fördermenge beitragen können, keine Informationen veröffentlicht. Dies gilt insbesondere für die OPEC. Auch kann die tatsächliche Erschließung neuer Lagerstätten in den Untersuchungsländern schneller oder langsamer erfolgen als in dieser Arbeit angenommen, was ebenfalls zu Abweichungen vom ermittelten zukünftigen Angebot führen würde.

Variationen der, bei der Ermittlung der Angebotskurven getroffenen, Annahmen hätten wiederum Auswirkungen auf die ermittelten Kosten und damit auch den gleichgewichtigen Marktpreis. So würde eine kürzere unterstellte Explorations- und Erschließungsphase ebenso niedrigere aufgezinste Explorations- und Erschließungskosten zur Folge haben, wie ein geringerer realer Diskontsatz. Auch werden Ölgesellschaften bei ihren Investitionsentscheidungen unterschiedliche, die (politischen) Risiken in verschiedenen Ländern berücksichtigende, Diskontfaktoren verwenden, wohingegen in dieser Arbeit ein einheitlicher Diskontfaktor für alle Länder angenommen wurde. Eine weitere Problematik bei der Ermittlung der Explorations- und Erschließungskosten je Barrel stellt die Tatsache dar, dass die tatsächlich in einer Lagerstätte enthaltenen, förderbaren Vorkommen einer Lagerstätte in der Regel nicht vor Beginn der Förderphase bekannt sind, sondern oftmals erst gegen Ende der

Die Förderkosten je Barrel aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten wiederum sollten über die Zeit, entgegen der in dieser Arbeit verwendeten Annahme konstanter realer Förderkosten, mit sinkender Fördermenge ansteigen, da sich diese aus variablen und fixen Kosten zusammensetzen.

Hinsichtlich der fiskalischen Elemente wiederum wurden in dieser Arbeit nur die, sich direkt auf die Grenzkosten auswirkenden und auf das geförderte Öl beziehenden, Wert- und Mengensteuern berücksichtigt, wohingegen tatsächlich auch andere Steuern und Abgaben zur Folge haben können, dass ein vor Steuern rentables Projekt nach Steuern Verluste schreibt.

8 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Angebotsseite des Ölmarkts sowohl auf globaler Ebene als auch auf der Ebene einzelner Länder untersucht. Die drei wesentlichen Ziele der Arbeit bestanden darin, einen umfassenden Überblick über den Ölsektor der wichtigsten Förderländer zu geben, für diese Länder Angebotskurven zu erstellen und globale Angebotskurven zu ermitteln, anhand derer sich ein langfristiges Ölmarktgleichgewicht prognostizieren lässt.

Zunächst wurden hierzu die grundlegenden Eigenschaften der Ressource Erdöl und von Erdölprojekten beschrieben. Anschließend wurde die historische Entwicklung der globalen Ölindustrie erörtert. Der Grundlagenteil der Arbeit schloss mit der ökonomischen Betrachtung des Ölmarkts ab. Hierbei wurden die verschiedenen, bei der Ermittlung der Angebotskurven zu berücksichtigenden, Kosten hinsichtlich des Zeitpunkts ihres Anfallens (Explorations-, Erschließungs- und Förderkosten) und ihrer Art (technische Kosten, fiskalische Kosten und Finanzierungskosten) unterschieden. Zudem wurde die zentrale, bei der Erstellung der Angebotskurven Verwendung findende, Gleichung eingeführt. Die zuvor beschriebenen Kosten wurden dieser Gleichung zugeordnet. Abschließend wurden die verschiedenen Arten von Angebotskurven, die ermittelt werden sollten, voneinander abgegrenzt und das konkrete Verfahren zu ihrer Ermittlung erläutert. Hierbei wurde auch auf die zu treffenden Annahmen hinsichtlich der Dauer einzelner Projektphasen, der Entwicklung der Fördermenge über die Zeit, sowie die zu berücksichtigenden Kosten eingegangen.

An diesen Grundlagenteil schloss sich die eigentliche Analyse an, welche die Untersuchung von 22 Ölförderländern umfasste. Auf die einführende Beschreibung der historischen Entwicklung der Ölindustrie in einem Land folgte die Analyse der gegenwärtigen Situation. Hierbei wurde zunächst auf den rechtlichen und fiskalischen Rahmen eingegangen. Es konnte gezeigt werden, dass auch heute noch fundamentale Unterschiede zwischen OPEC-Ländern und Förderländern außerhalb der OPEC bestehen. So verfügen alle OPEC-Länder über vollständig in staatlichem Besitz befindliche Ölgesellschaften, wohingegen dies nur in zwei (Aserbaidschan und Kasachstan) der zehn untersuchten Nicht-OPEC-Länder der Fall ist. Entsprechend unterscheiden sich auch die Vertragsformen, unter denen in den Ländern Ölprojekte betrieben werden können. In den OPEC-Ländern finden Konzessionen/Lizenzen, Produktionsteilungsverträge und Werkverträge zu gleichen Anteilen Anwendung, wohingegen in den betrachteten Nicht-OPEC-Ländern Konzessionen/Lizenzen dominieren und Produktionsteilungsverträge in der Hälfte dieser Länder verwendet werden. In den westlichen Industrienationen USA, Kanada, Großbritannien und Norwegen werden wiederum ausschließlich Konzessionen/Lizenzen vergeben. Ebenfalls zeigten sich beim Vergleich des fiskalischen Rahmens große Unterschiede. Zwar werden in nahezu allen betrachteten Ländern, in denen private Ölgesellschaften unter PSVs und Lizenzen Ölprojekte betreiben Wertabgaben (zumeist Royalties) erhoben, die sich auf die Grenzkosten von Ölprojekten auswirken, doch unterscheiden sich diese erheblich in ihrer konkreten Ausgestaltung. So steigt der Royaltysatz in manchen Ländern

mit dem Ölpreis (z. B. Alberta, Kanada), wohingegen er in anderen Ländern unabhängig vom Ölpreis ist (z. B. USA, China, Libyen). In anderen Ländern hängt die Höhe der Wertabgabe von der Projektart oder Region, in der ein Projekt betrieben wird (z. B. Algerien, Nigeria), oder der Vertragsform (z. B. in Angola, Aserbaidschan) ab. Die mit Abstand höchsten Wertabgaben wurden für Venezuela nachgewiesen. In Großbritannien und Norwegen hingegen, wo kostenintensive Offshore-Projekte betrieben werden, wird auf die Erhebung von Mengen- und Wertabgaben verzichtet. Ebenfalls konnte gezeigt werden, dass in den betrachteten Ländern neben den Mengen- und Wertabgaben eine Vielzahl weiterer Steuern, Abgaben und Lizenzgebühren erhoben werden, durch die die jeweiligen Staaten an den erwirtschafteten Gewinnen partizipieren.

Anschließend wurde die gegenwärtige Fördermenge bzw. Förderkapazität im jeweiligen Land und deren Zusammensetzung aus verschiedenen Projektarten und Fördermethoden ermittelt. Auch auf die geographische Verteilung der Ölprojekte wurde dabei eingegangen. Hierbei konnte gezeigt werden, dass in den OPEC-Ländern im Nahen Osten und in Nord-Afrika noch immer nahezu ausschließlich konventionelle Onshore-Projekte und Offshore-Projekte in seichten Gewässern betrieben werden. Auch in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion – Russland, Aserbaidschan und Kasachstan – wird die Förderung bisher nahezu ausschließlich aus konventionellen Onshore- und Offshore-Lagerstätten in seichten Gewässern betrieben. In den beiden westafrikanischen Ländern Angola und Nigeria sowie in Brasilien findet die Förderung vermehrt in tiefen und sehr tiefen Gewässern statt. Für die nordamerikanischen Länder USA und Kanada wurde gezeigt, dass etwa die Hälfte des im Jahr 2014 geförderten Rohöls aus unkonventionellen Tight-Oil- und Ölsandprojekten stammte. In Venezuela trugen unkonventionelle Schwerstölprojekte mit ca. 40 % zum Angebot bei. Die chinesische Förderung findet zwar noch überwiegend aus bereits seit vielen Jahren in der Förderphase befindlichen konventionellen Offshore-Feldern statt, zuletzt stiegen aber sowohl die Fördermenge von Schweröl als auch aus Offshore-Lagerstätten an.

Basierend auf der für das Jahr 2014 ermittelten Fördermenge bzw. Förderkapazität wurden anschließend die Angebotskurven für die Untersuchungsländer ermittelt. Hierbei wurde zwischen Angebotskurven die sich auf das Ausgangsjahr 2014 beziehen und solchen, in denen die Entwicklung bis zum Jahr 2024 prognostiziert wird, unterschieden. Da für alle betrachteten Länder wettbewerbliches Verhalten unterstellt wurde, handelte es sich bei den Angebotskurven um (Grenz-)Kostenkurven. Die ermittelten Angebotskurven wurden anschließend zu globalen Angebotskurven zusammengefasst.

Das aggregierte Angebot der Untersuchungsländer belief sich im Jahr 2014 auf 70,7 mb/d. Davon stammten 34,4 mb/d aus der OPEC und 36,3 mb/d aus Nicht-OPEC-Ländern. Die kurzfristigen Grenzkosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte beliefen sich gemäß der ermittelten Angebotskurve auf bis zu ca. 54 US-$ je Barrel. Jedoch stammten lediglich ca. 1,5 bis 2,5 mb/d aus Projekten mit kurzfristigen Grenzkosten über 30 US-$ je Barrel, so dass sich die in der Förderphase anfallenden Kosten bei über 96 % der Fördermenge aus den Untersuchungsländern selbst bei einem Ölpreis von 30 US-$ je Barrel decken lassen. Technische kurzfristige Grenzkosten von über

30 US-$ je Barrel wiesen lediglich Kanada (Mining-Ölsandprojekte) und Großbritannien (kleiner Lagerstätten in der Nordsee) auf. Wurden auch fiskalische Elemente berücksichtigt, stiegen die kurzfristigen Grenzkosten auch in Venezuela und den USA über 30 US-$ je Barrel. Lediglich in diesen vier Ländern sollte es somit beim aktuellen Ölpreisniveau von etwa 35 bis 40 US-$ je Barrel zu Einschränkungen der Förderung kommen.
Die technischen Vollkosten der im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekte beliefen sich auf bis zu ca. 120 US-$ je Barrel. Wurden auch die sich auf die Grenzkosten auswirkenden fiskalischen Elemente berücksichtigt, stiegen die Vollkosten auf nahezu 130 US-$ an. Von den OPEC-Ländern wiesen im Jahr 2014 Angola (bis zu 75 US-$ je Barrel), Ecuador (bis zu 65 US-$ je Barrel) und Venezuela (bis zu 74 US-$ je Barrel) die höchsten technischen Vollkosten auf, wohingegen sich die Vollkosten von Ölprojekten im Nahen Osten häufig auf weniger als 20 US-$ je Barrel beliefen. Von den Nicht-OPEC-Ländern wiesen die ehemaligen Sowjetrepubliken – Aserbaidschan, Kasachstan und Russland – mit weniger als 40 US-$ je Barrel die niedrigsten technischen Vollkosten auf. Für Kanada und Großbritannien hingegen wurden Vollkosten von bis zu etwa 110 US-$ je Barrel ermittelt, die aus der – auch hinsichtlich der Förderkosten – sehr aufwändigen Ölsandförderung mittels Tagebauverfahren und der Förderung aus kleinen Feldern in der Nordsee herrührt. Die höchsten technischen Vollkosten wurden für China mit bis zu 120 US-$ je Barrel ermittelt.
Gemäß den ermittelten Vollkostenkurven könnte die Fördermenge der Untersuchungsländer bis zum Jahr 2019 auf ca. 76 mb/d ansteigen, wenn alle berücksichtigten Projekte im prognostizierten Zeitraum erschlossen werden und die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Feldern mit den prognostizierten Raten sinkt. Für den sich anschließenden Zeitraum bis zum Jahr 2024 wurde ein Rückgang der Fördermenge gegenüber dem Jahr 2019 auf ca. 73 mb/d prognostiziert. Zu dieser Fördermenge sollen OPEC-Länder mit etwa 35 mb/d und Nicht-OPEC-Länder mit ca. 38 mb/d beitragen.
Für die Fördermenge aus den bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlichen Projekten wurde, unter Berücksichtigung des natürlichen Fördermengenrückgangs, ein Rückgang auf ca. 41,5 mb/d prognostiziert. Demnach sind erhebliche Investitionen in die Erschließung neuer Lagerstätten sowie Erweiterungen oder Umrüstungen bereits im Jahr 2014 in der Förderphase befindlicher Projekte notwendig, um die Fördermenge auf ihrem bisherigen Niveau zu halten. So würden etwa 31,5 mb/d der für das Jahr 2024 prognostizierten Fördermenge dem Ölmarkt nur zur Verfügung stehen, wenn entsprechende Investitionen getätigt werden.
Gemäß der ermittelten langfristigen Angebotskurve belaufen sich die technischen Grenzkosten solcher mit Investitionen in die Erschließung (und gegebenenfalls Exploration) verbundenen Projekte auf bis zu 120 US-$ je Barrel. Über 5 mb/d der zusätzlichen Fördermenge im Jahr 2024 wären erst bei einem Ölpreis über 70 US-$ je Barrel rentabel förderbar. Sollte der Ölpreis für einen längeren Zeitraum unter 50 US-$ je Barrel notieren, wäre etwa die Hälfte der neuen Projekte (15 bis 17 mb/d) unrentabel.

Der größte Anstieg des Angebots bis zum Jahr 2024 wurde für den Irak prognostiziert, dessen Fördermenge gegenüber dem Jahr 2014 um ca. 2,7 mb/d ansteigen könnte. Im Gegensatz zu anderen Ländern mit prognostiziertem Fördermengenanstieg (Brasilien, Kasachstan, Kanada, Venezuela, USA) weisen die zusätzlichen Förderkapazitäten des Irak niedrige, langfristige Grenzkosten auf. Die zusätzliche Fördermenge der anderen Länder hingegen stammt überwiegend aus kostenintensiven, unkonventionellen Ölprojekten (Ölsande in Kanada, Tight-Oil in den USA, Schwerstöl in Venezuela, Pre-Salt in Brasilien). So besteht ein weiteres Ergebnis dieser Arbeit darin, dass die Fördermenge aus konventionellen, zu geringen Kosten erschließbaren Onshore-Feldern ihren Höhepunkt bereits überschritten haben sollte, wohingegen für zukünftiges Wachstum der globalen Fördermenge unkonventionelle Ölvorkommen erschlossen werden müssen. Zudem sollte die Fördermenge zukünftig schneller auf Preisschwankungen reagieren, da die Explorations- und Erschließungsdauer bei Tight-Oil-Projekten, deren Bedeutung für den globalen Ölmarkt weiter zunehmen wird, deutlich kürzer ausfällt als bei konventionellen Ölprojekten. Die schnellere Anpassung der Fördermenge sollte sich wiederum stabilisierend auf den Ölpreis auswirken, so dass dessen Volatilität zukünftig abnehmen könnte.

Für das langfristige Marktgleichgewicht wurde, unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der Nachfrage, ein Ölpreis von ca. 82 bis 111 (2014er) US-$ ermittelt. Sollte der Ölpreis für einen längeren Zeitraum unter diesem Niveau notieren, erscheinen Angebotsengpässe, die wiederum aufgrund der geringen kurzfristigen Elastizität von Angebot und Nachfrage einen erheblichen Preisanstieg zur Folge haben dürften, bis zum Jahr 2024 sehr wahrscheinlich.

Grundsätzlich gilt es festzuhalten, dass die ermittelten Angebotskurven einem hohen Maß an Unsicherheit unterliegen, das der Intransparenz in weiten Teilen des Ölmarktes geschuldet ist. So standen für einige der betrachteten Länder keinerlei Kosteninformationen aus Primärquellen zur Verfügung, sondern mussten diese anhand von Sekundärliteratur geschätzt werden.

Das tatsächliche Fördermengenpotential des Jahres 2024 dürfte im Vergleich zu den ermittelten Angebotskurven höher ausfallen, da es wahrscheinlich ist, dass bis zum Jahr 2024 auch Felder erschlossen werden, zu denen bisher noch keine entsprechenden Erschließungspläne veröffentlicht wurden und die daher nicht in den Angebotskurven berücksichtigt sind.

Auch würden sich Variationen der in Unterkapitel 5.3.4 getroffenen Annahmen zum einen auf die Kosten (bspw. bei einer Variation des Diskontfaktors) und zum anderen auf die prognostizierten Fördermengen (bspw. bei Variationen des natürlichen Fördermengenrückgangs oder der Explorations- und Erschließungsdauer) auswirken. Daher dienen die ermittelten Angebotskurven primär zur Beschreibung der grundsätzlichen, über den Zeitraum bis zum Jahr 2024 wahrscheinlichen Tendenzen in der globalen Ölindustrie.

Die vorliegende Arbeit kann vor diesem Hintergrund als Grundlage für weitere Forschungsarbeiten dienen. So wurden für die betrachteten Länder einheitliche Annahmen getroffen, die für manche Länder eher und für andere weniger zutreffen dürften. Diese Annahmen könnten in weiteren Forschungsarbeiten variiert werden, um den spezifischen

Eigenschaften der Förderländer gerechter zu werden. Beispielsweise könnte bei der Untersuchung von Ländern mit einem größeren politischen Risiko ein höherer Diskontfaktor verwendet, oder die Annahmen zur Explorations- und Erschließungsdauer mit den gesetzlichen Regelungen zu Vertragslaufzeiten bei Ölprojekten verknüpft werden.
Auch könnten die ermittelten Angebotskurven zur Beurteilung des fiskalischen Rahmens in den Förderländern verwendet werden. Auch für spieltheoretische Analysen über das Verhalten der Untersuchungsländer ließen sich die ermittelten Angebotskurven als Grundlage verwenden.
Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Ölförderung nahezu aller in der Förderphase befindlichen Ölprojekte in den Untersuchungsländern auch beim gegenwärtigen Ölpreis von 35 bis 40 US-$ je Barrel rentabel ist. Sollte der Ölpreis jedoch in den kommenden Jahren auf diesem Niveau verharren, wird es bis zum Jahr 2024 zu einem Angebotsengpass auf dem globalen Ölmarkt kommen, da zur Deckung der zukünftigen Nachfrage die Erschließung kostenintensiver, unkonventioneller Lagerstätten und von Lagerstätten in tiefen und sehr tiefen Gewässern notwendig ist. Damit es bis zum Jahr 2024 nicht zu einem solchen Angebotsengpass kommt, ist gemäß des ermittelten langfristigen Marktgleichgewichts ein Ölpreis von mindestens 80 (2014er) US-$ je Barrel notwendig.

9 Anhang

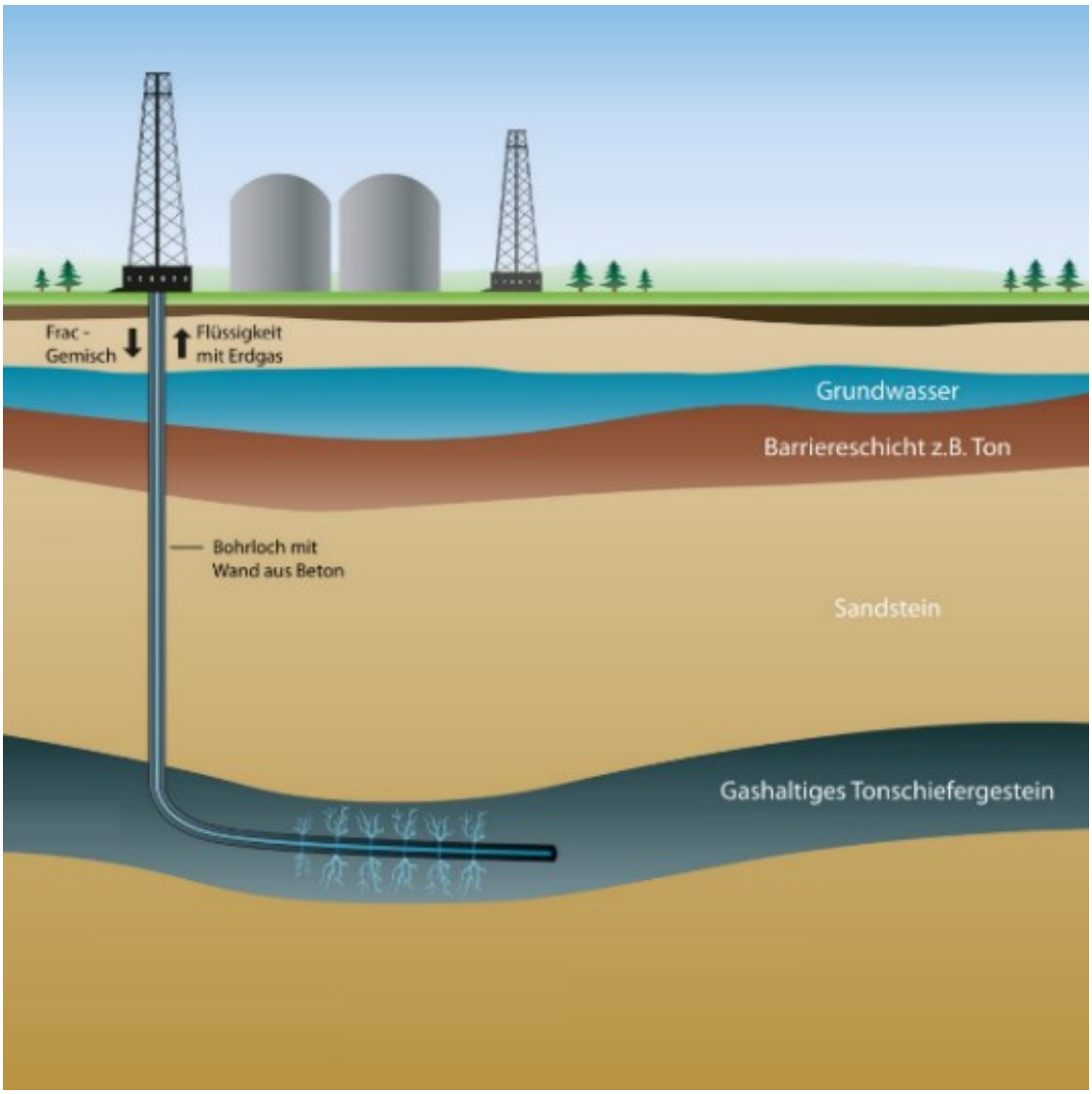


Abbildung 9.1: Querschnitt eines Fracking-Projekts

Quelle: Umweltbundesamt (o. J.) (Text leicht gekürzt gegenüber dem Original).

Tabelle 9.1: Entwicklung des Upstream Capital Cost Index (UCCI) und des Upstream Operating Cost Index (UOCI) seit dem Jahr 2005

Jahr	**UCCI (Originalzeitreihe)**	**UOCI Originalzeitreihe)**	**UCCI (2005=100)**	**UOCI (2005=100)**	**Δ UCCI**	**Δ UOCI**	**Φ UCCI, UOCI**	**ΔΦ UCCI, UOCI**
2005	120,3	132,0	100	100			100,0	
2006	157,7	151,0	131,1	114,4	31,1 %	14,4 %	122,7	22,7 %
2007	188,5	168,0	156,7	127,3	19,5 %	11,3 %	142,0	15,7 %
2008	220,4	178,7	183,2	135,4	16,9 %	6,4 %	159,3	12,2 %
2009	204,6	168,8	170,1	127,9	-7,2 %	-5,5 %	149,0	-6,5 %
2010	205,7	172,5	171,0	130,7	0,5 %	2,2 %	150,8	1,2 %
2011	220,1	181,5	183,0	137,5	7,0 %	5,2 %	160,2	6,2 %
2012	228,6	189,8	190,0	143,8	3,9 %	4,6 %	166,9	4,2 %
2013	230,6	196,0	191,7	148,5	0,9 %	3,3 %	170,1	1,9 %
2014	231,7	200,3	192,6	151,7	0,5 %	2,2 %	172,2	1,2 %

Datenquelle für Originalzeitreihen: IHS (o. J.)

Tabelle 9.2: Tiefenabhängige Bohrlochkosten (in Mio. US-$)

Tiefe (in m)	onshore	offshore (flach)	offshore (tief)	offshare (sehr tief)
0	0,0	0,0	0,0	0,0
500	0,9	2,3	4,6	6,9
1000	2,0	5,0	10,1	15,1
1500	3,3	8,1	16,3	24,4
2000	4,6	11,5	23,0	34,5
2500	6,1	15,1	30,3	45,4
3000	7,6	19,0	38,0	57,0
3500	9,2	23,1	46,1	69,2
4000	10,9	27,4	54,7	82,1
4500	12,7	31,8	63,7	95,5
5000	14,6	36,5	73,0	109,5
5500	16,5	41,3	82,7	124,0
6000	18,5	46,3	92,7	139,0
6500	20,6	51,5	103,0	154,5
7000	22,8	56,8	113,7	170,5

Eigene Berechnungen

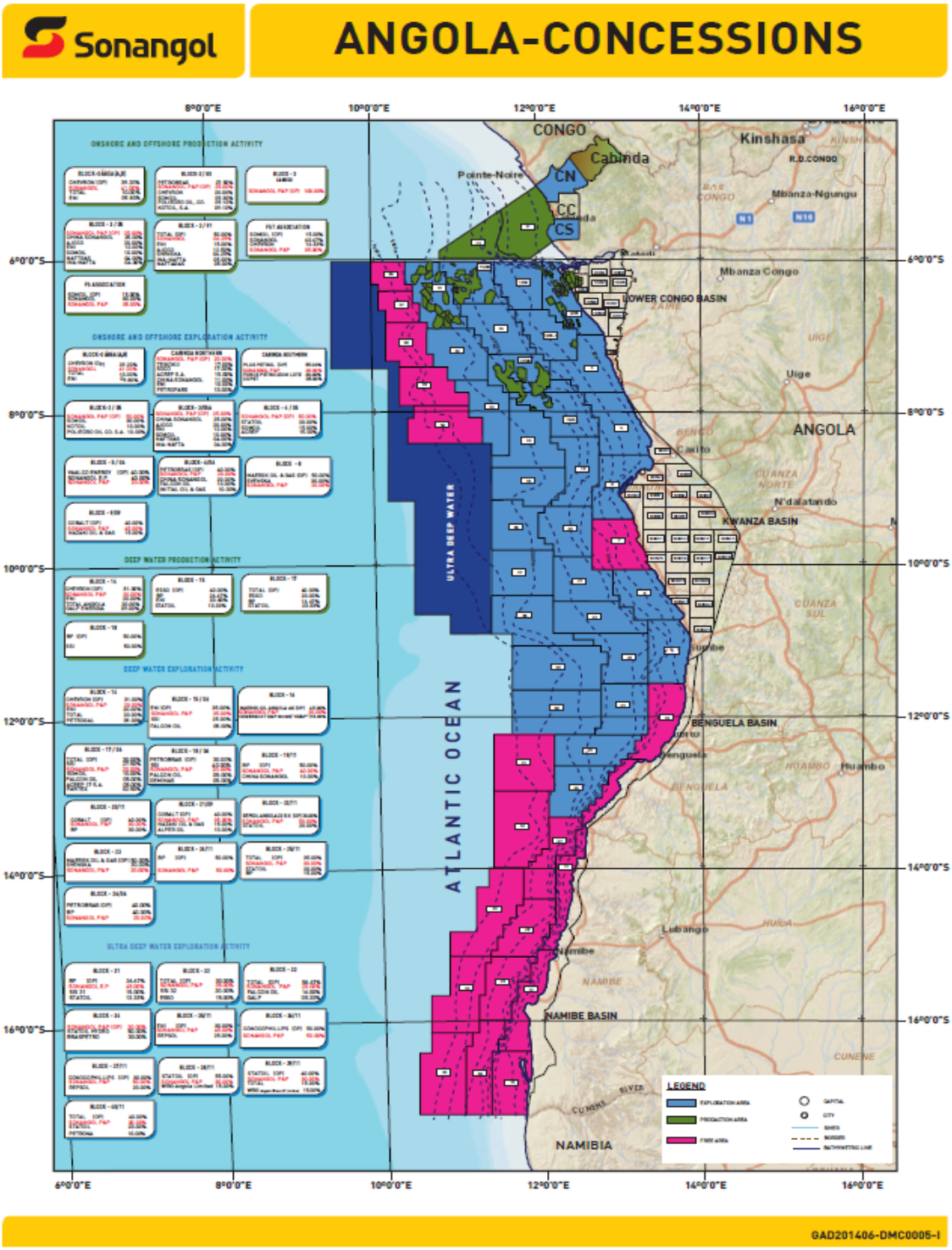


Abbildung 9.2: Lizenzgebiete in Angola

Quelle: www.sonangol.co.uk.

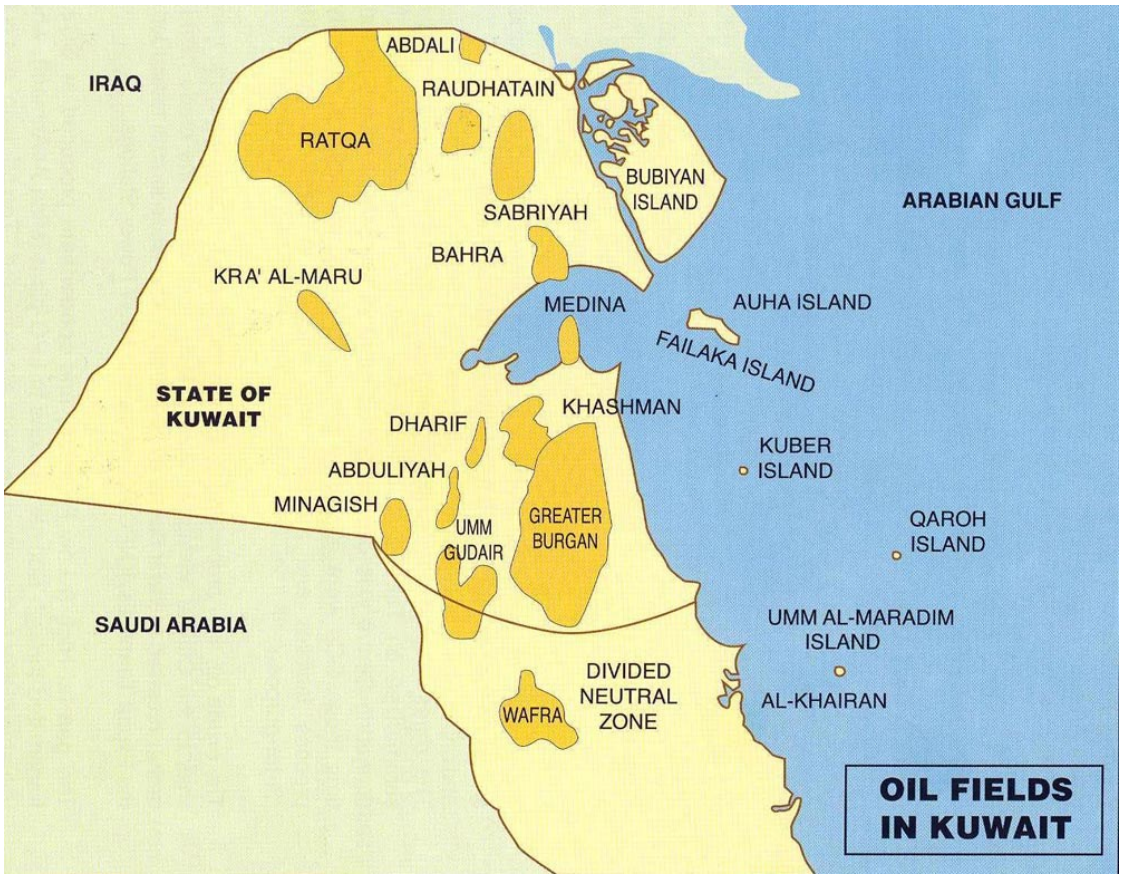


Abbildung 9.3: Geographische Lage der kuwaitischen Ölfelder

Quelle: Kuwait Ministry of Oil (o. J., b).

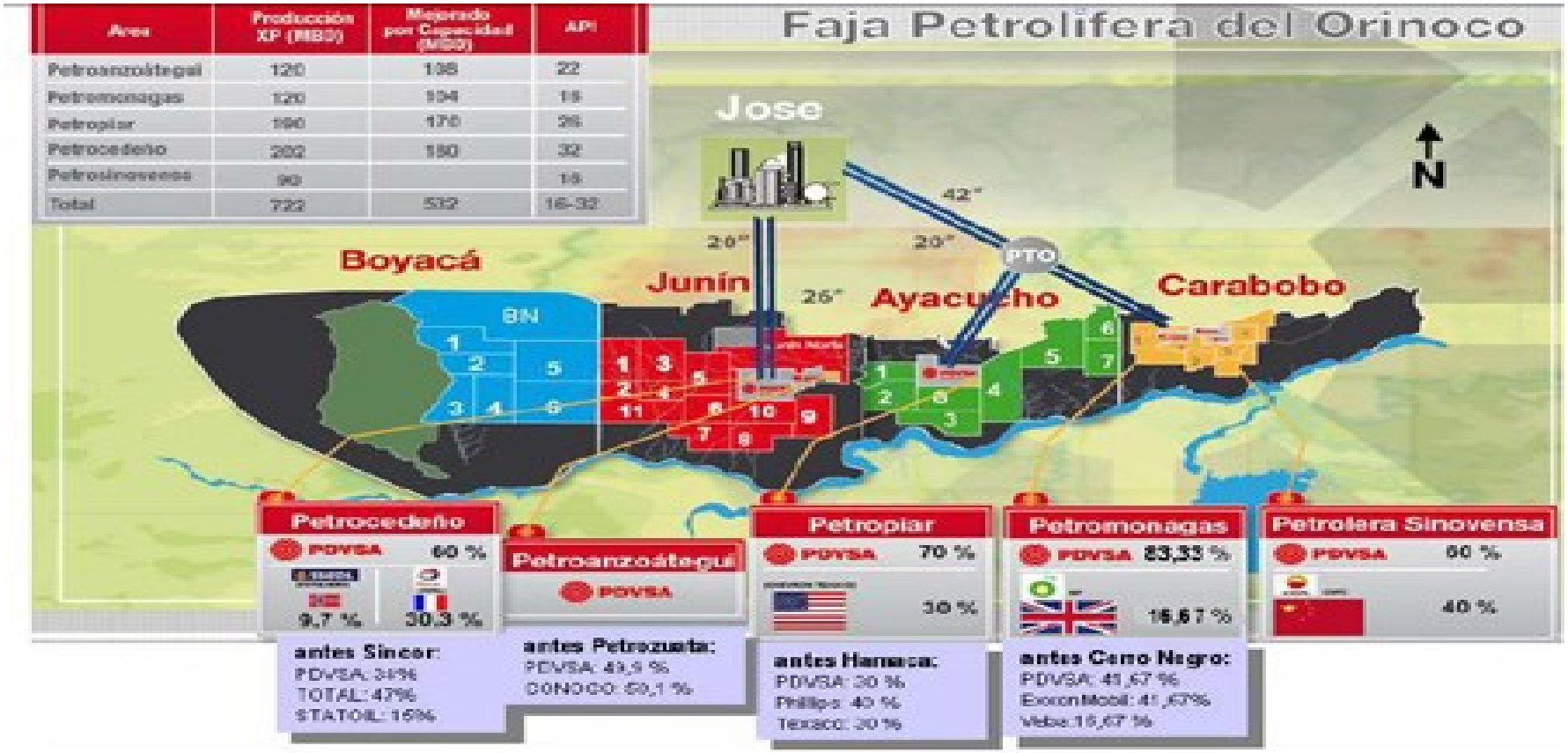


Abbildung 9.4: Ölblöcke im Orinoco-Gebiet

Quelle: Petroleumworld.com (o. J.).

Abbildung 9.5: Bohrplatte im Bakken-Feld

Quelle: American Association of Petroleum Geologists (2014).

Tabelle 9.3: Fördermenge von Bundesstaaten mit Tight-Oil-Vorkommen

Jahr	Texas	North Dakota	Oklahoma	New Mexico
2008	1,11 mb/d	0,17 mb/d	0,19 mb/d	0,16 mb/d
2013	2,53 mb/d	0,86 mb/d	0,31 mb/d	0,28 mb/d
2014	3,17 mb/d	1,09 mb/d	0,35 mb/d	0,34 mb/d

Datenquelle: EIA (2015a).

Tabelle 9.4: Bohrlochkosten (in Mio. US-$) und durchschnittliche Bohrtage

	2012.1	2012.2	2012.3	2012.4	2013.1	2013.2
Bohrlochkosten Hess	13,4	11,6	9,5	9,0	8,6	8,4
Bohrlochkosten Emerald				12,1	13,2	10,5
Durchschnittl. Bohrtage Hess	31	32	29	28	26	27
Durchschnittl. Bohrtage Emerald				36	31	29

	2013.3	2013.4	2014.1	2014.2	2014.3	2014.4
Bohrlochkosten Hess	7,8	7,6	7,5	7,4	7,2	7,1
Bohrlochkosten Emerald	9,9	10	9,6	10	9,7	7,5
Durchschnittl. Bohrtage Hess	24	26	23	22	22	22
Durchschnittl. Bohrtage Emerald	24	22	20	24	21	19

Datenquellen: Hess Corporation (2015), S. 6 und Emerald Oil (2015), S. 6.

Tabelle 9.5: Kumulierte Fördermenge je Tight-Oil-Bohrloch (in kb)

Region	EIA (2015)	Hughes (2014)	Rodgers (2013)
Eagle-Ford	90 – 250	Ca. 300	300 – 600
Bakken	77 – 260	Ca. 380	MT: 100 – 250 ND: 300 – 800
Permian	67 – 131	Ca. 100 – 135	125 – 400
Niobrara	13	Ca. 50	200 – 300

Eigene Darstellung, Quellen: EIA (2015b), S.133f und Hughes (2014), S.139.

Abbildung 9.6: Geographische Lage der kanadischen Ölsandvorkommen

Quelle: Alberta Government (o. J.).

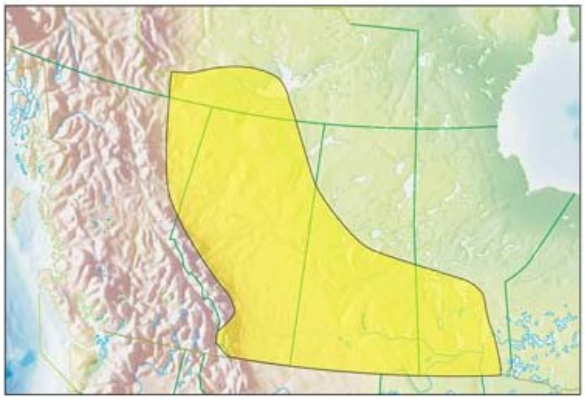


Abbildung 9.7: Western Canada Sedimentary Basin

Quelle: National Energy Board (2008)

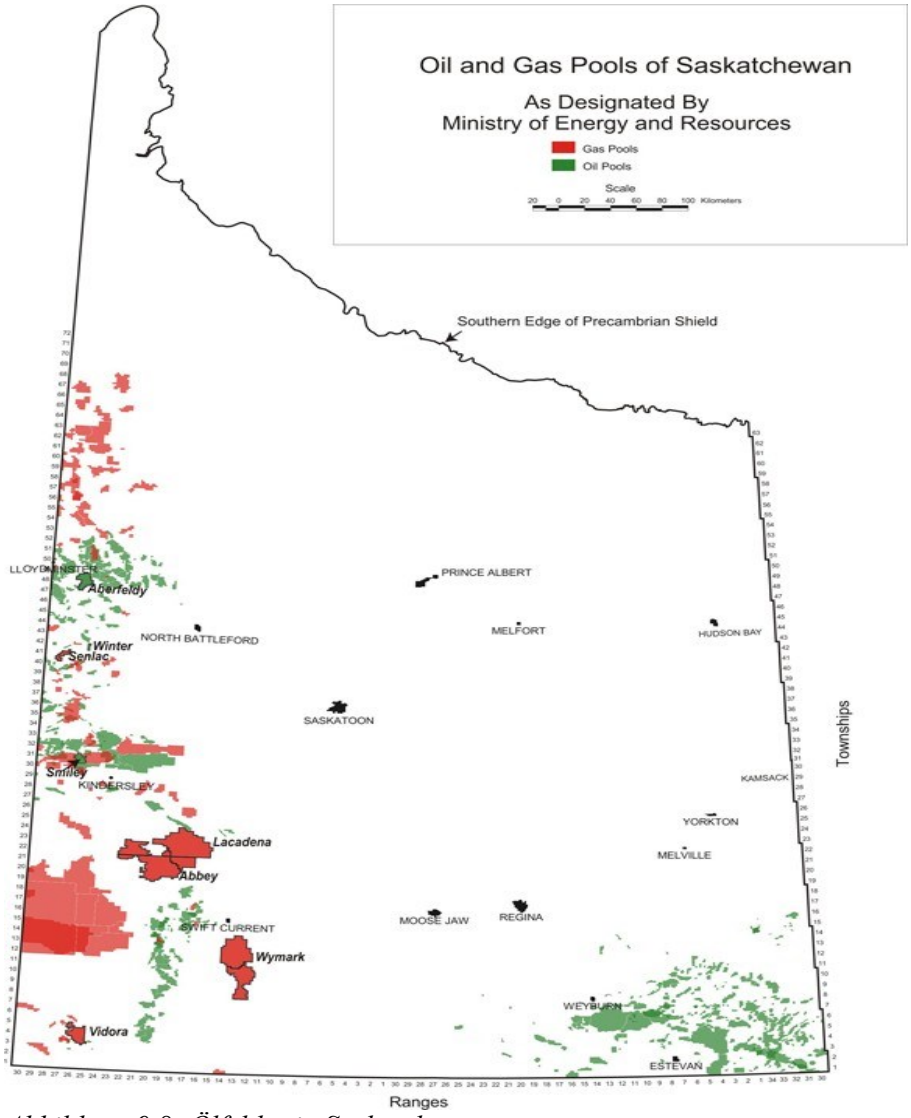


Abbildung 9.8: Ölfelder in Saskatchewan

Quelle: National Energy Board (2008).

Abbildung 9.9: Ölregionen in Mexiko

Quelle: PEMEX (2015), S. 11.

Tabelle 9.6: Bohrlöcher und Fördermenge (in Barrel) der bedeutendsten Ölfelder der Region Norte

Feld	Förderstart	Feld-Fördermenge (in b/d)	Bohrlöcher	Fördermenge (in Barrel je Bohrloch)	Fördermenge (in Barrel p. a. und Bohrloch)	Fördermenge 20 Jahre (in Barrel je Bohrloch)
Eltreinta	2013	1.306	2	653	238.345	4.766.896
Bedel	2012	1.796	4	449	163.923	3.278.467
Gasifero	2012	6.208	14	443	161.859	3.237.179
Carpa	2005	1.098	5	220	80.154	1.603.077
Perdiz	2004	1.728	15	115	42.046	840.913
Coyotes	1989	1.170	77	15	5.545	110.902
Humapa	1978	3.045	262	12	4.242	84.837
Escobal	1977	1.651	63	26	9.568	191.353
Agua Fría	1977	3.899	247	16	5.761	115.223
Corralillo	1974	5.936	199	30	10.888	217.769
Bagre	1973	2.432	5	486	177.566	3.551.324
Soledad Norte	1973	1.680	133	13	4.612	92.234
Coyula	1971	936	61	15	5.603	112.050
Arenque	1970	4.597	14	328	119.838	2.396.768
Aguacate	1970	1.198	26	46	16.817	336.344
Coapechaca	1970	7.320	268	27	9.969	199.381
Toteco Cerro Azul	1967	1.274	27	47	17.227	344.549
Ébano-Chapacao	1967	10.938	253	43	15.780	315.606
Altamira	1967	1.509	38	40	14.494	289.881
Cacalilao	1967	1.718	110	16	5.701	114.013
Furbero	1963	3.574	323	11	4.039	80.772
Santa Águeda	Vor 1960	1.502	27	56	20.299	405.978
San Andrés	Vor 1960	3.487	80	44	15.909	318.171
Poza Rica	Vor 1960	7.140	172	42	15.151	303.024
Remolino	Vor 1960	3.124	77	41	14.810	296.198
Tamaulipas-Constituciones	Vor 1960	9.448	312	30	11.053	221.059
Tres Hermanos	Vor 1960	1.184	40	30	10.808	216.169
Tajín	Vor 1960	5.141	207	25	9.065	181.298
Presidente Alemán	Vor 1960	3.506	226	16	5.663	113.252
Miquetla	Vor 1960	967	68	14	5.188	103.765

Datenquelle: CNH (o. J.)

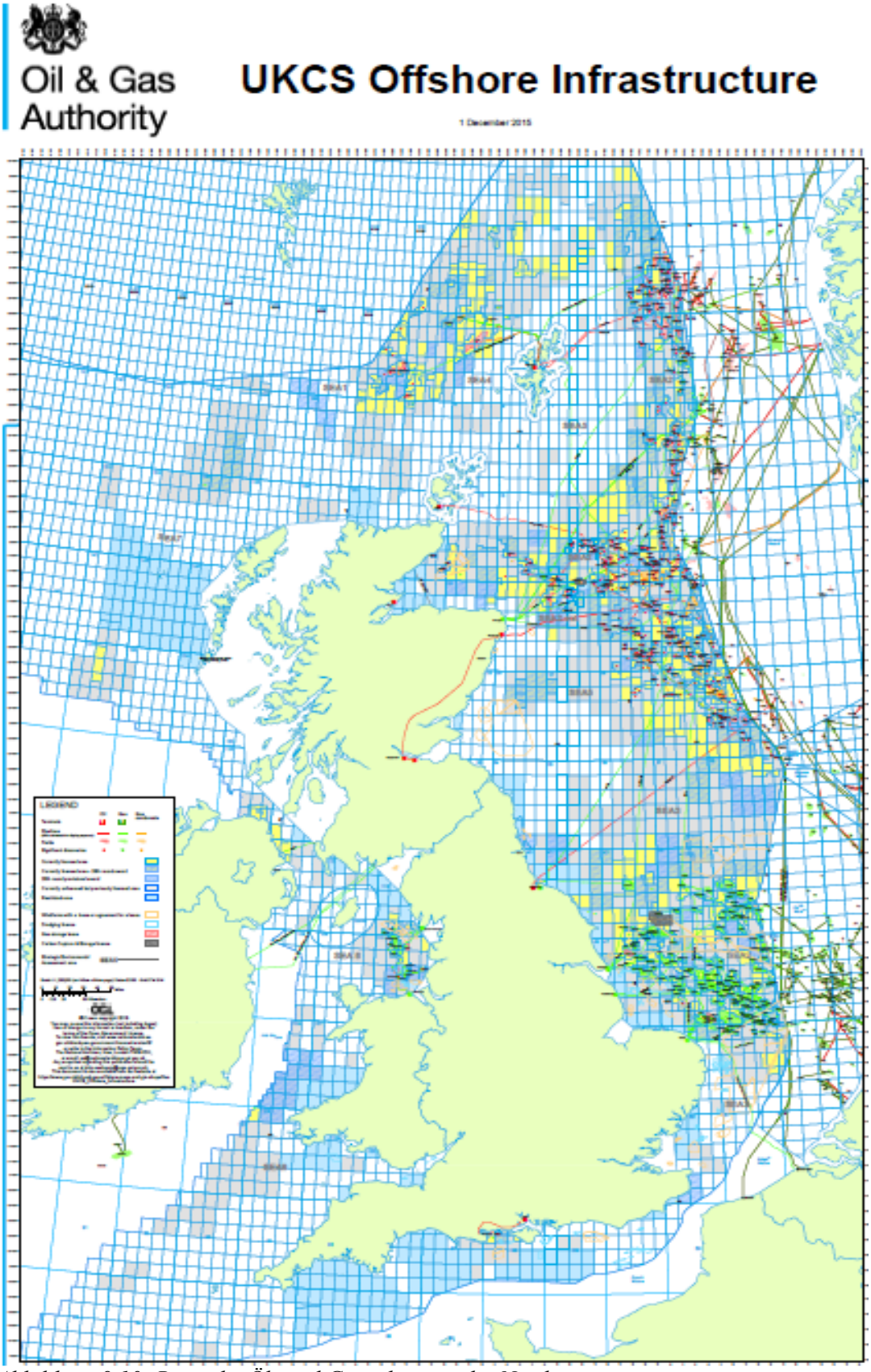


Abbildung 9.10: Britische Öl- und Gasgebiete in der Nordsee

Quelle: UK Government (2015).

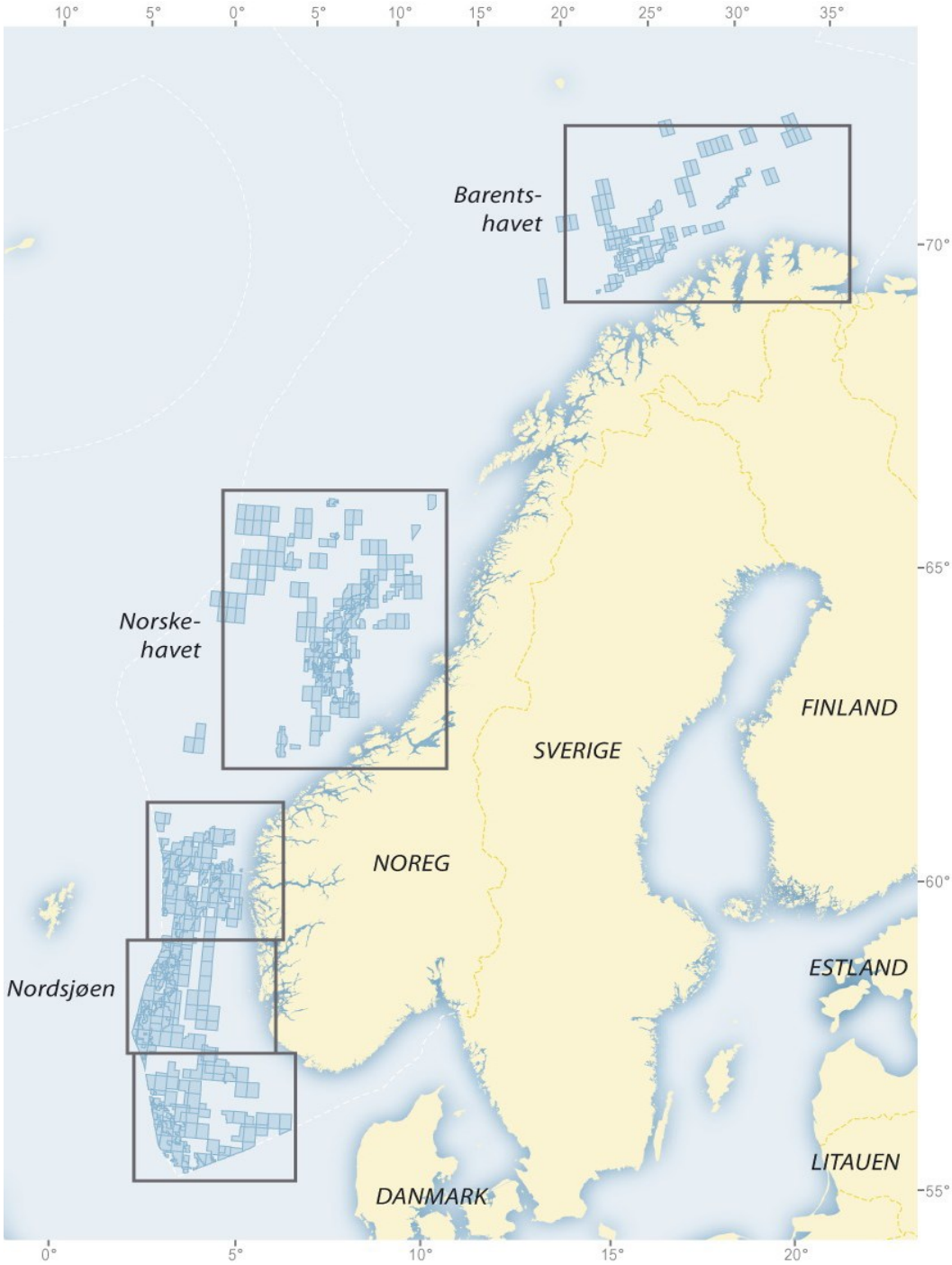


Abbildung 9.11: Öl- und Gas-Lizenzgebiete in Norwegen

Quelle: Agerup (2013), S. 13.

Tabelle 9.7: Bedeutendste Ölfelder Norwegens

	Fördermenge					
Feld	Mio.m³	Mio. Barrel	kb/d	Förder-start	Wasser-tiefe	Lagerstättentiefe
OSEBERG	2,73	17,17	47,05	1988	100m	2.300-2.700m
OSEBERG SØR	2,12	13,33	36,53	2000	100m	2.200-2.800m
SLEIPNER VEST	0,64	4,03	11,03	1996	110m	3.450m
ALVHEIM	3,16	19,88	54,46	2008	120-130m	2.200m
VOLUND	1,09	6,86	18,78	2009	120-130m	2.000m
VILJE	1,09	6,86	18,78	2008	120m	2.150m
SVALIN	1,02	6,42	17,58	2014	120m	1.750m
BALDER	2,49	15,66	42,91	1999	125m	1.700m
GRANE	4,09	25,73	70,48	2003	128m	1.700m
GULLFAKS	2,14	13,46	36,88	1986	130-220m	1.700-2.000m
GULLFAKS SØR	2,23	14,03	38,43	1998	130-220m	2.400-3.400m
RINGHORNE ØST	0,70	4,40	12,06	2006	130m	1.940m
TORDIS	0,75	4,72	12,92	1994	150-220m	2.000-2.500m
STATFJORD	1,41	8,87	24,30	1979	150m	2.500-3.000m
KVITEBJØRN	1,98	12,45	34,12	2004	190m	4.000m
ÅSGARD	3,05	19,18	52,56	1999	240-300m	4.850m
DRAUGEN	1,81	11,38	31,19	1993	250m	1.600m
TYRIHANS	3,52	22,14	60,66	2009	270m	3.500m
VIGDIS	2,21	13,90	38,08	1997	280m	2.200-2.600m
SNORRE	5,62	35,35	96,85	1992	300-350m	2.000-2.700m
VISUND	1,71	10,76	29,47	1999	335m	2.900-3.000m
TROLL	7,30	45,92	125,80	1995	340m	1.330m
SKULD	1,15	7,23	19,82	2013	340m	2.400-2.600m
SKARV	3,38	21,26	58,25	2013	350-450m	3.300-3.700m
HEIDRUN	2,95	18,56	50,84	1995	350m	2.300m
FRAM	2,01	12,64	34,64	2003	350m	2.300-2.500m
MORVIN	0,96	6,04	16,54	2010	350m	4.500-4.700m
KRISTIN	0,89	5,60	15,34	2005	370m	4.600m
VEGA	1,18	7,42	20,33	2010	370m	3.500m
NORNE	0,71	4,47	12,24	1997	380m	2.500m
ELDFISK	1,95	12,27	33,60	1979	70-75m	2.700-2.900m
EKOFISK	6,79	42,71	117,01	1971	70m	2.900-3.250m
VALHALL	2,23	14,03	38,43	1982	70m	2.400m
VOLVE	0,76	4,78	13,10	2008	80m	2.750-3.120m
GJØA	1,43	8,99	24,64	2010	360m	2.200m
GUDRUN	1,09	6,86	18,78	2014	110m	4.000-4.760m

Eigene Darstellung, Datenquelle: Norwegian Petroleum Directorate (2015).

Tabelle 9.8: Beteiligte Ölgesellschaften an den fünf großen PSVs in Aserbaidschan

Ölgesellschaft	**1.**	**2.**	**3.**	**4.**	**5.**
SOCAR (Aserbaidschan)	10 %	7,5 %	10 %	20 %	25 %
Amoco (USA)	17 %	-	-	30 %	-
Exxon (USA)	8 %	-	-	-	-
Pennzoil (USA)	3,8 %	30 %	-	-	-
Unocal (USA)	10 %	-	-	25,5 %	-
BP (UK)	17,1 %	-	25,5 %	-	-
Ramco (UK)	2,1 %	-	-	-	-
Statoil (Norwegen)	8,6 %	-	25,5 %		-
Itochu (Japan)	3,9 %		-	20 %	-
LUKoil (Russland)	10 %	12,5 %	10 %	-	-
TPAO (Türkei)	6,8 %	-	9 %	-	-
Delta-Nimir (Saudi-Arabien)	1,7 %	-	-	4,5 %	-
LUKAgip (Russland/Italien)	-	45 %	-	-	-
Agip (Italien)	-	5 %	-	-	5 %
Elf Aquitaine (Frankreich)	-	-	10 %	-	40 %
Total (Frankreich)	-	-	-	-	10 %
OIEC (Iran)	-	-	10 %	-	10 %
Deminex (Deutschland)	-	-	-	-	10 %
Gesamt	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Quelle: Nassibli (1999), S. 108.

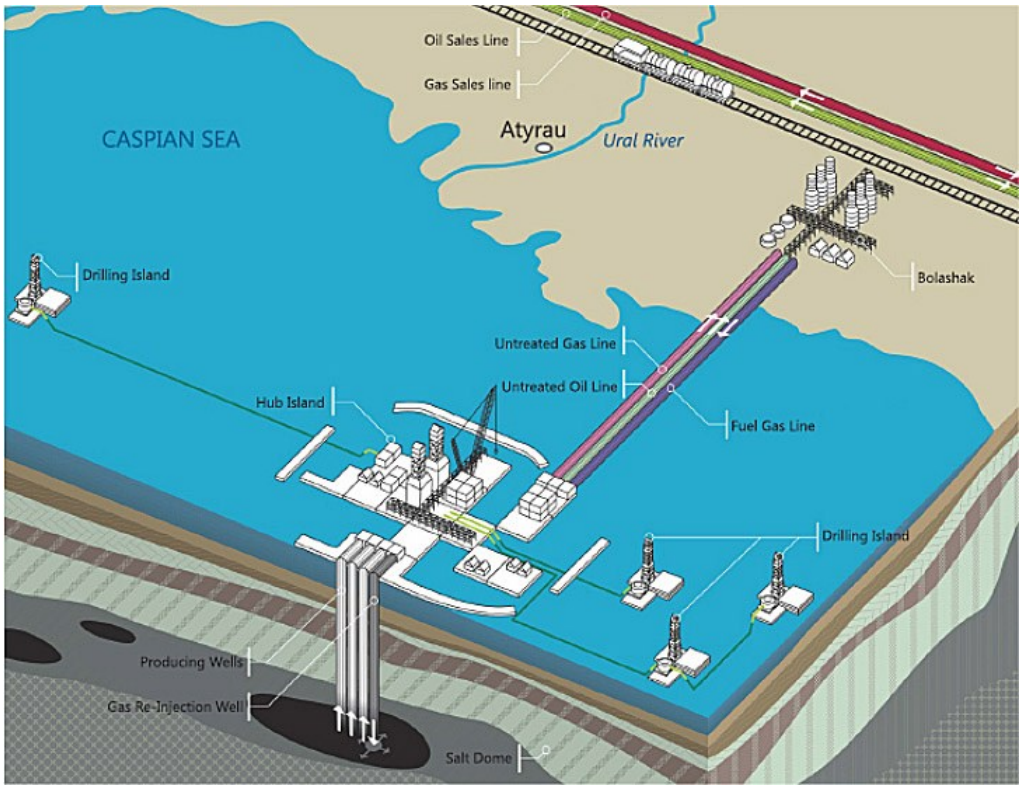


Abbildung 9.12: Erschließungsplan für das Kashagan-Feld

Quelle: North Caspian Operating Company (o. J.).

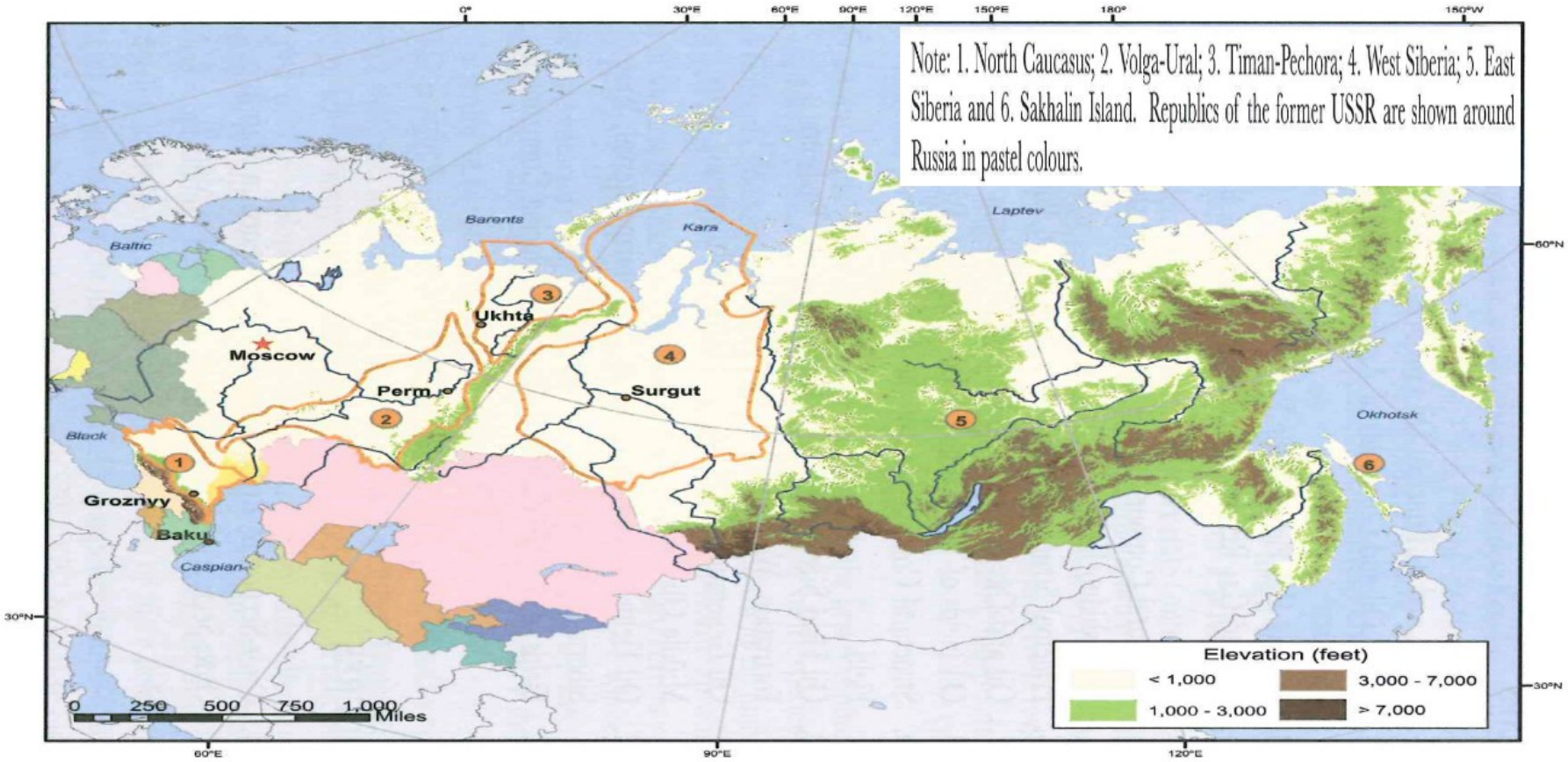


Abbildung 9.13: Ölregionen in Russland (1)

Quelle: Grace (2005), Map 1: Russia and its Principal Oil Provinces.

Abbildung 9.14: Ölregionen in Russland (2)

Quelle: Rosneft (2014).

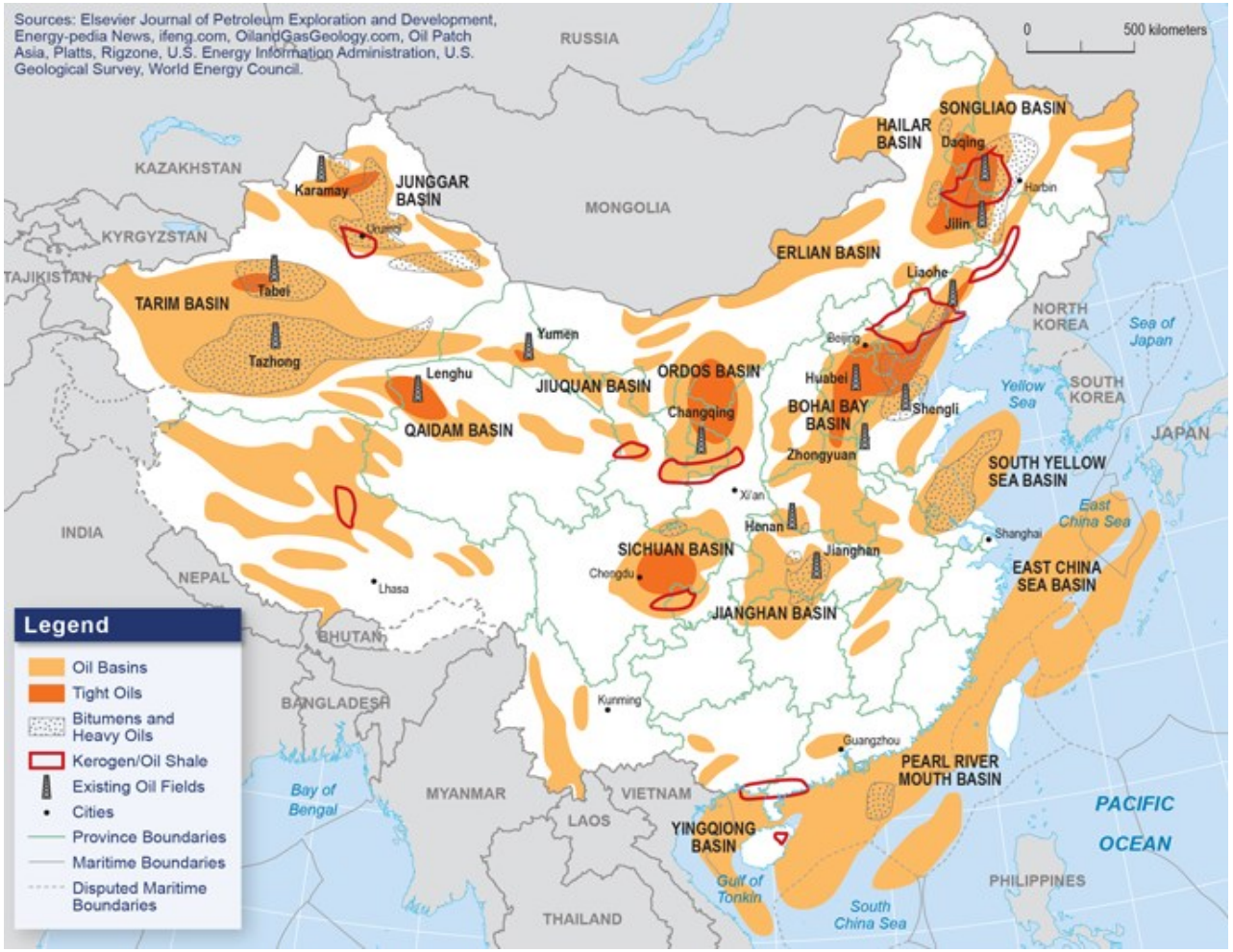


Abbildung 9.15: Geographische Verteilung der chinesischen Lagerstätten

Quelle: Carnegie Endowment (2014).

Tabelle 9.9: Schätzung der Explorations- und Erschließungskosten konventioneller US-Onshore-Felder

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Development Expenditures														
U.S. Onshore (in Mio. 2009er Dollar)	23.477	37.469	18.804	45.655	24.718	15.654	11.702	15.041	10.240	11.406	10.894	8.168	8.188	8.679
onshore Fördermenge (in Mio. Barrel)	2.866	2.870	2.851	2.900	2.931	2.818	2.722	2.680	2.500	2.415	2.415	2.324	2.198	2.118
Verhältnis Kosten/ Förder-menge +4)					10,40	9,98	11,84	13,13	8,07	5,66	5,54	5,44	4,92	5,26
Verhältnis Kosten/ Förder-menge +5)						10,81	10,34	12,03	14,07	8,36	5,66	5,75	5,75	5,11
Verhältnis Kosten/ Förder-menge +6)							11,20	10,50	12,89	14,57	8,36	5,89	6,08	5,97

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Development Expenditures														
U.S. Onshore (in Mio. 2009er Dollar)	8.135	8.030	12.476	12.202	6.817	28.382	23.537	23.199	15.256	21.287	33.254	58.923	41.378	5.3051
onshore Fördermenge (in Mio. Barrel)	2.050	1.992	1.943	1.834	1.653	1.607	1.557	1.529	1.501	1.456	1.425	1.385	1.385	1.407
Verhältnis Kosten/ Förder-menge +4)	4,65	4,11	4,34	4,58	4,89	6,38	7,92	6,22	11,73	17,83	16,40	13,88	13,19	19,38
Verhältnis Kosten/ Förder-menge +5)	5,44	4,78	4,21	4,60	5,09	5,03	6,59	8,07	6,34	12,09	18,22	16,87	13,88	12,99
Verhältnis Kosten/Förder-menge +6)	5,28	5,60	4,91	4,46	5,10	5,23	5,19	6,71	8,22	6,53	12,35	18,74	16,87	13,67

Datenquellen: EIA (2011) und EIA (2015a).
Die Onshore-Fördermenge wurde anhand von Daten der EIA (2015a) berechnet, indem von der Gesamtfördermenge die Offshore-Fördermenge aus dem Golf von Mexiko subtrahiert wurde.

Tabelle 9.10: Bedeutendste aus Standard Oil hervorgegangene Ölgesellschaften

Name bei Ausgliederung aus Standard Oil	***Später Umbenennung in***
Standard Oil of New Jersey	*Exxon*
Standard Oil of New York	*Mobil*
Standard Oil of California	*Socal → Chevron*
Standard Oil of Ohio	*Sohio*
Standard Oil of Indiana	*Amoco*
Continental Oil	*Conoco*
Atlantic	*ARCO → Sun*

Quelle: Yergin (1991), S. 144.

10 Quellenverzeichnis

Abdo, H. (2010), "The Story of the UK Oil and Gas Taxation Policy: History and Trends", in Oil, Gas & Energy Law Intelligence (OGEL), Vol. 4 (2010), www.ogel.org/article.asp?key=3054, abgerufen am 11.12.2015.

Abdo, H. (2010a), "The Taxation of UK oil and gas production: Why the windfalls got away", S. 5627 in Energy Policy Vol. 38 (2010), S. 5625-5635.

Abel, A.; Bernanke, B. und Croushore, D. (2013); "Macroeconomics", 8. Auflage, Pearson Studium, London.

Abosedra, S. und Baghestani, H. (2004), "On the predictive accuracy of crude oil futures prices", in: Energy Policy, Vol. 32 (2004), S. 1389-1393.

Abu Dhabi Government (o. J.), "Supreme Petroleum Council (SPC)", https://www.abudhabi.ae, abgerufen am 15.12.2015.

Adams, C. und Crooks, E. (2015), "Shell and Total delay West Africa projects after oil price rout", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/cf467788-ecbc-11e4-b82f-00144feab7de.html#axzz3jN8n25SO, abgerufen am 11.12.2015.

ADCO (2015), "New shareholder agreements signed", http://www.adco.ae/En/NewsnEvents/Pages/New-shareholder-agreements-signed.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

ADCO (o. J.), "Enhanced Oil Recovery", http://www.adco.ae/En/Technology/Pages/EnhancedOilRecovery.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

ADCO (o. J., a), "History & Achievements", http://www.adco.ae/En/Operations/NEB-Field/Pages/History.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Adelman, M. (1980), "The clumsy cartel", in: The Energy Journal, Vol. 1 (1980), Nr. 1, S. 43-53.

Adelman, M. (1990), "Mineral Depletion, with special reference to petroleum", in: The Review of Economics and Statistics, Vol. LXXII, Nr.1 (1990).

Adelman, M. (1998), "Crude oil supply curves", Center for Energy and Environmental policy research, Massachusetts Institute of Technology, Working-Paper Nr. 98-008.

ADMA-OPCO (o. J.), "History", http://www.adma-opco.com/en/Menu/index.aspx?PriMenuID=2&CatID=12&RefID=0&mnu=Cat, abgerufen am 11.12.2015.

ADNOC (o. J.), "About ADNOC", http://www.adco.ae/En/ADNOCGroup/Pages/AboutADNOC.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Afanasieva, A. und Gorodyankin, G. (2015), "Chevron's Kazakh joint venture slows expansion plans due to weak oil price", http://www.reuters.com/article/kazakhstan-oil-chevron-idUSL5N0XH0V820150421, abgerufen am 11.12.2015.

Agência Nacional do Petróleo (2014), "Oil, natural gas and Biofuels Statistical Yearbook 2014".

Agência Nacional do Petróleo (o. J.), "Former Rounds Overview", http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round8/geral_english/RESUMO_geral_R8.asp#, abgerufen am 11.12.2015.

Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica (2013), "Petroamazonas undertakes the challenge to develop the Yasuni fields", http://www.andes.info.ec/en/economia/petroamazonas-undertakes-challenge-develop-yasuni-fields.html, abgerufen am 10.12.2015.

Agerup, M. K. G. (2013), "Petroleum law spring 2013: Introduction and access to resources", http://www.uio.no/studier/emner/jus/jus/JUS5411/v13/undervisningsmateriale/agerup_v13-intro-access.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Aguilera, R. F. (2014), "Production costs of global conventional and unconventional petroleum", in: Energy Policy, Vol. 64 (2014), S. 134-140.

Ahmed, H. O. und Markey, P. (2014), "Algeria awards 4 out of 31 oil, gas blocks on offer", http://uk.reuters.com/article/2014/09/30/algeria-energy-idUKL6N0RV2FG20140930, abgerufen am 11.12.2015.

Al Khafji Joint Operations (o. J.) , "Our History", http://www.kjo.com.sa/irj/portal/anonymous, abgerufen am 11.12.2015.

Al'Subay, M. (2004), "Das kollektive Handeln der OPEC-Staaten", 1. Auflage, LIT, Münster.

Alaska Department of Revenue (2012), "Alaska`s Oil and Gas Fiscal Regime – A closer look from a Global Perspective", http://dor.alaska.gov/Portals/5/Docs/Publications/acloserlook.pdf, abgerufen am 06.11.2015.

Alaska Department of Revenue (2015), "Revenue Sources Book 2015 Spring".

Alaska Department of Revenue (o. J.), "Oil & Gas Production Tax", http://www.tax.alaska.gov/programs/programs/index.aspx?60650, abgerufen am 11.12.2015.

Al-Attar, A. und Alomair, O. (2005), "Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs", S. 250 in OPEC Review, Vol. 29 (2005), Nr. 4, S. 243-266.

Alberta Department of Energy (2007), "Royalty Information Briefing #3 – Royalties – History and Description", http://www.energy.alberta.ca/org/pdfs/infoseries-report3-formulas.pdf, abgerufen am 12.12.2015.

Alberta Energy Regulator (2015), "Alberta's Energy Reserves 2014 and Supply/Demand Outlook 2015-2024".

Alberta Government (o. J.), "Fast Facts", http://www.oilsands.alberta.ca/reclamation.html, abgerufen am 22.01.2015.

Alberta's Clean Energy Future (o. J.), "Water", http://www.oilsands.alberta.ca/water.html, 06.11.2015.

Alberta's Clean Energy Future (o. J., a), "Greenhouse Gasses", http://www.oilsands.alberta.ca/ghg.html, 06.11.2015.

Al-Damkhi, A. M. (2007), "Planning to rescue Kuwait's oil wells: an environmental issue", in: Disaster Prevention and Management, Vol. 16 (2007), Nr. 4, S. 513-521.

Aleklett, K. und Campbell, C. J. (2003), "The Peak and Decline of World Oil and Gas Production", in: Minerals & Energy, Vol. 18 (2003), Nr. 1, S. 5-20.

Alekperov, V. (2011), "Oil of Russia: Past, Present and Future", East View Press, Minneapolis.

Algeria Energy&Business (2013), "Energy minister officially commissions El Merk oil facilities", http://algeriaenergy-business.com/Algeria/index.php/mes-articles/637-energy-minister-officially-commissions-el-merk-oil-facilities, abgerufen am 10.03.2015.

Almada, L. P. und Parente, V. (2013), "Oil & Gas Industry in Brazil: A brief history and legal framework", in: Panorama of Brazilian Law, Vol. 1 (2013), Nr. 1, S. 223-252.

Almoguera, P. A.; Douglas, C. C. und Herrera, A. M. (2011), "Testing for the cartel in OPEC: non-cooperative collusion or just non-cooperative?", in: Oxford Review of Economic Policy, Vol. 27 (2011), Nr. 1, S. 144-168.

Al-Naimi (2006), "Saudi Arabia Oil and Gas Investment Outlook and Strategies", Rede des saudischen Ölministers beim dritten internationalen OPEC Seminar in Wien im September 2006, http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/Ali_I_Al-Naimi.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Alnasrawi, A. (1994), "The Economy of Iraq: Oil, Wars, Destruction of Development and Prospects, 1950 - 2010", Greenwood Press, London.

Alnasrawi, A. (2002), "Iraq's Burdens - Oil, Sanctions, and Underdevelopment", Greenwood Press, Westport.

Al-Otaiba, M. S. und Utaybah, M. S. (1977), "Petroleum and the Economy of the United Arab Emirates", Croom Helm, London.

Al-Othman, N. (1984), "With their Bare Hands - The Story of the Oil Industry in Qatar", Longman, London.

Alquist, R. und Gervais, O. (2011), "The role of financial spculation in driving the price of crude oil", Bank of Canada Discussion Paper 2011-6.

Al-Rasheed, M. (2010), "A History of Saudi Arabia", 2. Auflage, Cambridge University Press, Cambridge.

Alvaro, M. (2012), "Petroamazonas, Petroecuador to Merge Upstream Operation Soon", http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/122150/Petroamazonas_Petroecuador_to_Merge_Upstream_Operation_Soon, abgerufen am 10.12.2015.

Alvaro, M. (2013), "Ecuador Receives 3 Offers in 11th Oil-Licensing Round", http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702303332904579226523764375220, abgerufen am 10.12.2015.

Alvaro, M. (2014), "Petroamazonas Gets Green Light On Ecuador's ITT Oil Block", http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702303749904579578234036757754, abgerufen am 10.12.2015.

Amano A. (1987) "A Small Forecasting Model of the World Oil Market" in: Journal of Policy Modeling, 9 (4), S. 615-635.

American Association of Petroleum Geologists (2014), "Bakken Boom Brings Big Changes to Dakota", http://www.aapg.org/publications/news/explorer/emphasis/articleid/10185/bakken-boom-brings-big-changes-to-dakota, abgerufen am 13.12.2015.

Amiel, G. (2014), "Production at Kazakhstan's Kashagan Oil Field Halted Until 2016", http://www.wsj.com/articles/production-at-kazakhstans-kashagan-oil-field-halted-until-2016-1402400700, abgerufen am 11.12.2015.

Anderson, L. M. (1992), "The oil and gas industries in Russia: Economic and political implications", PhD. Thesis, Regent University.

Anderson, S.; Kellogg, R.; Salant, S. (2014), "Hotelling Under Pressure", NBER Working Paper, Nr. 20280 (2014).

Andrews, A. (2009), "Oil Shale: History, Incentives and Policy", in: Oil Shale Developments, Hrsg. Bussel, I.S. (2009), S. 148f.

Andrews-Speed, C. P. (2004), "Energy Policy and Regulation in the People's Republic of China", Kluwer Law International, Den Haag.

Angolan Ministry of Petroleum (2010) "Angola - Petroleum Activity", Präsentation vom Juni 2010.

Apache (2015), "2014 Annual Report".

Arab Oil & Gas (1989), "The Libyan Oil and Gas Industry - Revival in Oil Activities has started without waiting for the possible return of US Oil Companies", in Arab Oil & Gas, Vol. 18 (1989), Nr. 432, S. 39-44.

Ariweriokuma, S. (2009), "The Political Economy of Oil and Gas in Africa - The case of Nigeria", Routledge, London.

Aserbaidschanische Verfassung (1995), englische Übersetzung von: http://en.president.az/azerbaijan/constitution, abgerufen am 12.12.2015.

Askari, H. und Krichene, N. (2010), "An oil demand and supply model incorporating monetary policy", in Energy, Vol. 35 (2010), S. 2013-2021.

Auswärtiges Amt (2014a), "Angola", Version vom Oktober 2014, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Angola_node.html, abgerufen am 10.11.2014.

Auswärtiges Amt (2015a), "Algerien - Innenpolitik", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Algerien/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015b), "Ecuador", Version vom November 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Ecuador_node.html, abgerufen am 10.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015c), "Iran", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Iran_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015d), "Irak - Innenpolitik", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Irak/Innenpolitik_node.html#doc341994bodyText5, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015e), "Libyen", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Libyen_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015f), "Libyen - Innenpolitik", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Libyen/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015g), "Nigeria- Innenpolitik", http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Nigeria/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015h), "Saudi Arabien", Version vom August 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/SaudiArabien_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015i), "Vereinigte Arabische Emirate - Staatsaufbau/Innenpolitik", Version vom Juni 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/VereinigteArabischeEmirate/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015j), "Venezuela - Innenpolitik", Version vom April 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Venezuela/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015k), "USA", Version vom Oktober 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/USA_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015l), "Mexiko", Version vom Oktober 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Mexiko_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015m), "Brasilien", Version vom August 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Brasilien_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015n), "Großbritannien / Vereinigtes Königreich- Innenpolitik", Version vom Oktober 2015,http://www.auswaertiges-amt.de/sid_24C044A2DC22AC15F62CBA42C24149E8/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Grossbritannien/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015o), "Norwegen - Innenpolitik", Version vom Oktober 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/sid_706818FA9EA2349A5FF4A0B2E61302BC/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Norwegen/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015p), "Aserbaidschan", Version vom Juni 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/Aserbaidschan_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015q), "Aserbaidschan - Außenpolitik", Version vom Juni 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Aserbaidschan/Aussenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015r), "Armenien - Außenpolitik", Version vom Oktober 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Armenien/Aussenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015s), "Kasachstan - Innenpolitik", Version vom März 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/sid_0A28CA6C3E43C38AF856EAB45A48F112/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Kasachstan/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015t), "Russische Föderation", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-Nodes_Uebersichtsseiten/RussischeFoederation_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015u), "Russische Föderation - Staatsaufbau/Innenpolitik", Version vom September 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/sid_811CF43FFAC48954DFF60C634ACC01B4/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/RussischeFoederation/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Auswärtiges Amt (2015v), "China - Innenpolitik", Version vom Oktober 2015, http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/China/Innenpolitik_node.html, abgerufen am 11.12.2015.

Babiy, R. (2013), "Norman Wells Field – a long history of oil production in the Central Mackenzie Valley", Paper zum Vortrag auf der GeoConvention 2013 in Calgary, http://www.geoconvention.com/archives/2013/460_GC2013_Norman_Wells_Field.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Bacci, A. (2011), "Kuwait's O&G Contractual Framework and the Development of a Modern Natural Gas Industry", Working Paper, Dezember 2011, http://www.daoonline.info/public/foto/BACCI%20-%20Kuwaits%20O&G%20Contractual%20Framework.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Bagirov, S. (1996), "Azerbajani Oil: Glimpses of a long history", Republic of Turkey Ministry of Foreign Affairs, Center for strategic research, http://sam.gov.tr/azerbaijani-oilglimpses-of-a-long-history, abgerufen am 11.12.2015.

Baker & MC.Kenzie (2012), "Latin America Oil & Gas Handbook", http://www.bakermckenzie.com/files/Uploads/Documents/Global%20EMI/bk_la_oilgas_12.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Baker, P. und Broder, J. M. (2010), "White House Lifts Ban on Deepwater Drilling", http://www.nytimes.com/2010/10/13/us/13drill.html?pagewanted=all&_r=0, abgerufen am 11.12.2015.

Bamberg, J. (2000), "British Petroleum and Global Oil 1950 - 1975: The Challenge of Nationalism", Cambridge University Press, Cambridge.

Barker, C. (1996), "Thermal modelling of petroleum generation: theory and applications", Elsevier, Amsterdam.

Barth, H. K. und Schliephake, K. (1998), "Saudi Arabien", Klett-Perthes Verlag, Gotha.

Bartlett, A. (2000), "An Analysis of U.S. and World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves", in Mathematical Geology, Vol. 32 (2000), Nr.1, S. 1-17.

Bashneft (2015), "Investor Day", Präsentation vom 12.10.2015, http://www.bashneft.com/files/iblock/2f1/InvestorDay2015_Presentation_ENG.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Bates, L. W. (1975), "The Petroleum Industry in Brazil", Disseration an der University of Texas.

Baumeister, C. und Kilian, L. (2015), “Understanding the Decline in the Price of Oil since June 2014“, CFS Working Paper Nr. 501, http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2557316, abgerufen am 15.12.2015.

Bayulgen, O. (2010), "Foreign Investment and Political Regimes – The Oil Sector in Azerbaijan, Russia, and Norway", Cambridge University Press, Cambridge.

BBC (2006), "Maliki endorsed as new Iraqi PM", http://news.bbc.co.uk/2/hi/middle_east/4933026.stm, abgerufen am 29.04.2015.

Beispielvertrag für EPSA (o. J.), http://www.eisourcebook.org/cms/files/attachments/other/Libya%20Model%20E&P%20Agreement,%20Oil%20&%20Gas.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Belorusneft (o. J.), "Company history. Milestones.", http://www.belorusneft.by/sitebeloil/en/addUp/about/history/, abgerufen am 10.12.2015.

Berck, P. und Roberts, M. (1996), "Natural Resource Prices: Will they ever turn up?", in: Journal of Environmental Economics and Management Vol. 31 (1996), Nr. 1, S. 65-78.

Berman, M. (2006), "Changing Alaska’s Oil and Gas Production Taxes: Issues and Consequences", Understanding Alaska Policy Paper, Institute of Social and Economic Research, University of Alaska Anchorage, http://www.iser.uaa.alaska.edu/Publications/Bermanoilfinal.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

BernsteinResearch (2012), "Bernstein Energy: Era of cheap oil over as secular growth in upstream cost inflation underpins triple digit oil prices", 02.05.2012.

BG Group (2007), "First oil from Buzzard field in UK North Sea", http://www.bg-group.com/~/tiles/?tiletype=pressrelease&id=331, abgerufen am 11.12.2015.

BGR (2014), "Energiestudie 2014 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen".

BGR (o. J.), "Wissenswertes über Schiefergas. Erdgas in dichten Schiefergesteinen", http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Projekte/laufend/NIKO/FAQ/faq_inhalt.html, abgerufen am 17.04.2015.

Bickel, M. (2015), "IS macht antike Stadt dem Erdboden gleich", http://www.faz.net/aktuell/politik/ausland/naher-osten/irak-is-macht-antike-stadt-dem-erdboden-gleich-13467529.html, abgerufen am 11.12.2015.

Bloomberg (2014), "PetroVietnam Halts Venezuelan Project as Economy worsens", http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-01-17/petrovietnam-halts-venezuelan-project-as-economy-worsens, abgerufen am 11.12.2015.

Blount, J. (2014), "BG, Shell push Brazil oil, gas output to 26-month high in March", http://www.reuters.com/article/2014/05/05/anp-oil-output-idUSL2N0NR1XK20140505, abgerufen am 11.12.2015.

Blumental, D.; Chua, T. L. und Ji, L. (2009), "Upstream Oil and Gas in China", Abschnitt V, Kapitel 3, S. V3.2 – V3.33, in: Moser, M. J (2009), "Doing Business in China", Juris Publishing, Huntington (New York).

Bockem, S. (2004) "Cartel Formation and Oligopoly Structure: a New Assessment of the Crude Oil Market" in Applied Economics, Vol. 36, S. 1355-1369.

Boman, K. (2013), "Qatar Petroleum, Oxy Ink Idd El Shargi Development Agreement", http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=127758, abgerufen am 11.12.2015.

BP (1989), "Das Buch vom Erdöl", 5. Auflage, Verlag Reuter und Klöckner, Hamburg.

BP (2010), "Statistical Review of World Energy, June 2014".

BP (2011), "Statistical Review of World Energy 2011".

BP (2013), "Statistical Review of World Energy 2013".

BP (2013a), "BP in Azerbaijan Sustainability Report 2012".

BP (2014), "Statistical Review of World Energy 2014".

BP (2014a), "BP Investor update presentation - 4 March 2014".

BP (2014b), "Production begins at West Chirag in the Caspian Sea", http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/production-begins-at-west-chirag-in-the-caspian-sea.html, abgerufen am 11.12.2015.

BP (2015), "Statistical review of world energy 2015".

BP (2015a), "Annual Report and Form 20-F 2014".

BP (2015b), "BP in Azerbaijan Sustainability Report 2014".

BP (2015c), „BP Energy Outlook 2035“, Version vom Februar 2015.

BP (diverse), „Annual Report and Form 20-F“, für die Jahre 2009-2014, abrufbar unter www.bp.com.

BP (o. J.), "BP in Iraq", http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/bp-worldwide/bp-in-iraq.html, abgerufen am 11.12.2015.

BP (o. J., a), "Shah Deniz Stage 1", http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage1.html, abgerufen am 11.12.2015.

BP (o. J., b), "Shafag-Asiman", http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shafagasiman.html, abgerufen am 11.12.2015.

BP (o. J., c), "Azeri-Chirag-Deepwater Gunashli", http://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/ACG.html, abgerufen am 11.12.2015.

Brandt, A. (2008), "Converting Oil Shale to Liquid Fuels: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions of the Shell in Situ Conversion Process", in: Environmental Science & Technology, Vol. 42, Nr. 19 (2008), S. 7489-7495.

Brasilianische Verfassung (1988), Constitution of the Federative Republic of Brazil, 3. Version (2010), mit Änderungen von 1995, englische Übersetzung von: http://english.tse.jus.br/arquivos/federal-constitution, abgerufen am 11.12.2015.

Brémond, V.; Hache, E. und Mignon, V. (2012), "Does OPEC still exist as a cartel? An empirical investigation", in: Energy Economics, Vol. 34 (2012), S. 125-131.

Broadway, R. und Keen, M. (2010), "Theoretical perspectives on resource tax design", in: The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice (1999), S. 15f.

Brook, A.; Price, R.; Sutherland, D.; Westerlund, N. und Andre, C. (2004), "Oil price developments: drivers, economic consequences and policy responses", OECD Economic Outlook Nr. 76.

Brown, J. C. (1985), "Why Foreign Oil Companies Shifted Their Production from Mexico to Venezuela during the 1920s", in: The American Historical Review, Vol. 90 (1985), Nr. 2, S. 362-385.

Brown, M. E. (1979), "The Nationalization of the Iraqi Petroleum Company", International Journal of Middle East Studies, Vol. 10 (1979), Nr. 1, S. 107-124.

Buja, H. (2014), "Handbuch der Bohrtechnik: Flach-, Tief-, Geothermie- und Horizontriebohrungen", 2. Auflage, Books on Demand, Norderstedt.

Bukold, S. (2009), "Öl im 21. Jahrhundert – Band I: Grundlagen und Kernprobleme", Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.

Bundesanstalt für Geologie und Rohstoffe (BGR), (2009), "Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit", Matrixverlag, Hannover.

Bundesanstalt für Geologie und Rohstoffe (BGR), (2014), "Energierohstoffe 2014 – Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit", Matrixverlag, Hannover.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012), „Energiedaten – Zahlen und Fakten, Nationale und internationale Entwicklung“, Version vom 19.04.2012.

Bundeszentrale für politische Bildung (2008), "China - 1949 bis Heute", http://www.bpb.de/internationales/asien/china/44253/china-nach-1949?p=1, abgerufen am 11.12.2015.

Bundeszentrale für politische Bildung (2009), "Die Geschichte Irans 1941 bis 2011", http://www.bpb.de/internationales/asien/iran/40220/chronik-1941-bis-2011, abgerufen am 11.12.2015.

Bunduq Oil Producing Company (o. J.), "Bunduq Company Profile", http://www.bunduq.com/en/about, abgerufen am 11.12.2015.

Bureau of Management des United Nations Development Programme (2012), "2011 Annual Report of the Ecuador Yasuní ITT Trust Fund".

Bureau of Management des United Nations Development Programme (2013), "2012 Annual Report of the Ecuador Yasuní ITT Trust Fund".

Bureau of Ocean Energy Management (2014), "Assessment of Undiscovered Technically Recoverable Oil and Gas Resources of the Nation`s Outer Continental Shelf, 2011 (Includes 2014 Atlantic Update)", Version Dezember 2014.

Bureau of Ocean Energy Management (o. J.), "2012 - 2017 Lease Sale Schedule", http://www.boem.gov/2012-2017-Lease-Sale-Schedule/, abgerufen am 11.12.2015.

Bureau of Ocean Energy Management (o. J., a), "OCS Oil and Gas Leasing Alaska Region", http://www.boem.gov/2017-2022-DPP-Alaska-Program-Areas/, abgerufen am 11.12.2015.

Bureau of Safety and Environmental Enforcement (2014), "Deepwater Production Summary by Year", https://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/production/production/summary.asp, abgerufen am 11.12.2015.

Butt, G. (2001), "Oil and Gas in the UAE",S.231-248, in: "United Arab Emirates – A new perspective", Hrsg. Al Abed, I. und Hellyer, P., Trindent Press, Bookcraft (UK).

Callus, A. und Jewkes, S. (2014), "Crippled Kashagan oil project a bureaucratic 'nightmare'", http://uk.reuters.com/article/uk-kazakhstan-kashagan-structure-idUK-BREA010GC20140102, abgerufen am 11.12.2015.

Caminada, C. und Blount, J. (2007), "Petrobras‘ Tupi Oil Field May Hold 8 Billion Barrels", http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=a5Vhp3Ss07rw, abgerufen am 11.12.2015.

Campbell, C. J. (2013), "Campbell’s Atlas of Oil and Gas Depletion", 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin.

Campbell, C. J. und Laherrère, J. (1998), "The End of Cheap Oil", in: Scientific American (1998), S. 78-83.

Canada’s New West Partnership (2011), "Oil and Gas Fiscal Regimes – Western Canadian Provinces and Territories", http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2014), "2013-14 Annual Report, http://www.cnlopb.ca/pdfs/ar2014e.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015), "2014-15 Annual Report", http://www.cnlopb.ca/pdfs/ar2015e.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015a), "Hibernia Oil production", Stand Februar 2015, http://www.cnlopb.ca/pdfs/graph_hib.pdf, abgerufen am 03.02.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015b), "North Amethyst Oil production", Stand Februar 2015, http://www.cnlopb.ca/pdfs/graph_na.pdf, abgerufen am 03.02.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015c), "Terra Nova Oil production", Stand Februar 2015, http://www.cnlopb.ca/pdfs/graph_tn.pdf, abgerufen am 03.02.2015.

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (2015d), "White Rose Oil production", Stand Februar 2015, http://www.cnlopb.ca/pdfs/graph_wr.pdf, abgerufen am 03.02.2015.

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (o. J.), "Cohasset Panuke", http://www.cnsopb.ns.ca/Offshore-activity/Offshore-projects/cohasset-panuke, abgerufen am 11.12.2015.

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (o. J., b), "Production", http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Copan_production.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Canadian Association of Petroleum Producers (2011), "The Facts on Oil Sands".

Canadian Association of Petroleum Producers (2014), "CAPP Canadian Crude Oil Production Forecast 2014 – 2030", Juni 2014.

Canadian Association of Petroleum Producers (2014a), "Crude Oil – Forecast, Markets & Transportation", Juni 2014.

Canadian Association of Petroleum Producers (2015), "Crude Oil – Forecast, Markets & Transportation", Juni 2015.

Canadian Association of Petroleum Producers (2015a), "Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry".

Canadian Association of Petroleum Producers (2015b), "Canadian Crude Oil Production Forecast 2015 – 2030".

Canadian Centre for Energy Information (2004), "Canada's evolving Offshore Oil and Gas Industry", http://www.em.gov.bc.ca/DL/offshore/Reports/OffshoreFAMar2004_low.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canadian Energy Research Institute (2014), "Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2014-2048)", Study No.141, Juli 2014, http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/565f5c33e4b020b4b09b7779/1449090099633/2014-07-17+CERI+Study+141+Oil+Sands+Supply+Cost+Update+2014-2048.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canadian Energy Research Institute (2015), "Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2015-2035)" Study No.152, August 2015, http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/55f9c9e1e4b0c00ab5cf2d3e/1442433505501/CERI+Study+152+-+Final+Report.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Canadian Natural Resources (2015), "2014 Annual Report".

Canadian Oilsands Navigator (2015), "Key Oilsands Projects", Stand vom Oktober 2015, http://navigator.oilsandsreview.com/listing, abgerufen am 11.12.2015.

Canadian Society for Unconventional Resources (o. J.), "Unterstanding Tight Oil", http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Cansier, D. (1987), "Die Besteuerung von Rohstoffrenten", Duncker & Humblot, Berlin.

CAPP (2015d), "The Facts on Oil Sands 2015", abgerufen am 18.12.2015.

Carnegie Endowment (2014), "China's Oil Future", http://carnegieendowment.org/2014/05/06/china-s-oil-future, abgerufen am 13.12.2015.

Caspian Pipeline Consortium (o. J.), http://www.cpc.ru/EN/Pages/default.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Cedeno, H. (2011), "Venezuela – A History of the Oil Industry 1830-2009", Köster, Berlin.

Cenovus Energy Inc.(2015), "Supplemental Information for the period ended December 31, 2014".

Chazan, G. (2013), "Oil and gas: Lack of consistency bedevils progress in crucial industry", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/df77d2a8-a6b1-11e2-95b1-00144feabdc0.html#axzz3ihB3z388, abgerufen am 11.12.2015.

Chazan, G. (2013a), "Oil majors weigh benefits and costs of return to Iran", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/912cbed4-418d-11e3-9073-00144feabdc0.html, abgerufen am 11.12.2015.

Chentsova, O. (2004), "Kazakh Legislation on Subsurface Use – Historical background and present status", in: Bantekas, I.; Paterson, J. und Suleimenov, M. (2004), "Oil and Gas Law in Kazakhstan: National and International Perspectives", Kluwer Law International, The Hauge/London/New York.

Chevron (2013a), "Chevron Makes Final Investment Decision on Mafumeira Sul Project Offshore Angola", http://www.chevron.com/chevron/pressreleases/article/02062013_chevronmakesfinalinvestmentdecisiononmafumeirasulprojectOffshoreangola.news, abgerufen am 10.12.2015.

Chevron (2014a),"Venezuela Fact Sheet, Mai 2015", http://www.chevron.com/documents/pdf/venezuelafactsheet.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Chevron (2015), “Annual Report 2014”.

Chevron (diverse), “Annual Report” der Jahre 2009-2014, abrufbar unter www.chevron.com.

China State Council (2011), "Provisional Regulations of the People's Republic of China on Resource Tax (Revised Version of 2011)", http://tax.mofcom.gov.cn/tax/taxfront/en/article.jsp?c=30113&tn=1&id=ea94fa8e5ef445ca96c442e8a955a878, abgerufen am 11.12.2015.

Chinesische Verfassung (1982), englische Übersetzung von: http://www.npc.gov.cn/englishnpc/Constitution/node_2824.htm, abgerufen am 11.12.2015.

Ciarreta, A. und Nasirov, S. (2010), "Analysis of Azerbaijan Oil and Gas Sector", United States Association for Energy Economics Working Paper, https://www.usaee.org/usaee2011/submissions/OnlineProceedings/Ciarreta_Nasirov-Article1.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Cifarelli, G. und Paladino, G. (2010), "Oil Price Dynamics and Speculation: A multivariate financial approach", in: Energy Economics, Vol. 32 (2010), Nr. 2, S. 363-372.

CitiResearch (2015), "Global oil and gas – Volatile Times ahead", Präsentation vom 26.05.2015.

Clawson, P. (2013), "Sanctions Relief for Iran without Congressional Approval", http://www.washingtoninstitute.org/policy-analysis/view/sanctions-relief-for-iran-without-congressional-approval, abgerufen am 11.12.2015.

Cleveland, C.; O‘Connor, P. (2011), "Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale", in Sustainability Vol. 3 (2011), S. 2307-2322.

CNH (2015), "Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2015", http://www.cnh.gob.mx/_docs/Reservas/reporte_de_reservas_CNH_2015.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

CNH (2015a), "Reporte de Indicadores de Extracción Al 27 de septiembre de 2015", http://www.cnh.gob.mx/_docs/Reportes_IH/reporte_de_indicadores_de_extraccion.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

CNH (2015b), "Ronda 1", http://ronda1.gob.mx/English/index.html/, Stand 29.09.2015.

CNH (o. J.), "Historical Monthly Oil Production by Field", http://www.cnh.gob.mx/51000.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

CNOOC (2008), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2007".

CNOOC (2010), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2009".

CNOOC (2011), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2010".

CNOOC (2014), "Annual Report 2013".

CNOOC (2014a), "CNOOC Limited Announces First Oil from Golden Eagle Area Development", http://cnoocltd.com/art/2014/11/3/art_13481_1693721.html, abgerufen am 11.12.2014.

CNOOC (2015), "2014 Annual Report".

CNOOC (2015a), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2014".

CNOOC Limited (2015), "2014 Annual Report".

CNOOC Limited (2015a), "2015 Strategy Preview", Präsentation vom 03.02.2015, http://www.cnoocltd.com/attach/0/1503170843267614765.pdf, abgerufen am 14.12.2015.

CNPC (o. J., c), "CNPC in Kazakhstan", http://www.cnpc.com.cn/en/Kazakhstan/country_index.shtml, abgerufen am 11.12.2015.

Coenenberg, A. G.; Fischer, T. M.; Günther, T. (2007), “Kostenrechnung und Kostenanalyse”, 6. Aufl., Schäfer-Poeschel Verlag, Stuttgart.

Cochrane, S. und Francis, J. (1977), "Offshore petroleum resources: A review of UK policy", in Energy Policy, Vol. 5 (1977), Nr. 1, S. 51-62.

ConocoPhillips (2015), “2014 Annual Report”.

ConocoPhillips (diverse), “Annual Report”, der Jahre 2009-2014, abrufbar unter www.conocophillips.com.

Considine, J. I. und Kerr, W.A. (2002), "The Russian Oil Economy", Edward Elgar Publishing Ltd, Cheltenham (UK).

Constitution of the People's Democratic Republic of Algeria 1989 (amended by the constitutional revision of 1996).

Continental Resources (2015), "2014 Continental Resources Annual Report".

Correa, R. (2007), "United Nations - Speech of the president of the republic of Ecuador", gehalten am 24.09.2007.

Council of the European Union (2010), "Council Decision of 26 July 2010 concerning restrictive measures against Iran and repealing Common Position 2007/140/CFSP" (Decision 2010/413/CFSP).

Council of the European Union (2012), "Council Decision of 15 October 2012 amending Decision 2010/413/CFSP concerning restrictive measures against Iran" (Decision 2012/635/CFSP).

Cramton, P. (2010), "How best to auction natural ressources", in: The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice (2010), S. 291f.

Crandall, M. S. (2006), "Energy, Economics, and politics in the caspian region", Praeger, Westport (Connecticut).

Credit Suisse Global Equity Research (2013), "US Gulf of Mexico", 15.08.2013.

Crémer, J.; Salehi-Isfahani, D. (1989), "The rise and fall of oil prices: A competitive view", in: Annales d'Économie et de Statistique (1989), Nr. 12/16, S. 427-454.

Crémer, J.; Salehi-Isfahani, D. (1991), "Models of the Oil Market", Amsterdam, Harwood Academic Publishers.

Crescent Point (2015a), "Corporate Presentation", Januar 2015, http://www.crescentpointenergy.com/files/18648.CPG%20Presentation%20Jan%20FINAL%20%282%29-WEB.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Crescent Point Energy (2015), "Annual Information Form for the Year Ended December 31, 2014".

Croissant, C. (1998), "Azerbajan, Oil and Geopolitics", Nova Science Publ., Commack (New York).

Croissant, M. P. und Aras, B. (1999), "Oil and Geopolitics in the Caspian Sea Region", Praeger, Westport (Connecticut).

Crystal, J. (1990), "Oil and Politics in the Gulf: Rulers and Merchants in Kuwait and Qatar", Cambridge University Press, Cambridge.

Daly, G.; Griffin, J. und Steele, H. (1982), "Recent oil price escalations: Implications for OPEC stability", in: Griffin, J.A. (Hrsg.) und Teece, D.J. (Hrsg.), (1982), "OPEC behavior and world oil prices", London, Allen and Unwin, S. 145-174.

Daniel, E. L. (2001), "The history of Iran", Greenwood Press, London.

Daragahi, B. (2013), "Libya's oil production hostage to political unrest", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d60a85e2-4dde-11e3-8fa5-00144feabdc0.html, abgerufen am 11.12.2015.

Dargay, J. M. und Gately, D. (2010), "World oil demand's shift towards faster growing and less price-responsive products and regions", http://www.econ.nyu.edu/dept/courses/gately/OilDemandDargayGatelyFeb2010.pdf, abgerufen am 12.12.2015.

Daubanes, J. und Lasserre, P. (2014), „The Supply of Non-Renewable Resources", Working Paper vom Januar 2014.

De Lara, F. B. (2008)," Deinstitutionalized Democracy", in: "The Ecuador Reader – History, Culture, Politics", Hrsg: De la Torre, C. und Striffler, S., Duke University Press, Durham und London.

De Sena, M. F. M. et al. (2013), "Will Venezuelan extra-heavy oil be a significant source of petroleum in the next decades? ", in: Energy Policy, Vol. 61 (2013), S. 51-59.

De Souza, M. und Williams, N. (2015), "Total sells stake in Alberta oil sands project to Canada's Suncor", http://www.reuters.com/article/us-total-suncor-idUSKCN0RL1N320150922#3SRceU4sIuMd37fe.97, abgerufen am 11.12.2015.

DECC (2014),"Applications for production licences - general guidance", https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/325101/Licensing_Applications_Guidance_General_2014.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

DECC (2015), "UK Oil Reserves and Estimated Ultimate Recovery 2015", https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/441082/UK_Oil_Reserves_and_EUR_2015.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

DECC (2015a), "UK Monthly Oil Production", https://itportal.decc.gov.uk/pprs/full_production.htm, abgerufen am 11.12.2015.

Dees, S.; Karadeloglou, P.; Kaufmann, R. K. und Sanchez, M. (2007), "Modeling the World Oil Market; Assessment of a Quarterly Econometric Model", in: Energy Policy, Vol. 35 (2007), Nr. 1, S. 178-191.

Dekret Nr. 78 (2007), "Decree No.78 of 2007 About the Ministry of Oil", englische Übersetzung von: http://www.moo.gov.kw/About-Us/Ministry-Decrees/Decree-No--78-of-2007-About-the-Ministry-of-Oil.aspx, abgerufen am 15.12.2015.

Dekret zur Gründung des Supreme Petroleum Council (1974), "Decree for Establishing the Supreme Petroleum Council", englische Übersetzung von: http://www.moo.gov.kw/About-Us/Ministry-Decrees/Decree-for-Establishing-the-Supreme-Petroleum-Coun.aspx, abgerufen am 15.12.2015.

Deloitte (2012), "Tax and Legal Guide to the Russian Oil & Gas Sector", http://www.meglobaloil.org/DELOITTE.TAX.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit, GIZ (2015a), "Algerien - Geschichte", abgerufen unter http://liportal.giz.de/algerien/geschichte-staat.

Devine, R. und Al-Amin, S. (2014), "Oil and gas regulation in Iraq: overview", in: Practical Law Multi-Jurisdictional Guide 2014 – Energy and Natural Resources, http://uk.practicallaw.com/9-581-2725, abgerufen am 11.12.2015.

Die Welt (1998), "Ölförderer Deminex wird aufgelöst", http://www.welt.de/print-welt/article623710/Oelfoerderer-Deminex-wird-aufgeloest.html, abgerufen am 11.12.2015.

Dikkers, A. (1985), "Geology in petroleum production – a primer in production geology", Developments in Petroleum Science (20), Elsevier, Amsterdam.

DiPaola, A. (2014), "Abu Dhabi to Run Onshore Oilfields as Foreign Tie-Ups End", http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-01-08/abu-dhabi-to-operate-onshore-oil-fields-as-concessions-expire, abgerufen am 11.12.2015.

DiPaola, A. und Okada, Y. (2013), "Saudi Aramco Plans `Massive`Spending to Extend Field Life", http://www.bloomberg.com/news/2013-10-14/saudi-aramco-seeks-to-extend-oilfield-life-with-expansion-plans.html, abgerufen am 11.12.2015.

Dixon, S. (2008),"Organisational Transformation in the Russian Oil Industry", Edward Elgar Publishing Ltd, Cheltenham (UK).

Domjan, P. und Stone, M. (2010), "A comparative Study of Resource Nationalisms in Russia and Kazakhstan 2004 – 2008", in Europe-Asia Studies, Vol. 62 (2010), Nr. 1, S. 35-62.

Dorian, J. P.; Zhanseitov, S. F. und Indriyanto, H. (1994), "The Kazakh oil industry – A potential critical role in Central Asia", in Energy Policy Vol. 22 (1994), Nr. 8, S. 685-698.

Dragadze, T. (1996), "Azerbaijan and the Azerbaijanis", in Graham Smith (1996), "The Nationalities Question in the Post-Soviet States", 2. Auflage, Longman, London.

Dragon Oil (o. J.), "Iraq - Block 9", http://www.dragonoil.com/our-operations/iraq/, abgerufen am 11.12.2015.

Dubai Petroleum (o. J.), "Our History", http://www.dubaipetroleum.ae/about.php, abgerufen am 11.12.2015.

Dvir, E. und Rogoff, K. (2009), "Three Epochs of Oil", in: NBER Working Paper, Nr. 14927, S. 1-49.

E.ON (2013), "Successful start of production from Huntington", https://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2013/4/15/successful-start-of-production-from-huntington.html, abgerufen am 11.12.2015.

Earney, F. C. F. (1982), "Norway's Offshore petroleum industry", in Resources Policy, Vol. 8 (1982), S. 133-142.

Earthstone Energy Inc. (2015), "Form 10-K, For the Fiscal Year Ended December 31, 2014".

Ebrahimi, S. N. und Khouzani, A. S. (2003), "The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract", SPE 13th Middle east Oil Show & Conference-Paper, https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81547-MS, abgerufen am 11.12.2015.

Edvardsen, E. (2012), "North Sea Saga – The oil age in Norway", Horn Forlag, Oslo.

EIA (2009), "Gulf of Mexico Proved Reserves and Production by Water Depth, 2009".

EIA (2010), "United States Total 2008 – Distribution of Wells by Production Rate Bracket", http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petrosystem/us_table.html, abgerufen am 11.12.2015.

EIA (2011), "Performance Profiles of Major Energy Producers 2009", http://www.eia.gov/cfapps/frs/frstables.cfm?tableNumber=17, abgerufen am 13.12.2015.

EIA (2012, Ecu) "Ecuador - Country Analysis Brief", Version vom Oktober 2012.

EIA (2012, VEN), "Venezuela – Analysies Brief" Version vom Oktober 2012.

EIA (2013), "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", June 2013.

EIA (2013, AS), "Azerbaijan – Country Analysis Brief", Version vom September 2013.

EIA (2013, BRA), "Brazil – Country Analysis Brief", Version vom Oktober 2013.

EIA (2013, CH), "South China Sea", Version vom Februar 2013.

EIA (2013, Irak), "Iraq – Country Analysis Brief", Version vom April 2013.

EIA (2013, Iran), "Iran – Country Analysis Brief", Version vom März 2013.

EIA (2013, KAS), "Kazakhstan – Country Analysis Brief" Version Oktober 2013.

EIA (2013, Ku), "Kuwait – Country Analysis Brief", Version vom Juli 2013.

EIA (2013, Ni), "Nigeria – Country Analysis Brief", Version vom Dezember 2013.

EIA (2013, VAE), "United Arab Emirates – Country Analysis Brief", Version vom Dezember 2013.

EIA (2013a), “Monthly Energy Review”, Tabelle 11.1a. , Version vom März 2013, http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm.

EIA (2013b), “Monthly Energy Review”, Tabelle 11.1b, Version vom März 2013, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbl_m.htm.

EIA (2014), "Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040".

EIA (2014, Alg) "Algeria - Country Analysis Brief", Version vom Juli 2014.

EIA (2014, Ang), "Angola - Country Analysis Brief", Version vom September 2014.

EIA (2014, CH), "China – Country Analysis Brief", Version vom Februar 2014.

EIA (2014, Iran), "Iran – Country Analysis Brief", Version vom Juli 2014.

EIA (2014, Ka), "Qatar – Analysis Brief", Version vom Januar 2014.

EIA (2014, KAN), "Canada – Country Analysis Brief", Version vom September 2014.

EIA (2014, Ku), "Kuwait – Analysis Brief", Version vom Oktober 2014.

EIA (2014, Li), "Libya - Country Analysis Brief", Version vom November 2014.

EIA (2014, MEX), "Mexico – Country Analysis Brief", Version vom April 2014.

EIA (2014, RU), "Russia – Country Analysis Brief", Version vom März 2014.

EIA (2014, Sau), "Saudi Arabia - Country Analysis Brief", Version vom September 2014.

EIA (2014, UK), "United Kingdom – Country Analysis Brief", Version vom Juli 2014.

EIA (2014, VEN), "Venezuela - Analysis Brief", Version vom Juni 2014.

EIA (2014a), "U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, 2013".

EIA (2014a, CH), "East China Sea", Version vom Septmeber 2014.

EIA (2014b), "NEMS Model Documentation 2014: Oil and Gas Supply Module".

EIA (2015), "Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040".

EIA (2015a), "Crude Oil Production", http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbblpd_a.htm, abgerufen am 15.12.2015.

EIA (2015, Ang), "Angola - Country Analysis Brief", Version vom März 2015.

EIA (2015, CH), "China – Country Analysis Brief", Version vom Mai 2015.

EIA (2015, Ecu), "Ecuador - Country Analysis Brief", Version vom März 2015.

EIA (2015, Irak), "Iraq – Country Analysis Brief", Version vom Januar 2015.

EIA (2015, Iran), "Iran – Country Analysis Brief", Version vom Juni 2015.

EIA (2015, KAS), "Kazakhstan – Country Analysis Brief", Version vom Januar 2015.

EIA (2015, MEX), "Mexico – Country Analysis Brief", Version vom September 2015.

EIA (2015, Ni), "Nigeria – Country Analysis Brief", Version vom Februar 2015.

EIA (2015, RU), "Russia – Country Analysis Brief", Version vom Juli 2015.

EIA (2015, VAE), "United Arab Emirates – Country Analysis Brief", Version vom Mai 2015.

EIA (2015b), "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2015".

EIA (2015c), "U.S. Tight Oil Production – selected plays", Version vom 18.11.2015, http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm, abgerufen am 11.12.2015.

EIA (2015d), "Workbook Contents – Average Depth of Crude Oil and Natural Gas Wells", http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_welldep_s1_a.htm, abgerufen am 10.12.2015.

EIA (2015e), “Spot Prices”, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, abgerufen am 13.12.2015.

EIA (o. J., a), "Petroleum & other Liquids - Definitions, Sources and Explanatory Notes", http://www.eia.gov/dnav/pet/tbldefs/pet_crd_crpdn_tbldef2.asp, abgerufen am 15.05.2015.

EIA (o. J., b), http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=, 13.04.2015.

El Mallakh, R. (1979), "Qatar - Development of an Oil Economy", Routledge, London und New York.

Elliot, G. (1993), "Kazakhstan, Nazarbayev, Foreign Investment & Oil", in Louisiana Law Review, Vol. 53 (1993), Nr. 4, S. 1243-1255.

Ellman, M. (2006), "Russia’s Oil and Natural Gas – Bonanza or Curse?", Anthem Press, London und New York.

Ellsworth, B. und Parrage, M. (2012), "Exxon wins less than expected from Venezuela dispute", http://in.reuters.com/article/venezuela-exxonmobil-idINDEE80002620120102, abgerufen am 11.12.2015.

Embassy of India in Venezuela (2012), "Carabobo-1 Project: First Oil Production", http://www.embindia.org/news/Carabobo1.php, abgerufen am 11.12.2015.

Emerald Oil (2015), "Corporate Presentation, October 2015".

Emerald Oil (2015a), "Form 10-K For the fiscal year ended December 31, 2014".

Emirates News Agency (2014), "ADMA-OPCO Signs $3.5 Billion Contracts for Nasr Field Development, Additional Gas Production at Umm Shaif Field", http://www.wam.ae/en/news/emirates-international/1395272280882.html, abgerufen am 11.12.2015.

Endres, A. und Querner, I. (2000), "Die Ökonomie natürlicher Ressourcen", 2. Auflage, Kohlhammer, Stuttgart.

Energy Reform Decree (2013), "Mexican Energy Reform Decree for the Transitory Regime Approved by Congress" 16.12.2013, englische Übersetzung von: http://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2013-12-energy.pdf, abgerufen am 12.12.2015.

Eni (2005), "Encyclopaedia of Hydrocarbons", Volume IV: Hydrocarbons: Economics and Policies.

ENI (2013), "Eni signs amendment to the Zubair oil field Technical Service Contract in Iraq", http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2013/07/2013-07-15-eni-signs-amendment-contract-iraq.shtml, abgerufen am 11.12.2015.

Eni (2013a), "Eni announces first production from the Junin-5 giant heavy oil field in Venezuela", http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2013/03/2013-03-13-eni-announces-production-venezuela.shtml, abgerufen am 11.12.2015.

ENI (2014), "Eni: significant oil discovery in Ecuador", http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2014/09/2014-09-18-discovery-ecuador.shtml, abgerufen am 10.12.2015.

ENI (2015), “Integrated Annual Report 2014”.

ENI (diverse), “Annual Reports” der Jahre 2009-2014, abrufbar unter www.eni.com.

ENI (o. J.), "Kashagan", http://www.eni.com/en_IT/innovation-technology/eni-projects/kashagan/kashagan-project.shtml, abgerufen am 11.12.2015.

ENI Norge (2012), "Production start-up at Goliat postponed", http://www.eninorge.com/en/News--Media/News-Archive/2012/Production-start-up-at-Goliat-postponed, abgerufen am 11.12.2015.

ENI Norge (o. J.), "Goliath - Facts", http://www.eninorge.com/en/Field-development/Goliat/Facts/, abgerufen am 11.12.2015.

Enquest (2015), "Annual Report and Accounts 2014".

EOG Resources (2015), "2014 Annual Report".

Erdmann, G. und Zweifel, P. (2010), "Energieökonomik- Theorie und Anwendungen", 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin.

Eschment, B. (o. J.), "Kasachstan - Geschichte", http://liportal.giz.de/kasachstan/geschichte-staat/, abgerufen am 11.12.2015.

Escribano, G. (2013), "Ecuador's energy policy mix: Development versus conservation and nationalism with Chinese loans", Energy Policy, Vol. 57 (2013), S. 152-159.

Exxon Mobil (2008), "Profile: Angola", http://corporate.exxonmobil.com/~/media/Brochures/2008/news_pub_poc_angola.pdf, abgerufen am 11.03.2015.

Exxon Mobil (2015), „2014 Summary Annual Report“.

Exxon Mobil (diverse), “ Financial Statements & Supplemental Information“ der Jahre 2009-2014, abrufbar unter http://ir.exxonmobil.com.

Exxon Mobil (o. J.), "About Pazflor", http://www.exxonmobil.com/crudeoil/about_crudes_pazflor.aspx, abgerufen am 10.12.2015.

EY (2013a), "A switch from the 60-66 system to 55-61 in the Russian oil industry", http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Oil-and-Gas-Tax-Alert-October-2013-Eng/$FILE/EY-Oil-and-Gas-Tax-Alert-October-2013-Eng.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

EY (2013b), "Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is the essence", http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Enhanced_oil_recovery_%28EOR%29_methods_in_Russia:_time_is_of_the_essence/$FILE/EY-Enhanced-Oil-Recovery.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

EY (2014), "Global oil and gas tax guide 2014".

EY (2014a), "China (People's Rep.): resource tax on oil and gas amended", http://tax-insights.ey.com/archive/archive-news/china-(people-s-rep.)--resource-tax-on-oil-and-gas-amended.aspx, abgerufen am 12.12.2015.

Fairbank, J. K. (1989), "Geschichte des modernen China 1800 – 1985", Deutscher Taschenbuch Verlag, München.

Fallon, A. und Loh, J. N. (2014), "Oil and gas regulation in the United States: overview", in: Pravtical Law, Energy and Natural Resources Mulit-Jurisdictional Guide 2014.

Fama, E. (1970), "Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work", in: The Journal of Finance, Vol. 25, Nr. 2, (1970), S. 383-417.

Farchy, J. (2014), "Leaking pipelines to add up to $4bn in costs to Kashagan oil project", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d68ac9c0-4fc0-11e4-908e-00144feab7de.html#axzz3lKId7eFj, abgerufen am 11.12.2015.

Fattouh, B. (2007), "The Drivers of Oil Prices: The Usefulness and Limitations of Non-Structural Model, the Demand–Supply Framework and Informal Approaches", University of London, School of oriental and African studies, Centre for financial and management studies, Discussion paper, Vol. 71 (2007).

Fattouh, B. und Darbouche, H. (2010), "North African oil and foreign investiment in changing market conditions", in: Energy Policy Vol. 38 (2010), S. 1119-1129.

Fattouh, B.; Kilian, L. und Mahadeva, L. (2013), "The Role of Speculation in Oil Markets: What Have We Learned So Far?", in: The Energy Journal, Vol. 34 (2013), S. 7-33.

Faucon, B. (2014), "Eni, Repsol Expatriates Evacuated from Libya", http://www.wsj.com/articles/eni-repsol-expatriates-evacuated-from-libya-1405893922, abgerufen am 11.12.2015.

Fausto, B. (2013), "Kurze Geschichte Brasiliens", Königshausen & Neumann, Würzburg.

Feils, D. J.; Allen, G. C. und Martyniak, P. (2010), "PetroKazakhstan: time to stay or time to go?", in: Journal of Case Research in Business & Economics, Vol. 3 (2010), S. 1-18 .

Feng, L.; Li, J. und Pang, X. (2008), "China's oil reserve forecast and analysis based on peak oil models", in: Energy Policy Vol. 36 (2008), S. 4149-4153.

Fineren, D. und Aizhu, C. (2014), "China secures Abu Dhabi oil field deal", http://www.reuters.com/article/emirates-china-idUSL6N0NL27L20140429#jQPDd-FcBdKzkHksI.97, abgerufen am 11.12.2015.

Fitzgerald, T. und Rucker, R. R. (2014), "U.S. Private Oil and Natural Gas Royalties: Estimates and Policy Considerations", http://scholarworks.montana.edu/xmlui/bitstream/handle/1/3277/US%20Private%20Natural%20Gas%20Royalties%20etc.pdf?sequence=1, abgerufen am 11.12.2015.

Fontaine, G. (2011), "The effects of governance modes on the energy matrix of Andean countries", Energy Policy, Vol. 39 (2011), Nr. 5, S. 2888-2898.

Foroohar, K. (2013), "Iran Oil Minister Vows to Revive Output as He Eyes Price War", http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-08-22/iran-oil-minister-vows-to-revive-output-as-he-eyes-price-war-1-, abgerufen am 11.12.2015.

Freehold Mineral Rights Tax Regulation (2013), Province of Alberta.

Freehold Owners Association (o. J.), "About Freehold Mineral Rights", http://www.fhoa.ca/about-freehold-mineral-rights.html, abgerufen am 11.12.2015.

Fromherz, A. J. (2012), "Qatar - A modern history", Verlag: I.B. Tauris, London.

Frynas, J. G. (2000), "Oil in Nigeria - Conflict and Litigation between Oil Companies and Village Communities", LIT Verlag, Hamburg.

Fürtig, H. l. (2004), "Kleine Geschichte des Irak: Von der Gründung 1921 bis zur Gegenwart", 2. Auflage, C. H. Beck, München.

Galas, C.; Clements, A.; Jaafar, E.; Jeje, O.; Holst, D. und Holst, R. (2012), "Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Alberta – Phase 2 Final Report for Energy Resources Conservation Board", http://www.ags.gov.ab.ca/publications/pdf_downloads/ercb-eor-report2.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Gately, D. (2004), "OPEC's incentives for faster output growth", in: The Energy Journal, Vol. 25 (2004), Nr. 2, S. 75–96.

Gately, D. und Huntington, H. G. (2002), "The asymmetric effects of changes in price and income on Energy and oil demand", in: The Energy Journal, Vol. 23 (2002), Nr. 1, S. 19-56.

Gazprom (2013), "Gazprom and Shell agree to jointly develop Arctic shelf and produce shale oil in Khanty-Mansiysk Autonomous Area", http://www.gazprom.com/press/news/2013/april/article159865/, abgerufen am 11.12.2015.

Gazprom (o. J.), "Prirazlomnoye oil field", http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/pnm/, abgerufen am 11.12.2015.

Gazprombank (2014), "Tight oil production in Russia", in Gazprombank "Oil and Gas Weekly", 25.04.2014, http://www.gazprombank.ru/upload/iblock/9fa/gpb_og_weekly_20140425.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Gazpromneft (2011), "Gazprom Neft Becomes Sole Shareholder of Sibir Energy", http://www.gazprom-neft.com/press-center/news/3882/, abgerufen am 11.12.2015.

Gazpromneft (2012a), "Oil Production Starts at the Junin-6 Block in Venezuela", http://www.gazprom-neft.com/press-center/news/612514/#, abgerufen am 11.12.2015.

Gazpromneft (2015), "2014 Annual Report".

Gazpromneft (2015a), "Second well brought into production at Gazprom Neft Prirazlomnoye field", http://www.gazprom-neft.com/press-center/news/1108569/, abgerufen am 11.12.2015.

Gazpromneft (2015b), "Consolidated Financial Statements, December 31, 2014", http://ir.gazprom-neft.com/fileadmin/user_upload/documents/financial_results/GPN_IFRS_ENG.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

George, L. und Parraga, M. (2015), "Venezuela expands oil blending scheme with Nigeria crude buys", http://www.reuters.com/article/us-pdvsa-crude-idUSKCN0PO03I20150714#yye8VpYQ5wWg76fF.97, abgerufen am 11.12.2015.

Gerlach, A. (2003) "Indians, Oil, and Politics: A Recent History of Ecuador", Rowman & Littlefield Publishers, Wilmington.

German, H. (2005), "Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy", John Wiley & Sons, Chichester.

Geroski, P.; Ulph, A. und Ulph, D. (1987), "A Model of the Crude Oil Market in Which Market Conduct Varies", in: The Economic Journal, Vol. 97 (1987), Supplement: Conference Papers, S. 77-86.

Gesetz Nr. 12276 (2010), "Law 12276 of June 30, 2010", englische Übersetzung von: http://www.anp.gov.br/?dw=18824, abgerufen am 12.12.2015.

Gesetz Nr. 12304 (2010), "Law 12304 of August 2, 2010", englische Übersetzung von: http://www.anp.gov.br/?dw=18824, abgerufen am 12.12.2015.

Gesetz Nr. 12351 (2010), "Law 12351 of December 22, 2010", englische Übersetzung von: http://www.anp.gov.br/?dw=18824, abgerufen am 12.12.2015.

Gesetz Nr. 1510 (2001), "LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS", http://www.mpetromin.gob.ve/repositorio/imagenes/file/normativas/leyes/LEY_ORGANICA_DE_HIDROCARBUROS_CORREGIDA.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz Nr. 291-IV (2010), "Law of Subsoil and Subsoil Use“, englische Übersetzung von: http://www.eisourcebook.org/cms/Kazakhstan%20Law%20of%20Subsoil%20and%20Subsoil%20Use%202010.pdf, abgerufen am 12.12.2015.

Gesetz Nr. 51 (1969), "Nigeria Petroleum Act, No. 51 (1969)", http://www.resourcegovernance.org/sites/default/files/Petroleum%20Act.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz Nr. 69 (1969), "Petroleum (Drilling and Production) Regulations", http://faolex.fao.org/docs/pdf/nig120683.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz Nr. 7 (2010), "Law No (7) for 2010 Income Taxes", englische Übersetzung von: http://www.agora.mfa.gr/agora/images/docs/radA460FLaw-No-7-for-2010-concerning-income-taxes.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz Nr. 72 (1996), "Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities", englische Übersetzung von: http://www.ptil.no/getfile.php/Regelverket/Petroleumsloven_e.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Gesetz Nr. 8 (2001), "Law No. 8/2001 - Regulating Direct Foreign Capital Investment in the State of Kuwait", englische Übersetzung von http://www.kfib.com.kw/LegalFrameWork.aspx, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz Nr. 9478 (1997), "Law 9478 of August 6, 1997", englische Übersetzung von: http://www.anp.gov.br/?dw=18824, abgerufen am 12.12.2015.

Gesetz Nr. 99-IV (2008), "The Code of the Republic of Kazakhstan on Taxes and other obligatory payments to the Budget" ("The Tax Code")", englische Übersetzung von: http://kgd.gov.kz/sites/default/files/npa/Kodeks/the_tax_code_of_the_rk_2015.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Gesetz über ausländische Investitionen in Saudi-Arabien (2000), „Foreign Investment Act and Executive Rules", http://www.saudiembassy.net/about/country-information/laws/Foreign_Investment_Act_and_Executive_Rules.aspx.

Gesetz über die Besteuerung ausländischer Ölgesellschaften im Irak (2010), Law No. (19) of 2010, "The Law of Income Taxation on Foreign Oil Companies Working in Iraq", http://www.iraqoilforum.com/wp-content/uploads/2012/05/The-Law-of-Income-Taxation-on-Foreign-Oil-Companies-Working-inIraq.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Gesetz über Investitionen im Irak (2006), "The Investment Law No. (13) of 2006", http://files.wp-irak.de/gesetze/Investment_Iraq_13_2006_En.pdf, abgerufen am 26.11.2013.

Ghadhban, T. A. (2009), "Iraq's Crude Oil Production Capacity: The Way Ahead", Manusskript zur Rede am 07.12.2009 auf der Iraq Petroleum Conference 2009 in London, http://www.iraqoilforum.com/wp-content/uploads/2009/12/Iraqs-Crude-Oil-Capacity-The-Way-Ahead.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Gold, T. (1998), "The deep hot biosphere: The Myth of Fossil Fuels", 1. Auflage, Springer Verlag, Berlin.

Gordon, R. L. (1967), "A reinterpretation of the pure theory of exhaustion", in: Journal of political economy, Vol. 75 (1967), Nr. 3, S. 274-286.

Gosden, E. (2013), "BP's giant underwater project breaks records and budget", http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/10023995/BPs-giant-underwater-project-breaks-records-and-budget.html, abgerufen am 10.12.2015.

Gould, E. (1976), "Oil - The history of Canada's oil and gas industry", Hancock House, Saanichton.

Government of Alberta (2007), "THE New Royalty Framework", abgerufen am 11.12.2015.

Government of Alberta (2009), "Albertas Oil and Gas Tenure", http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/tenure_brochure.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Government of Saskatchewan (2011), "Annual Petroleum Statistics 2010".

Government of Saskatchewan (2015), "Crude Oil Volume and Value Summary by Area Crude Type (Excluding Recovered Crude Oil) Production Month Range: 2014-01 To 2014-12", http://www.economy.gov.sk.ca/2014-CrudeOil-Summary, abgerufen am 11.12.2015.

Grace, J. D. (2005), "Russian oil supply – Performance and Prospects", Oxford University Press, Oxford.

Grant, J. und Chazan, G. (2013), "Petronas pulls out of Venezuela heavy oil project Carabobo-1", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/49c88c44-1a00-11e3-93e8-00144feab7de.html#axzz35q2bR6kn, abgerufen am 11.12.2015.

Gray, B. (2014), "Raising the Bar in the Bakken", http://www.hess.com/docs/libraries-provider13/Updates-page-announcements/raising-the-bar-in-the-bakken.pdf?sfvrsn=2, abgerufen am 11.12.2015.

Grayson, G. W. (1980), "The Politics of Mexican Oil", University of Pittsburgh Press, Pittsburgh.

Greene, D. (1991), "A note on OPEC Market Power and Oil Prices", in: Energy Economics, Vol. 13 (1991), Nr. 2, S. 123-129.

Griffin, J. (1985), "OPEC behavior: A test of alternative hypotheses", in: American Economic Review, Vol. 75 (1985), Nr. 5, S. 954-963.

Griffin, J. (1992), "OPEC and World Oil prices", in: Energy Studies Review, Vol. 4 (1992), Nr. 1, S. 27-29.

Griffin, J. und Neilson, W. (1994), "The 1985-86 Oil Price collapse and afterwards: What does game theory add?", in: Economic Inquiry, Vol. 32 (1994), Nr. 4, S. 543-561.

Gronke, M. (2009), "Geschichte des Irans: Von der Islamisierung bis zur Gegenwart", 3. Auflage, Verlag C.H. Beck, München.

Grundgesetz Saudi-Arabiens (1992), „The Basic Law of Governance“, No: A/90, 1. März 1992, http://www.saudiembassy.net/about/country-information/laws/The_Basic_Law_Of_Governance.aspx, abgerufen am 15.12.2015.

Gu, X. und Mayer, M. (2007), "Chinas Energiehunger: Mythos oder Realität?", Oldenbourg, München.

Gudmestad, O.; Zolotukhin, A. und Jarlsby, E. (2010), "Development of petroleum resources with emphasis on offshore fields", WIT press, Southampton.

Gülen, S. (1998), "Efficiency in the Crude Oil Futures Market", in: Journal of Energy Finance & Development, Vol. 3 (1998), Nr. 1, S. 13-21.

Gulf Business (2013), "Kuwait Oil Capacity Additions Smaller, Slower than Hoped", http://www.gulfbusiness.com/articles/industry/energy/kuwait-oil-capacity-additions-smaller-slower-than-hoped/#.UtgDxLQiZpg, abgerufen am 11.12.2015.

Halcon Resources (2015), "Company Presentation May 2015".

Hall, C.; Lambet, J.; Balogh, S. (2014), "EROI of different fuels and implications for society", in: Energy Policy, Vol. 64 (2014), S. 141-152.

Haltiwanger, J. und Harrington, J. E. (1991), "The Impact of Cyclical Demand Movements on Collusive Behavior" in: The RAND Journal of Economics, Vol. 22 (1991) Nr. 1, S. 89-106.

Hamilton, J. D. (2009), "Understanding crude oil prices", in: NBER Working Paper Nr. 14492.

Hamilton, J. D. (2011), "Historical Oil Shocks", in: NBER Working Paper, Nr. 16790 (2011).

Hamilton, J. D. (2012), "Oil prices, exhaustible resources, and economic growth", NBER Working Paper 17759.

Hammond, J. L. (2011), "The Resource Curse and Oil Revenues in Angola and Venezuela", in: Science & Society, Vol. 75 (2011), Nr. 3, S. 348-378.

Hammoudeh, S. und Madan, V. (1992), "The dynamic stability of OPEC's oil price mechanisms", in: Energy Economics, Vol. 14 (1992), Nr. 1, S. 65-71.

Hamnett, B. R. (2006), "A Concise History of Mexico", 2. Auflage, Cambridge University Press, Cambridge.

Handelsblatt (2007), "Chávez verstaatlicht Ölindustrie in Venezuela", http://www.handelsblatt.com/politik/international/die-privatisierung-ist-zu-ende-chvez-verstaatlicht-oelindustrie-in-venezuela/2775496.html, abgerufen am 11.12.2015.

Handelsblatt (2014), "Yukos-Entschädigungen - Weitere Milliardenstrafe für Russland", http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/yukos-entschaedigungen-weitere-milliardenstrafe-fuer-russland/10273624.html, abgerufen am 11.12.2015.

Hansen, P. und Lindholt, L. (2008), "The market power of OPEC 1973-2001", in: Applied Economics, Vol. 40 (2008), Nr. 22, S. 2939-2959.

Harbison, S.; Montalbano, B. und Pugliaresi, L. (2010), "Iraqi development plan breaks new ground", in World Oil, Mai 2010, S. 71-75.

Harden, C. (2014), "Discount Rate Development in Oil and Gas Valuation", SPE-169862-MS, Paper vom Vortrag auf dem SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium in Houston, Texas vom 19.-20. Mai 2014.

Hayashi, M. Y. (2015), "Brazilian Pre-Salt", Mai 2015, http://de.slideshare.net/petrobrasri/brazilian-presalt-update, abgerufen am 11.12.2015.

Heard-Bey, F. (2010), "Die Vereinigten Arabischen Emirate – Zwischen Vorgestern und Übermorgen", Olms Presse, Hildesheim, Zürich, New York.

Helman, C. und Fahey, J. (2009), "Total Kicks Up A Sands Storm", http://www.forbes.com/2009/02/27/oil-sands-total-uts-alberta-business-energy_oil_sands.html, abgerufen am 11.12.2015.

Henderson, J. (2013), "Tight Oil Developments in Russia", Oxford Institute for Energy Studies, WPM 52.

Henderson, J. (2015), "Key Determinants for the Future of Russian Oil Production and Exports", The Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper: WPM 58.

Henni, A. (2009), "Sonatrach says it has cut El-Merk costs by $3.3bn", http://www.arabianoilandgas.com/article-6423-sonatrach-says-it-has-cut-el-merk-costs-by-33bn/, abgerufen am 10.12.2015.

Herfindahl, O. C. (1967), “Depletion and Economic Theory”, in: Extractive Resources and Taxation, Hrsg. Gaffney, M., University of Wisconsin Press, S. 63-90.

Hersvik, K. J. und Krane, A. (2015), "Det norske oljeseskap ASA", Präsentation vom 17.03.2015 in London, http://www.detnor.no/wp-content/uploads/2015/03/DETNOR-Presentation_Aker-investor-day.pdf?a735e2, abgerufen am 11.12.2015.

Hess Corporation (2015), Präsentation auf der Scotia Howard Weil Energy Conference, 24.03.2015.

Hess Corporation (2015a), "2014 Annual Report".

Higgs, W.; Domingos, F.; Isaac, R.; Redwine und R., Benoit, P. (2005), "Benguela Belize - Lobito Tomboco Development, Block 14: Angola’s Next Deepwater Hub", World Petroleum Congress, 25-29 September 2005, Johnannesburg.

HM Revenue & Customs (2015), "Oil and gas: Ring Fence Corporation Tax", https://www.gov.uk/guidance/oil-gas-and-mining-ring-fence-corporation-tax, abgerufen am 20.12.2015.

HM Revenue & Customs (2015a), "Corporation tax ring fence: contents", http://www.hmrc.gov.uk/manuals/otmanual/OT21000.htm, abgerufen am 20.12.2015.

HM Revenue & Customs (2015b), "Oil and gas: supplementary charge", https://www.gov.uk/guidance/oil-gas-and-mining-supplementary-charge, abgerufen am 20.12.2015.

Hnyilieza, E. und Pindyck, R. S. (1976), "Pricing policies for a two-part exhaustible resource cartel: the case of OPEC", in: European Economic Review, Vol. 8 (1976), Nr. 2, S. 139-154.

Hong, H. und Kaiser, M. J. (2010), "Modeling China’s Offshore production sharing contracts using meta analysis", in Petroleum Science, Vol. 7 (2010), S. 283-288.

Höök, M. und Aleklett, K. (2008), "A decline rate study of Norwegian oil production", in: Energy Policy, Vol. 36 (2008), S. 4262-4271.

Höök, M.; Bardi, U.; Feng, L. und Pang, X. (2010a), "Development of oil formation theories and their importance for peak oil", in: Marine and Petroleum Geology, Vol. 27 (2010), Nr. 9, S. 1995-2004.

Höök, M.; Hirsch, R. und Aleklett, K. (2009), "Giant oil field decline rates and their influence on world oil production", in: Energy Policy 37 (2009), S. 2262-2272.

Höök, M.; Xu, T.; Xiongqui, P. und Aleklett, K. (2010), "Development journey and outlook of Chinese giant oilfields", in: Petroleum Exploration and Development, Vol. 37 (2010), Issue 2, S. 237–249.

Hotelling, H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", in: The Journal of Political Economics, Vol. 39 (1931) Nr. 2, S. 137-175.

Huang, Y.; Jiang, S.; Moss, D. L. und Stutz, R. (2010), "China's 2007 Anti-Monopoly Law: Competition and the Chinese Petroleum Industry", in: Energy Law Journal, Vol. 31 (2010), Nr. 2, S. 337-370.

Hubbert, M. (1956), "Nuclear Energy and Fossil Fuels", in: American Petroleum Institute, Drilling and Production Practice, Texas.

Hughes, H. (1994), "Offshore oil and gas – The UK's second most valuable resource", in: Marine Policy, Vol. 18 (1994), Nr. 6, S. 464-471.

Hughes, J. D. (2014), "Drilling Deeper – A Reality Check on U.S. Government Forecasts for a lasting Tight Oil & Shale Gas Boom – Part 2: Tight Oil".

Husari, R. (2009), "Iraq National Oil Company, an Historical and Political Perspective", Middle East Economic Survey (MEES) 52:38, http://www.iraqoilforum.com/wp-content/uploads/2009/09/mees-v52n381.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Husky Energy (2015), „Annual Report 2014".

Hydrocarbons Law No 05-07 dated 28 April 2005.

Hydrocarbons Technology (o. J.), "Carabobo Oil Project, Venezuela", http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/carabobo-oil-project/, abgerufen am 11.12.2015.

Hyne, N. (2012), "Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production", 3. Auflage, Pennwell Cooperation, Tulsa.

Idemitsu Petroleum Norge AS (2015), "2014 Annual Report".

IEA (1979), "A Comparison of Energy Projections to 1985", OECD Publications and Information Center, Paris.

IEA (2002), "Monthly Oil Market Report – October 2002".

IEA (2008), "World Energy Outlook 2008".

IEA (2012), "World Energy Outlook 2012".

IEA (2012a), "Iraq Energy Outlook".

IEA (2013), "World Energy Outlook 2013".

IEA (2014), "Medium-term oil market report 2014".

IEA (2014a), "Update on Overseas Investments by China's National Oil Companies – Achievements and Challenges since 2011".

IEA (2015), "Monthly Oil Market Report, November 2015".

IEA (2015a), "Monthly Oil Market Report – April 2015".

IEA (diverse), "Monthly Oil Market Report" der Jahre 2000 bis 2015, abrufbar unter: https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/.

IEA (o. J.), "Oil", http://www.iea.org/aboutus/faqs/oil/, abgerufen am 11.12.2015.

IFP (2007), "Oil and Gas Exploration and Production – Reserves, costs, contracts", 2. Auflage, Editions Technip, Paris.

IHS (2015), "IHS Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends", https://www.ihs.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html, 17.02.2015.

IHS (o. J.), “IHS Indexes”, https://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/Index.html, abgerufen am 13.12.2015.

Imperial (2015), "Production from Kearl expansion project begins ahead of schedule", http://www.imperialoil.com/Canada-English/about_media_releases_20150616.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

International Business Publications (2006), "Russia and NIS countries – Mining & Mineral Industry Handbook", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2006a), "Middle East Countries Mining & Mineral Industry Handbook", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012), "Kuwait - Mineral, Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012a),"Libya - Mineral Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012b),"Nigeria - Mineral & Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012c), "Saudi Arabia – Mineral, Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012d), "Venezuela – Mineral, Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012e), "North America Mineral Industry Handbook", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012f), "Azerbaijan – Mineral, Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2012g), "Kazakhstan – Mineral, Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

International Business Publications (2013), "Qatar - Mineral Mining Sector Investment and Business Guide", International Business Publications, USA, Washington.

Ipek, P. (2007), "The role of oil and gas in Kazakhstan’s foreign policy: Looking east or west?", in: Europe-Asia Studies, Vol. 59 (2007), Nr. 7, S. 1179-1199.

Irakische Verfassung (2005), englische Übersetzung von: http://www.iraqinationality.gov.iq/attach/iraqi_constitution.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Iran Daily (2015), "N-Yaran Oilfield output to reach 30,000 bpd", http://www.iran-daily.com/News/79035.html, abgerufen am 19.03.2015.

Iran Petro Energy Information Network (2014), "Iran to Extract 30,000 bpd from Joint Oilfield Shared with Iraq", http://www.shana.ir/en/newsagency/216240, abgerufen am 19.03.2015.

Iranian Offshore Oil Company (o. J.), "Operational districts", http://www.iooc.co.ir/endefault.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Iranische Verfassung (1979), englische Übersetzung von: http://www.alaviandassociates.com/, abgerufen am 15.12.2015.

Iranisches Ölgesetz (1987), englische Übersetzung von: http://www.alaviandassociates.com/, abgerufen am 15.12.2015.

Ithaca Energy (2015), "2014 Financial Results", Präsentation vom 31.03.2015, http://www.ithacaenergy.com/investor-relations/results-reports, abgerufen am 11.12.2015.

IWF (2015), "World Economic Outlook, April 2015".

Izundu, U. (2009), "OTC: Aramco pursues 70% oil recovery rate", http://www.ogj.com/articles/2009/05/otc-aramco-pursues-70-oil-recovery-rate.html, abgerufen am 11.12.2015.

Jacobsen, S. und Koranyi, B. (2015), "Statoil delays Castberg, Snorre projects to cut costs", http://www.reuters.com/article/statoil-projects-idUSL5N0W81G120150306, abgerufen am 11.12.2015.

Jahn, F.; Cook, M. und Graham, M. (1998), "Hydrocarbon Exploration and Production", 2. Auflage, Elsevier, Amsterdam.

Jakobsson, K.; Bentley, R.; Söderbergh, B. und Aleklett, K. (2012), „The end of cheap oil: Bottom-up economic ang geologic modeling of aggregate oil production curves", in: Energy Policy, Vol. 41 (2012), S. 860-870.

Japex (2013), "Production starts at the Garraf oil field in the Republic of Iraq", http://www.japex.co.jp/english/newsrelease/pdf/20130902_Iraq_Garraf_e.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

JODCO (o. J.), "The Concession", http://www.jodco.co.jp/english/business.html#kouku, abgerufen am 11.12.2015.

Joffé, G.; Stevens, P.; George, T.; Lux, J. und Searle, C. (2009), "Expropriation of oil and gas investments: Historical, legal and economic perspectives in a new age of resource nationalism", in: Journal of World Energy Law & Business, Vol. 2 (2009), Nr.1, S. 3-23.

Johnston, D. (2005), "Impressive Libya licensing round contained tough terms, no surprises", http://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-15/exploration-development/impressive-libya-licensing-round-contained-tough-terms-no-surprises.html, abgerufen am 11.12.2015.

Josefson, J.; Rotar, A. und Rice, B. (2014), "Oil and gas regulation in the Russian Federation: overview", Stand vom 1. Juni 2014, http://uk.practicallaw.com/0-527-3028?source=relatedcontent, abgerufen am 11.12.2015.

JuneWarren-Nickle's Energy Grup (2015) "Alberta Oil & Gas Industry Quarterly Update – Winter 2015", http://www.albertacanada.com/files/albertacanada/Oil-Gas_QuarterlyUpdate_Winter2015.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Kaiser, M. J. und Pulsipher, A. G. (2007), "A review of the oil and gas sector in Kazakhstan", in: Energy Policy, Vol. 35 (2007), S. 1300-1314.

Kambara, T. und Howe, C. (2007), "China and the Global Energy Crisis", Edward Elgar Publishing Ltd, Cheltenham (UK).

Kammerzell, J. (2011), "Total kicks off CLOV Development", http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/110966/Total_Kicks_Off_CLOV_Development, abgerufen am 10.12.2015.

Karachaganak (o. J.), "Production Metrics", http://www.kpo.kz/en/operations/production-metrics.html, abgerufen am 11.12.2015.

Karachaganak (o. J., a), "Karachaganak Field Discovery", http://www.kpo.kz/about-kpo.html?&L=0, abgerufen am 11.12.2015.

Kasachische Verfassung (1995), englische Übersetzung von: http://www.parlam.kz/en/constitution, abgerufen am 12.12.2015.

Kasachstan Energieministerium (2014), "Statute", http://en.energo.gov.kz/index.php?id=855, abgerufen am 12.12.2015.

Katar Gesetz Nr. 10 (1974), "Decree Law No. 10 of 1974 on the Establishment of Qatar Petroleum", englische Übersetzung von: http://www.almeezan.qa/LawPage.aspx?id=4105&language=en, abgerufen am 15.12.2015.

Katar Gesetz Nr. 21 (2009), "Law No. 21 of 2009 - The Income Tax Law", englische Übersetzung von: http://www.almeezan.qa/LawPage.aspx?id=2553&language=en, abgerufen am 15.12.2015.

Katar Gesetz Nr. 3 (2007), "Law No. 3 of 2007 On the Exploitation of Natural Resources", englische Übersetzung von: http://www.almeezan.qa/LawPage.aspx?id=2600&language=en, abgerufen am 15.12.2015.

Katarische Verfassung (2004), englische Übersetzung von: http://www.almeezan.qa/LawArticles.aspx?LawTreeSectionID=6675&lawId=2284&language=en, abgerufen am 15.12.2015.

Kaufmann R. (1994) "A Model of the World Oil Market for Project LINK." in: Economic Modeling, Vol. 12 (1994), Nr. 2, S. 165-178.

KazMunaiGas (2014), "Annual Report for 2013".

KazMunaiGas (2014a), "JSC KazMunaiGas Exploration Production", Präsentation vom November 2014, http://www.kmgep.kz/eng/investor_relations/presentations, abgerufen am 11.12.2015.

KazMunaiGas (2015), "Annual Report for 2014".

KazMunaiGas (o. J.), "Oil and gas sector", http://www.kmgep.kz/eng/about_kazakhstan/oil_and_gas_sector/, abgerufen am 11.12.2015.

KazMunaiGas (o. J., a), "Chronology", http://www.kmg.kz/en/about/history/chronology/, abgerufen am 11.12.2015.

Kemp, A. (1990), "An assessment of UK North Sea oil and gas policies: twenty-five years on", in: Energy Policy, Vol. 18 (1990), Nr. 7, S. 599-623.

Kennedy, M. (1974) "An Economic Model for the World Oil Market." in: Bell Journal of Economics and Management Science, 5(2), S. 540-577.

Kohlenwasserstoff-Gesetz (2014), "Hydrocarbons Law", englische Übersetzung von: http://www.cnh.gob.mx/_docs/Leyes/Hydrocarbons_Law.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Koottungal, L. (2014), "2014 worldwide EOR survey", http://www.ogj.com/articles/print/volume-112/issue-4/special-report-eor-heavy-oil-survey/2014-worldwide-eor-survey.html, abgerufen am 11.12.2015.

Koranyi, B. (2014), "Crunch year ahead for Norway's Arctic oil adventure", http://www.reuters.com/article/2014/04/01/norway-oil-idUSL4N0MT30Q20140401, abgerufen am 11.12.2015.

KPC (o. J., d), "Kuwait Oil History", https://www.kpc.com.kw/Information-Center/Pages/Kuwait-Oil-History.aspx, abgerufen am 15.12.2015.

KPMG (2007), "Algeria Hydrocarbon Guide 2007".

Krautkraemer, J. (1998), "Nonrenewable Resource Scarcity", in: Journal of Economic Literature, Vol. 36 (1998), Nr. 4, S. 2065-2107.

Krichene, N. (2006), "World crude oil markets: Monetary policy and the recent oil shock", IMF-Working Paper (06/62).

Krichene, N. (2007), "An oil and gas model", IMF-Working Paper (07/135).

Krugel, L. (2013), "First phase of Imperial's Kearl mine to cost $2-billion more than expected", http://business.financialpost.com/news/energy/first-phase-of-imperials-kearl-mine-to-cost-2-billion-more-than-expected, abgerufen am 11.12.2015.

Kuhn, M. und Jannatifar, M. (2012), "Foreign direct investment mechanisms and review of Iran's buy-back contracts: how far has Iran gone and how far may it go?", Journal of World Energy Law and Business, Vol. 5 (2012), Nr. 3, S.207-234.

Kuwait Ministry of Oil (2015), "Kuwait Oil: Discovery of 4 oil fields and 2 reservoirs in the North and West of the country", http://www.moo.gov.kw/NewsEvents/News/Kuwait-Oil--Discovery-of-4-oil-fields-and-2-reserv.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwait Ministry of Oil (o. J.), "Decree of separation of Ministry Oil from Ministry of Finance 1975 AD", http://www.moo.gov.kw/About-Us/Ministry-Decrees/Decree-of-separation-of-Ministry-Oil-from-Ministry.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwait Ministry of Oil (o. J., a), "Decree for Establishing the Supreme Petroleum Council", http://www.moo.gov.kw/About-Us/Ministry-Decrees/Decree-for-Establishing-the-Supreme-Petroleum-Coun.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwait Ministry of Oil (o. J., b),"Kuwait Oil Field Map", http://www.moo.gov.kw/About-Us/Programs/Technical-Affairs/Kuwait-Oil-Field-Map.aspx, abgerufen am 11.08.2015.

Kuwait Oil Company (2013), "New Oil Field Discovered in Kabd", https://www.kockw.com/sites/EN/Pages/Media%20Center/News%20And%20Events/kabdnewoil.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwait Petroleum Corporation (o. J.), "Kuwait Oil history", https://www.kpc.com.kw/InformationCenter/Pages/Kuwait-Oil-History.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwait Petroleum Corporation (o. J., a), "Our story", https://www.kpc.com.kw/about/our-story, abgerufen am 11.12.2015.

Kuwaitische Verfassung (1962), englische Übersetzung von: http://www.kuwaitembassy.us/kuwait/polsys/constitution.html, abgerufen am 15.12.2015.

Laessing, U. (2013), "Libya's Bouri offshore field pumping near 40,000 bpd, plans more", http://www.reuters.com/article/2013/10/09/libya-oil-idUSL6N0HZ3N120131009, abgerufen am 11.12.2015.

Landeszentrale für politische Bildung Baden-Württemberg (o. J.), "Irak nach dem Krieg", http://www.lpb-bw.de/nach_irak_krieg.html, abgerufen am 29.04.2015.

Laxer, J. (1983), "Oil and Gas – Ottawa, the Provinces and the Petroleum Industry", Lorimer, Toronto.

Leffler, W.; Pattarozzi, R. und Sterling, G. (2011), "Deepwater Petroleum Exploration & Production", 2. Auflage, Pennwell Books, Tulsa.

Legal Committee, Iraq Energy Institute (2009), "Response to the request made by the Oil&Gas Committee in the Iraqi Parliament to assess the legality of the contracts of the Federal Ministry of Oil in the absence of a Federal Hydrocarbon Law", http://www.iraqenergy.org/news/downloader.php?dfile=Legal%20Opinion%20on.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Li. S. (2012), "The Developments of Chinese Oil Shale Activities", in Oil Shale, Vol. 29 (2012), Nr. 2, S. 101-102.

Libysche Übergangsverfassung (2011), "Constitutional Declaration of 2011", englische Übersetzung von http://www.security-legislation.ly/node/31585, abgerufen am 15.12.2015.

Libysche Verfassung (1969), englische Übersetzung von: http://unpan1.un.org/intradoc/groups/public/documents/cafrad/unpan004643.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Libysches Ölgesetz (1955), "The Petroleum Law (25/55)", englische Übersetzung von: http://www.eisourcebook.org/cms/Libyan%20Petroleum%20Law,%20Amended%202002.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Lidell, G. (2014), "Financial Scrutiny Unit Briefing - Scottish North Sea oil and gas industry", http://www.scottish.parliament.uk/ResearchBriefingsAndFactsheets/S4/SB_14-28.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Lindholt, L. und Glomsrød, S. (2012), "The Arctic: No big bonanza for the global petroleum industry", in: Energy Economics, Vol. 34 (2012), S. 1465-1474.

Lixfeld, S. (2005), "OPEC", in: Internationale Wirtschaftsorganisationen. Entstehung-Struktur-Perspektiven, Lit. Verlag, Münster.

Lorensten, L. und Roland, K. (1986) "The World Oil Market (WOM) Model: An Assessment of the Crude Oil Market Through 2000." in: Energy Journal, 7 (1), S. 23-34.

Lukawski, M.; Anderson, B.; Augustine, C.; Capuano, L.; Beckers, K.; Livesay, B. und Tester, J. (2014), "Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling", in Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 118 (2014), S. 1-14.

Lukoil (2015), "Annual Report 2014".

Lukoil (o. J.), "Iraq", https://lukoil-overseas.com/projects/irak/, abgerufen am 11.12.2015.

Lukoil (o. J., a), "Kazakhstan", http://lukoil-overseas.com/projects/kazakhstan/5811.php, abgerufen am 11.12.2015.

Luong, P. J. und Weinthal, E. (2010), "Oil is not a curse – Ownership structure and institutions in soviet successor states", Cambridge University Press, Cambridge.

Lussac, S. (2010), "The State as a (Oil) Company? The Political Economy of Azerbaijan", Garnet Working Paper Nr. 74 (2010), http://www.academia.edu/220714/The_State_as_a_Oil_Company_The_Political_Economy_of_Azerbaijan, abgerufen am 11.12.2015.

Lwanda, G. C. (2011), "Oiling economic growth and development: Sonangol and the governance of oil revenues in Angola", Development Bank of Southern Africa, Development Planning Division Working Paper Series Nr. 21, 2011.

Lynch, M. (2002), "Forecasting oil supply: theory and practice", in: The Quarterly Review of Economics and Finance, Vol. 42 (2002), S. 373-389.

Lynch, M. (2003), "Seeking Stability in the Oil Market", in: The Future of oil as a Source of Energy (2003), Hrsg. The Emirates Center For Strategic Studies and Research, S. 199-225.

Ma, L.; Fu, F.; Li, Z. und Liu, P. (2012), "Oil development in China: Current status and future trends", in: Energy Policy, Vol. 45 (2010), S. 43-53.

Maameri, A. (2013), "El Merk, MLE Fields to Put Algeria on Track Again", http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/129686/El_Merk_MLE_Fields_to_Put_Algeria_on_Track_Again/?all=HG2, abgerufen am 10.03.2015.

Mabro, R. (1986), "OPEC after the oil revolution", in: Mabro, R. (Hrsg.), "OPEC and the world oil market: The genesis of the 1986 price crisis", Oxford, Oxford University Press, 1986, S. 13-21.

Mabro, R. (2006), "Oil in the 21st Century - Issues, Challenges and Opportunities", Oxford University Press, Oxford, New York.

Mace, P.; Leckie, D.; Moseley, E. und Waddington, C. (2014), "Oil and gas regulation in the UK: overview", in Practical Law: Energy and Natural Resources Multi-jurisdictional Guide 2014.

Maersk (2010), "Maersk Oil production in Qatar reaches billionth barrel", http://www.maerskoil.com/media/newsroom/pages/maerskoilproductioninqatarreachesbillionthbarrel.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Maersk (2013), "Key Project: The El Merk field development", http://blog.maerskoil.com/post/65610085016/key-project-the-el-merk-field-development, abgerufen am 10.12.2015.

Maersk (2013a), "Maersk Oil UK announces approval for the Balloch Field Development Plan", http://www.maerskoil.com/media/newsroom/pages/maerskoilukannouncesapprovalfortheballochfielddevelopmentplan.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Maersk (o. J.),"Al Shaheen Field Development Plans", http://www.maerskoil.com/PublishingImages/operations/key-project/qatar.jpg, abgerufen am 11.12.2015.

Maersk (o. J., b), "Al Shaheen", http://www.maerskoil.com/operations/Qatar/Pages/Al_Shaheen.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Mahdi, W. (2013), "Saudi Aramco Starts Pumping from Manifa Oil Field Ahead of Plan",http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-04-15/saudi-aramco-starts-pumping-from-manifa-oil-field-ahead-of-plan, abgerufen am 11.12.2015.

Makan, A. und Chazan, G. (2013), "Oil majors close agreeing cuts in Iraqi production targets", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d19244cc-5c08-11e3-b4f3-00144feabdc0.html#axzz3VIUGjwlH, abgerufen am 11.12.2015.

Makan, A. und Fifield, A. (2013), "Saudi oil capacity to remain constant", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d1a6c206-b1a1-11e2-9315-00144feabdc0.html#axzz31hZdgoLJ, abgerufen am 11.12.2015.

Mancke, R. B. (1979), "Mexican Oil and Natural Gas – Political, Strategic, and Economic Implications", Praeger, New York.

Marcel, V. (2006), "Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East", Chatham House, London.

March, C. (2012), "Ökonometrische Modellierung des Rohölmarktes - Preisbildungsmechanismen und Prognose der Entwicklung bis 2030", Dissertation, Cuvillier Verlag, Göttingen.

Marson, J. und Vyas, K. (2013), "Rosneft to lead Junin-6 oil project in Venezuela", http://www.worldoil.com/news/2013/1/29/rosneft-to-lead-junin-6-oil-project-in-venezuela, abgerufen am 11.12.2015.

Masterson, D. M. (2013), "The Arctic Island Adventure and Panarctic Oils Ltd.", in Cold Regions Science and Technology, Vol. 85 (2013), S. 1-14.

Mayer Brown (2012), "Iraq's 4th oil and gas licensing round", https://www.mayerbrown.com/files/Publication/97507eec-efb1-4358-8a50-aca7e19dad7f/Presentation/PublicationAttachment/aef8494b-717d-4758-8822-b097175f3978/Energy_update_aug12.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Mayer Brown (2014), "Analysis of Mexico's New Hydrocarbons Legal Regime", https://www.mayerbrown.com/files/Publication/69fe7acd-ca5b-4d1c-a172-31678b13ec06/Presentation/PublicationAttachment/75b0fe83-d4a2-4523-b8e2-3f7ae78102a7/UPDATE-Analysis-of-Mexicos-New-Hydrocarbons-Legal-Regime.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

McAuley, A. (2015), "Abu Dhabi Nasr oilfield sets end-of-the-year target after starting production", abgerufen am 11.12.2015.

McColelland, C. (2013), "BP's PSVM Oil Field in Angola to Reach Peak Production Next Year", http://www.bloom,berg.com/news/articles/2013-01-31/bp-s-psvm-oil-field-in-angola-to-reach-peak-production-next-year, abgerufen am 10.12.2015.

McKenzie-Brown, P und Jaremko, G. (1993), "The Great Oil Age - The Petroleum Industry in Canada", Detselig, Calgary.

MEG Energy (2015), "2014 Annual Report".

Meinhold, R. und Pätz, H. (1978), "Erdöl und Erdgas – vom Plankton bis zur Pipeline", B G Teubner Verlagsgesellschaft, Stuttgart.

Metz, H.C. (1993), "Saudi Arabia: A country study", Federal Research Division, Library of Congress, Washington, D.C.

Michel, B. (2011), "Oil Production: A probabilistic model of the Hubbert Curve", in: Applied Stochastic Models in Business and Industry, Vol. 27 (2011), Nr. 4, 2011, S. 434-449.

Milgrom, P. (1985), "Auction Theory", in Cowles Foundation Discussion Paper Nr. 779 (1985).

Mineral Leasing Act (1920).

Mines and Minerals Act (2014), Province of Alberta, Version vom 04.09.2014.

Ministério de Minas e Energia (2014), "Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2023", http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Ministry of Energy Alberta (o. J.), "Freehold Mineral Rights - Historical Overview", http://www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/FMT_historical_overview.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Ministry of Energy Alberta (o. J., a), "About Alberta Energy", http://www.energy.alberta.ca/AboutUs.asp, abgerufen am 11.12.2015.

Ministry of Energy Alberta (o. J., b), "Freehold Mineral Tax Statistics", http://www.energy.alberta.ca/Tenure/900.asp, abgerufen am 11.12.2015.

Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation (o. J.), "The Federal Subsoil Resources Management Agency", http://www.mnr.gov.ru/english/fsrma.php, abgerufen am 11.12.2015.

Ministry of Taxes Aserbaidschan (o. J.), "Data on the receipt of taxes and other payments to the state budget", http://www.taxes.gov.az/modul.php?lang=_eng&name=statistika, abgerufen am 12.12.2015.

Ministry of Taxes Aserbaidschan (o. J., a), "Agreement on the joint development and production sharing for the extraction on oil field in Azerbaijan sector of Caspian Sea",http://www.taxes.gov.az/modul.php?name=qanun&cat=16, abgerufen am 12.12.2015.

Mintz, J. und Chen, D. (2010), "Taxing Canada's Cash Cow: Tax and Royalty Burdens on Oil and Gas Investments", University of Calgary, School of Public Policy, SPP Briefing Papers, Vol. 3 (2010), Issue 3, http://www.policyschool.ucalgary.ca/?q=content/taxing-canadas-cash-cow-tax-and-royalty-burdens-oil-and-gas-investments, abgerufen am 11.12.2015.

Mohr, P. (2014), "Scotiabank Commodity Price Index", 20.02.2014, https://prosperitysaskatchewan.files.wordpress.com/2014/02/scotiabank-oil-costs-feb-20-2014.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Moltmann, G. (1996), "USA-Ploetz: Geschichte der Vereinigten Staaten zum Nachschlagen", 3. Auflage, Ploetz, Freiburg.

Mommer, B. (1996), "Integrating the Oil: A structural Analysis of Petroleum in the Venezuelan Economy", in Latin American Perspectives, Issue 90, Vol. 23 (1996), Nr. 3, S. 132-158.

Mommer, B. (1998), "The New Governance of Venezuelan Oil", Oxford Institute for Energy Studies WPM 23 (April 1998).

Mommer, B. (2001), "Fiscal Regimes and Oil Revenues in the UK, Alaska and Venezuela", Oxford Institute for Energy Studies WPM 27 (Juni 2001).

Moosa, I. und Al-Loughani, N. (1994), "Unbiadness and Time Varying risk premia in the crude oil futures market", in: Energy Economics, Vol. 16 (1994), Nr. 2, S. 99-105.

Moreira, J. R.; Pacca, S. A. und Parente, V. (2014), "The future of oil and bioethanol in Brazil", in: Energy Policy 65 (2014), S. 7-15.

Morozova, N. (2008), "Subsoil Law", Kapitel 20, S.685-715 in Asanti, T.P. "Corporate Counsel's Guide to Doing Business in Russia", 2. Auflage, Thomson Reuters, Eagan (Minnesota).

Musarra, S. P. (2014), "Gazprom makes Arctic advances", http://www.oed-igital.com/regions/russia/item/5305-gazprom-makes-arctic-advances, abgerufen am 11.12.2015.

Nassibli, N. (1999), "Azerbaijan: Oil and Politics in the Country`s Future", in: Croissant, M. P.; Aras, B. (1999), "Oil and Geopolitcs in the Caspian Sea region", Praeger, Westport (Connecticut).

National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011), "Deep Water – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling", Report to the President, Januar 2011.

National Energy Board (2006), "Canada's Oil Sands – Opportunities and Challenges to 2015: An Update".

National Energy Board (2008), "Saskatchewan's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas - Fact Sheet", http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/ssktchwnltmtptntl2008/fctsht0839-eng.html, abgerufen am 11.12.2015.

National Energy Board (2011), "Tight Oil Developments in the Western Canada Sedimentary Basin", https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrl-mprdct/rprt/tghtdvlpmntwcsb2011/tghtdvlpmntwcsb2011-eng.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

National Energy Board (2014), "Market Snapshot: Canadian Tight Oil Production Update", https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2014/10-01tghtl-eng.html, abgerufen am 11.12.2015.

National Energy Board (2015), "Our History", https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rhstry-eng.html, abgerufen am 11.12.2015.

Natural Gas Europe (2013), "Legal Status of Caspian Sea", http://www.naturalgaseurope.com/legal-status-of-caspian-sea, abgerufen am 11.12.2015.

Neander, I. (1988), "Russische Geschichte in Grundzügen", 4. Auflage, Wissenschaftliche Buchgesellschaft, Darmstadt.

Neuhof, F. (2012), "A field with growing opportunities", http://www.thenational.ae/business/industry-insights/energy/a-field-with-growing-opportunities, abgerufen am 11.12.2015.

Ng, P. and Le Billon, P. (2007) "'Postconflict' oil governance: Lessons from Angola?", Oil Development in Africa: Lessons for Sudan after the Comprehensive Peace Agreement, Kopenhagen: Danish Institute für International Studies DIIS, Vol. 8., S. 35-50.

Nigerianische Verfassung (1999), http://www.nigeria-law.org/ConstitutionOfTheFederalRepublicOfNigeria.htm, abgerufen am 15.12.2015.

Nissen, H. J. und Heine, P. (2003), "Von Mesopotamien zum Irak – Kleine Geschichte eines alten Landes bis heute", Wagenbach-Verlag, Berlin.

Nixon, R. (1973), "Special Message to the Congress on Energy Policy, April 18, 1973", www.presidency.ucsb.edu/ws/print.php?pid=3817, abgerufen am 11.12.2015.

NNPC (2015), "2014 Annual Statistical Bulletin".

NNPC (o. J.), "History of the Nigerian Petroleum Industry", http://www.nnpcgroup.com/NNPCBusiness/BusinessInformation/OilGasinNigeria/IndustryHistory.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Nolte, H. H. (1991), "Russland, UdSSR: Geschichte, Politik, Wirtschaft", Fackelträger-Verlag, Hannover.

Nordhaus, W.; Houthakker, H. und Solow, R. (1973), "The Allocation of Energy Resources," in: Brookings Papers on Economic Activity, Vol. 3 (1973), S. 529-576.

Noreco (2015), "Fourth Quarter 2014 – Key financials", Präsentation vom 27.02.2015.

Noreng, O. (2001), "Maintaining North Sea output by restructuring the Norwegian petroleum industry", in: The Journal of Energy and Development, Vol. 27 (2001), Nr. 2, S. 213-236.

North Caspian Operating Company (o. J.), “About Kashagan – Development Strategy”, http://www.ncoc.kz/en/kashagan/development_strategy.aspx, abgerufen am 13.12.2015.

North Dakota Tax Department (o. J.), "Oil & Gas", http://www.nd.gov/tax/oilgas/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Ministry of Finance (2013), "Main features of the tax programme for 2014", http://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2014/dokumenter/pdf/tax_programme_2014.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2002), "The Norwegian Petroleum Sector – Facts 2002", https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Fact-Sheet-2002-Norwegian-Petroleum-Activity-/id419395/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2013), "The Norwegian Petroleum Sector – Facts 2013".

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2014), "The Norwegian Petroleum Sector – Facts 2014".

Norwegian Petroleum Directorate (2008), "Production licence – licence to explore, discover and produce", http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Production-licence--licence-to-explore-discover-and-produce, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Petroleum Directorate (2009), "History", http://www.npd.no/en/About-us/Organisation/History/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Petroleum Directorate (2013), "Area fees – Stipulation of new rates", http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Petroleum Directorate (2015), "The Norwegian Petroleum Sector – Facts 2015", http://www.norskpetroleum.no/en, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Petroleum Directorate (o. J.), "Licensing rounds on the Norwegian Continental Shelf", Stand 21.04.2015, http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Licensing-rounds/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegian Petroleum Directorate (o. J., b), "Licences", http://www.norskpetroleum.no/en/production/licences/, abgerufen am 11.12.2015.

Norwegische Verfassung (1814), englische Übersetzung von: https://www.stortinget.no/en/In-English/About-the-Storting/The-Constitution/The-Constitution/, abgerufen am 11.12.2015.

Nyland, B. (2015), "The Shelf in 2014", Präsentation vom 15.01.2015, http://www.npd.no/Global/Engelsk/1-Whats-new/News/The-shelf-in-2014/Presentasjon_engelsk_utgave.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Occidental (2014), "Qatar Fast Facts", Mai 2014.

Occidental (2015), "Qatar Fast Facts", Mai 2015.

Occidental Petroleum Corporation (2013), "2012 Annual Report".

Offshore Regulations (1982), "Regulations of the People's Republic of China Concerning the Exploitation of Offshore Petroleum Resources in Cooperation with Foreign Enterprises", Version vom 23. September 2001, englische Übersetzung von: http://www.asianlii.org/cn/legis/cen/laws/rotproccteoopricwfe1391, abgerufen am 11.12.2015.

Offshore-Technology (2014), "Qatar Petroleum to invest $10.7bn in Bul Hanine offshore field", http://www.offshore-technology.com/news/newsqatar-petroleum-to-invest-107bn-in-bul-hanine-offshore-field-4264488/, abgerufen am 11.12.2015.

Offshore-Technology (o. J.), www.offshore-technology.com

Offshore-Mag (2015), "Second well brought into production at Gazprom Neft Prirazlomnoye field", http://www.offshore-mag.com/articles/2015/08/second-well-brought-into-production-at-gazprom-neft-prirazlomnoye-field.html, abgerufen am 11.12.2015.

Offshore-mag (2015), "Status of US Gulf of Mexico deepwater discoveries", Stand Januar 2015, http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-75/issue-1/gulf-of-mexico/status-of-us-gulf-of-mexico-deepwater-discoveries.html, abgerufen am 11.12.2015.

Ogunbanjo, A. (o. J.), "Background to the Bill", http://www.petroleumindustry-bill.com/pib/#.Vm3QPb9cvIU, abgerufen am 11.12.2015.

Oil & Gas Journal (2006), "Worldwide Production", 18.12.2006.

Oil & Gas Journal (2013), "Iraq moves forward on EOR plans in southern oil fields", http://www.ogj.com/articles/2013/03/iraq-moves-forward-on-eor-plans-in-southern-oil-fields.html, abgerufen am 11.12.2015.

Oil & Gas Journal (2013a), "Contracts let for full Umm Lulu development", http://www.ogj.com/articles/2013/08/contracts-let-for-full-umm-lulu-development.html, abgerufen am 11.12.2015.

Oil & Gas Journal (2014), "Worldwide Oil Fierld Production Survey 2015", in Oil & Gas Journal vom 1.12.2014 und als Excel-Datentabelle.

Oil & Gas Journal (2014a), "Pemex lets contract in Ayatsil development", http://www.ogj.com/articles/2014/06/pemex-lets-contract-in-ayatsil-development.html, abgerufen am 11.12.2015.

Oil & Gas Journal (diverse Jahre) „Worldwide Oil Field Production Survey, Historical Version, Data from 1980 – 2009", Excel-Datentabelle.

O'Keefe, B. (2014), "Chevron goes to extremes in the Gulf of Mexico", http://fortune.com/2014/06/09/chevron-goes-to-extremes-in-the-gulf-of-mexico/, abgerufen am 11.12.2015.

Ölertragsteuergesetz (1990), "Petroleum Profits Tax Act, Cap. 354 LFN, 1990", http://www.firs.gov.ng/Tax-Management/Tax Legislations/PPTA.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Ollenberger, R. (2014), "U.S. Tight Oil Shale vs. the Canadian Oil Sands: Not the Gap You Think", BMO Capital Markets Research Comment, 03.02.2014.

Ollenberger, R. und Dziuba, J. (2014), "Oil Sands Economics: Facts and Fiction", BMO Capital Markets, 02.11.2014.

OMV (o. J.), https://www.omv.com/portal/01/com/omv/OMV_Group/Business_Segments/upstream/What_is_E_and_P_/Offshore/Drilling_Vessels, abgerufen am 03.11.2015.

Onshore Regulations (1993), "Regulations of the People's Republic of China Concerning the Exploitation of Onshore Petroleum Resources in Cooperation with Foreign Enterprises, Version vom 23.September 2001, englische Übersetzung von: http://www.infopetro.com/Laws/ViewLaws.asp?id=9, abgerufen am 11.12.2015.

Onvista (2015), www.onvista.de, abgerufen am 08.05.2015.

OPEC (2002), "OPEC Annual Statistical Bulletin 2002".

OPEC (2003), "OPEC production agreements: a detailied listing", in: OPEC Energy Review, Vol. 27 (2003), S. 65-77.

OPEC (2008), "OPEC Annual Statistical Bulletin 2008".

OPEC (2013), "OPEC Annual Statistical Bulletin 2013".

OPEC (2014), "OPEC Annual Statistical Bulletin 2014".

OPEC (2015), "OPEC Annual Statistical Bulletin 2015".

OPEC (o. J.) "Algeria facts and figures", http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/146.htm, abgerufen am 11.12.2015.

OPEC (o. J., a), "UAE facts and figures", http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/170.htm, abgerufen am 11.12.2015.

OPEC (o. J., b), "Venezuela facts and figures", http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/171.htm, abgerufen am 11.12.2015.

OPEC (o. J., c), "Libya facts and figures", http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/166.htm, abgerufen am 11.12.2015.

Osahon, G. (2014), "Growth Strategies for the Nigerian Oil and Gas Industry; Driving Exploration and boosting reserve levels", Nigerian Department of Petroleum Resources, Präsentation vom 17. März 2014.

Outer Continental Shelf Lands Act (1953).

Palazuelos, E. und Fernández, R. (2012), "Kazakhstan: Oil endownment and oil empowernment", in Communist and Post-Communist Studies, Vol. 45 (2012), S. 27-37.

Palmer, B. und Kubba, H. (2011), "Iraq", in "Getting the Deal Through - Oil Regulation in 32 jurisdictions worldwide 2011", Hrsg. Palmer, B. und Kubba, H. (2011), S. 80-85, Law Business Research Ltd, London.

Parra, F. (2004), "Oil Politics: A Modern History of Petroleum", 1. Auflage, I. B. Taurius, Wiesbaden.

Pascal, L.B. (2008), "The Venezuelan Oil and Gas Sector – Are there still Opportunities in the Era of Petronationalism?", in: Latin American Law & Business Report, Vol. 16 (2008), Nr. 7 (2008), S. 1-5.

Pascal, L.B. (2009), "Developments in the Venezuelan Hydrocarbon Sector", in Law and Business Review of the Americas, Vol. 15 (2009), Nr. 3, S. 531-574.

Patel, T. (2013), "Total Starts $15 Billion Egina Offshore Nigerian Oil Project", http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-06-21/total-starts-15-billion-egina-offshore-nigerian-oil-project, abgerufen am 11.12.2015.

Patel, T. und Bierman, S. (2014), "Total Agrees to Lukoil Shale Deal, Brushing Off Russia Sanctions", http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-23/total-agrees-to-lukoil-shale-deal-brushing-off-russia-sanctions, abgerufen am 11.12.2015.

PDV (2005), "Planes Estratégicos", The New PDVSA Contact - A Newsletter about Venezuela's National Oil Industry, September/Oktober 2005.

PDV (2006), "PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. AND SUBSIDIARIES (PDVSA) - Consolidated Financial Statements, December 31, 2005, 2004 and 2003".

PDV (2011), "PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. AND SUBSIDIARIES (PDVSA) - Consolidated Financial Statements, December 31, 2010, 2009 and 2008".

PDV (2014), "PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. AND SUBSIDIARIES (PDVSA) - Consolidated Financial Statements, December 31, 2013, 2012 and 2011".

PDV (2015), "PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y sus Filiales (PDVSA) – Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2014".

PDV (2015a), "Informe de Gestión Annual 2014".

PDV (o. J.), "Oil concessions: sovereignty concessions", http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/readmenuhist.tpl.html&newsid_obj_id=1942&newsid_temas=13, abgerufen am 11.12.2015.

PEDEC (o. J.), "PEDEC's Ongoing Projects", http://pedec.ir/en/home/major-objectives, abgerufen am 19.03.2015.

Peel, M. und Blas, J. (2011), "Saudi Arabia halts $100bn oil expansion programme" , http://www.ft.com/intl/cms/s/0/967a332a-146d-11e1-8367-00144feabdc0.html#axzz31hZdgoLJ, abgerufen am 11.12.2015.

PEMEX (2006), "Statistical Yearbook 2005".

PEMEX (2014), "Statistical Yearbook 2013".

PEMEX (2014a), "2013 Annual Report".

PEMEX (2014b), "PEMEX 2013 – Form 20-F".

PEMEX (2014c)," Mexico's Energy Reform & PEMEX as a State Productive Enterprise", Präsentation von September 2014.

PEMEX (2014d), "Investor Presentation – A New Context & Broader Potential", http://www.pemex.com/ri/herramientas/Presentaciones%20Archivos/201401_p_in_e140117.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

PEMEX (2015), "Statistical Yearbook 2014".

PEMEX (2015a), "Audited financial results reports - additional tables".

PEMEX (2015b), "Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduros", Präsentation vom Januar 2015.

PEMEX (2015c), "PEMEX's Ambitions as a Productive Enterprise of the State", Präsentation vom 22.07.2015.

PEMEX (2015d), "Pemex announces the discovery of new oil deposits in the Gulf of Mexico", http://www.pemex.com/en/press_room/press_releases/Paginas/2015-053-national.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Pennenergy (2014a), "Cost of oil production per barrel to rise in UK", http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2014/02/cost-of-production-per-barrel-of-oil-equivalent-to-rise-in-uk.html, abgerufen am 11.12.2015.

Petras, Morley, M. H. und Smith, S. (1977), "The Nationalization of Venzuelan Oil", Praeger, New York.

Petrick, F. (2002), "Norwegen: Von den Anfängen bis zur Gegenwart", Pustet, Regensburg.

Petroamazonas (2015), "Gestión 2014".

Petrobras (2014), "Petrobras 2030 Strategic Plan".

Petrobras (2014a), "Business and Management Plan 2014 – 2018".

Petrobras (2014b), "Sustainability Report 2013".

Petrobras (2015), "Business and Management Plan 2015 – 2019".

Petrobras (2015a), "Form 20-F Annual Report for the fiscal year ended December 31, 2014".

Petrobras (2015b), "Petrobras at a glance - 2015", Version vom Juli 2015, http://de.slideshare.net/petrobrasri/petrobras-at-a-glance-2015, abgerufen am 11.12.2015.

Petrobras (diverse), „Form 20-F Annual Report“ der Jahr 2009-2014.

Petrobras (o. J.), "Production and Marketing", http://www.investidorpetrobras.com.br/en/operational-highlights/production-and-marketing, abgerufen am 15.12.2015.

PetroChina (2008), "2007 Annual Report".

PetroChina (2008a), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2007".

PetroChina (2010), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2009".

PetroChina (2015), "2014 Annual Report".

PetroChina (2015a), "2014 Annual Results Presentation".

Petrofac (2015), "Petrofac awarded US$4 billion heavy oil project in Kuwait", http://www.petrofac.com/media/news/2015/january/20/petrofac-awarded-us-4-billion-heavy-oil-project-in-kuwait.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Petroleum Act (1998), http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents, abgerufen am 15.12.2015.

Petroleum Licensing Regulations (2008), "The Petroleum Licensing (Production) (Seaward Areas) Regulations (2008)", http://www.legislation.gov.uk/uksi/2008/225/pdfs/uksi_20080225_en.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Petroleumworld.com (o. J.), “Faja Petrolifera del Orinoco”, http://www.petroleumworld.com/imagesjul2004/orinocobeltfaja450.jpg, abgerufen am 12.12.2015.

Petrovietnam (2012), "PVEP produce first oil from Junin 2 project, Venezuela", http://www.pvep.com.vn/en-us/Pages/pages-details.aspx?itemId=1653320009&pagesId=24, abgerufen am 11.12.2015.

Phakey, R. und Renouf, R. (2014), "Oil and Gas regulation in the United Arab Emirates: overview" in: Practical Law Energy and Natural Resources Multi-Jurisdictional Guide 2014.

Pinchuk, D. und Astakhova, O. (2015), "Russia's Rosneft unlikely to resume Kara Sea drilling before 2018", http://www.reuters.com/article/us-russia-rosneft-kara-sea-idUSKBN0OR16H20150611#OwAJcL5RP0VXQ7RR.97, abgerufen am 11.12.2015.

Pindyck, R. (2010), "Investments in offshore Oil and Natural Gas Deposits in Israel: Basic Principles", Paper vom 13. November 2010, http://www.financeisrael.mof.gov.il/financeisrael/docs/en/publications/07_appendix_d.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Pindyck, R. und Rubinfeld, D. (2009), "Mikroökonomie", 7. Auflage, Pearson Studium, London.

Piskarev, A. L. und Shkatov, M. Y. (2012), "Information Support for Offshore Field Development", in: Developments in Petroleum Science, Vol. 58 (2012), "Energy potential of the Russian Arctic Seas – Choice of Development Strategy".

Platts (2013), "ANALYSIS: Algeria's draft amended oil, gas law offers new tax breaks", http://www.platts.com/latest-news/oil/algiers/analysis-algerias-draft-amended-oil-gas-law-offers-8027606, abgerufen am 10.12.2015.

Plourde, A. (2009), "Oil Sands Royalties and Taxes in Alberta: An Assessment of Key Developments since the mid-1990s", in: The Energy Journal, Vol. 30 (2009), Nr. 1, S. 111-139.

Pons, C. (2015), "Petrovietnam mulls leaving Venezuela joint venture", http://www.reuters.com/article/venezuela-petrovietnam-idUSL2N0WR12C20150325#Asazhh30hhq1UhjY.97, abgerufen am 11.12.2015.

Powell S. (1990) "The Target Capacity Utilization Model of OPEC and the Dynamics of the World Oil Market." in: Energy Journal, 11(1), S. 27-63.

Premier Oil (2015), “Annual Report and financial statements 2014”.

PricewaterhouseCoopers (2013), "Oil and gas tax guide for Africa 2013".

PricewaterhouseCoopers (2014), "The Energy Reform – Summary of the decree containing secondary laws in matters of hydrocarbons", https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-pwc-sector-energia1-en.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Qatar National Bank (2011), "Kuwait - Economic Insight August 2011".

Qatar National Bank (2013), "Qatar Economic Insight 2013".

Qatar National Bank (2013a), "Kuwait Economic Insight 2013".

Qatar National Bank (2014), "Qatar Economic Insight September 2014".

Qatar Petroleum (2014), "Qatar Petroleum announces over QR40 billion investment plan in Bul Hanine redevelopment", http://www.qp.com.qa/en/MediaCentre/Pages/ViewNews.aspx?NID=1082, abgerufen am 11.12.2015.

Qatar Petroleum (o. J.), "Onshore Oil", http://www.qp.com.qa/en/QPActivities/QPOperations/Pages/OilandGasDetails.aspx?OID=11, abgerufen am 11.12.2015.

Qatar Petroleum Development Co. (o. J.), "Home", http://www.qpd-jp.com/index.php, abgerufen am 11.12.2015.

Qian, J.; Wang, J. und Li, S. (2006), "Oil Shale Activity in China", Vortrag zum 26. Oil Shale Symposium, Colorado School of Mines, 16-19. Okt. 2006, http://www.cerimines.org/A02c-JialinQianpaper.pdf.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Quan, J. (1992), "Two-step testing procedure for price discovery role of futures prices", in: Journal of Futures Markets, Vol. 12 (1992), Nr. 2, S. 139-149.

Qui, X. und Li, H. (2012), "Energy Regulation and Legislation in China", in Environmental Law Reporter, Vol. 42 (2012), S. 10678-10693.

Ramos, M. L. (2012) "Angola's Oil Industry Operations", Open Society Initiative for Southern Africa Working Paper.

Ramseur, J. L. und Hagerty, C.L. (2014), "Deepwater Horizon Oil Spill: Recent Activities and Ongoing Developments", Congressional Research Service, 12.Mai 2014.

Randall, L. (1993), "The Political Economy of Brazilian Oil", Praeger, Westport (Connecticut).

Rasheed, A. und El Gamal, R. (2010), "Iraq in deal with CNOOC, TPAO for Maysan oilfields", http://www.reuters.com/article/iraq-oil-maysan-idUSLDE64G0PZ20100517#8vv3hfzpD1cT4p5C.97, abgerufen am 11.12.2015.

Raymond, M. und Leffler, W. (2006), "Oil and Gas Production in nontechnical Language", Penwell Books, Tulsa.

Regelung zur Besteuerung ausländischer Ölgesellschaften im Irak (2011), Regulations No. (5) of 2011, "To Facilitate the Execution of the Provisions of the Law of Income Taxation on Foreign Oil Companies Working in Iraq No. (19) of 2010".

Reich, M. und Amro, M. (2015), "Schätze aus dem Untergrund – Wie Hightech das Gas- und Ölzeitalter verlängert", Verlag add-books, Hildesheim.

Republic of Angola (2004), "Law No. 10/04" (Petroleum Activities Law).

Republic of Angola (2004a), "Law No. 13/04" (Law on Taxation of Petroleum Activties), http://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/Pdf/licitacoes/law_petroleumTaxation_en.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Republic of Angola (2009), "Decree-Law No. 17/09", http://www.sonangol.co.ao/Style%20Library/Pdf/licitacoes/Law+Decree+17-09-compulsory_en.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Reuters (2009), "Factbox - Oil production cost estimates by country", http://www.reuters.com/article/2009/07/28/oil-cost-factbox-idUSLS12407420090728, abgerufen am 10.12.2015.

Reuters (2014), "Venezuela's PDVSA says consolidated debt rose 8.4 pct in 2013", http://www.reuters.com/article/venezuela-pdvsa-idUSL2N0KW0R220140122#1qQ9bDH1ODMClMvI.97, abgerufen am 11.12.2015.

Reuters (2015), "Saudi-Kuwait joint Wafra oilfield staff told to take leave", http://www.reuters.com/article/saudi-kuwait-wafra-idUSL5N1030GM20150723#tToGRIOEyGV45pVO.97, abgerufen am 11.12.2015.

Reuters Africa (2014), "BP, CNPC raise shares in Iraq's Rumaila oilfield -Iraqi official", http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL5N0R80AZ20140907, abgerufen am 11.12.2015.

Ricardo, D. (1821), "Grundsätze der politischen Ökonomie", deutsche Übersetzung von Bondi, B. (1994), Metropolis-Verlag, Marburg.

Rice, X. (2013), "Legislation: Vested interests slow progress of petroleum industry bill", http://www.ft.com/intl/cms/s/0/e07f418e-acd5-11e2-9454-00144feabdc0.html, abgerufen am 11.12.2015.

Riebdeau, R. (2000), "A Brief History of Canada", Fitzhenry & Whiteside, Markham (Ontario).

Rigzone (2010), "Azerbaijan's $6B Chirag Oil Project Sanctione", http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=88986, abgerufen am 11.12.2015.

Rigzone (2014), "First Subsea Wins Contract to Supply Libyan Vessel", http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/130961/First_Subsea_Wins_Contract_to_Supply_Libyan_Vessel, abgerufen am 11.12.2015.

Rigzone (2015), "First Oil Flows at UAE's Offshore Nasr Field", http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/137088/First_Oil_Flows_at_UAEs_Offshore_Nasr_Field, abgerufen am 11.12.2015.

Rigzone (o. J.), "How Do FPSOs Work?", http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=299&c_id=12, abgerufen am 03.11.2015.

Rinke, S. und Schulze, F. (2013), "Kleine Geschichte Brasiliens", Beck, München.

Rio Napo (2012), "Plan Operativo y Presupuesto 2012".

Rio Napo (2014), "Informe Anual de Actividades 2013".

Robelius, F. (2007), "Giant Oil Fields – The Highway to Oil", Uppsala Universitet, Uppsala.

Rodgers, B. (2013), "North American Resource Value — 2: North American tight oil play economics compared", http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-5/exploration---development/north-american-tight-oil-play-economics.html, abgerufen am 11.12.2015.

Rodriguez, M. R. und Suslick, S. B. (2008), "An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions", in: Revista Terrae, Vol. 3 (2008), Issue 1, S. 6-10.

Rodríguez, V. G. C. und Rosellón, J. (2012), "Oil and Gas in Mexico", DTE 540, Working Papers, CIDE, División de Economía.

Rogner, H. (1997), "An assessment of world hydrocarbon resources", in: Annual Review of Energy and Environment, Vol. 22, S. 217-262.

Rokosh,C. D.; Lyster, S. D. A.; Anderson, A. P.; Beaton, H.; Berhane, T.; Brazzoni, D.; Chen, Y.; Cheng, T.; Mack, C.; Pana und Pawlowicz, J.G. (2012), "Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbons", Energy Resources Conservation Board (Oktober 2012), http://docslide.us/documents/ofr201206-summary-of-albertas-shale-and-siltstone-hosted-hydrocarbon-resource-potential.html, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (2013), "Rosneft and Statoil Move Forward with Shale Oil Cooperation in the Samara Region", http://www.rosneft.com/news/pressrelease/06122013.html, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (2013a), "Rosneft and Venezuelan Corporacion Venezolana del Petroleo Sign Joint Venture Agreement", http://www.rosneft.com/printable/news/pressrelease/24052013.html, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (2014), "Annual Report 2013".

Rosneft (2014a), "Rosneft Discovered a New Hydrocarbon Field in the Kara Sea", http://www.rosneft.com/news/pressrelease/27092014.html, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (2015), "Annual Report 2014".

Rosneft (o. J.), "Samotlorneftegaz", http://www.rosneft.com/Upstream/Production-AndDevelopment/western_siberia/samoltorneft/, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (o. J., a), "Vankorneft", http://www.rosneft.com/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/, abgerufen am 11.12.2015.

Rosneft (o. J., b), "Russia's Arctic Seas", http://www.rosneft.com/Upstream/Exploration/arctic_seas/, abgerufen am 11.12.2015.

Royal Dutch/Shell (2015), “Annual Report and Form-20F for the fiscal year ended December 31, 2014”.

Royal Dutch/Shell (diverse), “Annual Reports” der Jahre 2009-2014, abruefbar unter http://reports.shell.com/report-home/2014/index.html#home.

Ruhl, K. J. und Garcia, L. I. (2007), "Kleine Geschichte Mexikos – Von der Frühzeit bis zur Gegenwart", 2. Auflage, Beck, München.

Russische Verfassung (1993), englische Übersetzung von: http://www.constitution.ru/en/10003000-01.htm, abgerufen am 13.12.2015.

Said, S. (2015), "Kuwait Seen Missing 2020 Oil-Production Target", http://www.wsj.com/articles/kuwait-seen-missing-2020-oil-production-target-1427306256, abgerufen am 11.12.2015.

Sällh, D.; Höök, M.; Grandell, L. und Davidsson, S. (2014), "Evaluation and update of Norwegian and Danish oil production forecasts and implications for Swedish oil import", in: Energy, Vol. 65 (2014), S.333-345.

Sampson, A. (1976), "Die Sieben Schwestern: Die Ölkonzerne und die Verwandlung der Welt", 1. Auflage, Rowohlt Verlag, Hamburg.

Santos, R. G.; Loh, W.; Bannwart, A. C. und Trevisan, O. V. (2014), "An Overview of heavy oil properties and ist recovery and transportation methods", in: Brazilian Journal of Chemical Engineering, Vol. 31 (2014), Nr. 3, S. 571-590.

Sarbu, B. (2011), "A Comparative Analysis of Oil Production Sectors in Saudi Arabia and the United Arab Emirates", EUGOV Working Paper Nr. 31 (2011), Swiss Federal Institute of Technology Zürich.

Sarsenbayev, K. (2011), "Kazakhstan petroleum industry 2008 – 2010: trends of resource nationalism policy?", in: Journal of World Energy Law and Business, Vol. 4 (2011), Nr. 4, S. 369-379.

Saskatchewan – Ministry of the Economy (2013), "Crude Oil Price Sensitive Royalty/Tax Structures", Version vom April 2013, http://www.economy.gov.sk.ca/PR-IC01, abgerufen am 11.12.2015.

Saudi Arabian Aramco (o. J.), "Company History", https://www.sachevron.com/history.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Saudi Aramco (2007), "Annual Review 2006".

Saudi Aramco (2009), "Annual Review 2008".

Saudi Aramco (2010), "Annual Review 2009".

Saudi Aramco (2013), "Annual Review 2012".

Saudi Aramco (2015), "Annual Review 2014".

Saudi Aramco (2015a), "Launching the Kingdom's first carbon capture project", http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/news/capturing-carbon.html, abgerufen am 11.12.2015.

Saudi Aramco (o. J.), "History - Milestones", http://www.saudi-aramco.com/en/home/about/history/milestones.html, abgerufen am 11.12.2015.

Schlesinger, D. M. und Scheuring, G. K. (2008), "Vereinigte Arabische Emirate – Wirtschaft, Kultur und geographische Strukturen", Ludwig-Maximilians-Universität, Institut für Wirtsch.-Geogr., München.

Schlothmann, D. und Kleinow, J. (2014), "Peak Oil und globale Ölvorkommen", in: Technik in Bayern 01/2014, S. 12f.

Schlumberger (2015), "Petropysical Evaluation oft he Horse Hill-1 Well", http://www.ukogplc.com/ul/Schlumberger%20Petrophysical%20Evaluation%20Horse%20Hill%20-1%20Exec%20Summary%20Report%20.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Schultz, D. (2014), „Unkonventionelle Erdölvorkommen: Aktuelle Entwicklungen und eine ressourcenökonomische Modellierung", Dissertation, LIT-Verlag, Münster.

Schwebel, S. M. (2010), "The Kingdom of Saudi Arabia and Aramco arbitrate the Onassis agreement", Journal of World Energy Law & Business, Vol. 3 (2010), Nr. 3, S. 245-256.

Scott, R. (1994), "IEA the first 20 Years - Origins and Structure", https://www.iea.org/media/1ieahistory.pdf, abgerufen am 23.11.2015.

Secretaria de Energia (2014), "Energy Reform: Round 1 (Technical Sessions)", http://mexicoshalegas.com/wp-content/uploads/2014/11/CNH-Round-One-Technical-Sessions.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Secretaria de Hidrocarburos Ecuador (2013) "Ecuador Southeastern Round - Technical, legal, economic, and socio-environmental aspects".

Seelke, R. C.; Ratner, M.; Villarreal, M. A. und Brown, P. (2014), "Mexico's Oil and Gas Sector: Background, Reform Efforts, and Implications for the United States", Congressional Research Service, 23.Oktober 2014, https://www.fas.org/sgp/crs/row/R43313.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Segal, P. (2011), "El Petróleo es Nuestro": The Distribution of Oil Revenues in Mexico", James Baker III Institute für Public Policy, Rice University, http://bakerinstitute.org/files/534/, abgerufen am 11.12.2015.

Selley, R. (1997), "Elements of Petroleum Geology", 2. Auflage, Academic Press, New York.

Shafiq, T. (2013), "Iraq's Petroleum Law: Problematic Issues & its Fate", Vortrag auf dem Iraq Economic Forum (Beirut 2013), http://iraqieconomists.net/eng/wp-content/uploads/sites/7/2013/04/Tariq-paper-Iraq%E2%80%99s-Petroleum-Law-revised-for-IEN-Website.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Shahri, N. N. (2010), "The Petroleum Legal Framework in Iran: History, Trends and the Way Forward", China and Eurasia Forum Quarterly, Vol. 8 (2010), Nr. 1, S. 111-126.

Shamseddine, R. und Bakr, A. (2013), "Saudi taps new oil areas in plan to preserve capacity", http://www.reuters.com/article/2013/07/02/dz-saudi-oil-idUSL5N0F81R520130702, abgerufen am 11.12.2015.

Shell (2010), "Shell To Provide Technical Support In Kuwait Gas Field Development", http://www.shell.com/kwt/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/archive/2010/technical-gas-field-17022010.html, abgerufen am 11.12.2015.

Shell (2015a), "Shell updates on Alaska exploration", http://www.shell.com/global/aboutshell/media/news-and-media-releases/2015/shell-updates-on-alaska-exploration.html, abgerufen am 11.12.2015.

Shell (o. J.), "Sakhalin-2 – an overview", http://www.shell.com/about-us/major-projects/sakhalin/sakhalin-an-overview.html#vanity-aHR0cDovL3d3dy5zaGVsbC5jb20vZ2xvYmFsL2Fib3V0c2hlbGwvbWFqb3ItcHJvamVjdHMtMi9zYWtoYWxpbi9vdmVydmlldy5odG1s, abgerufen am 11.12.2015.

Shennin, G. und Salha, A. (2014), "Libyan Islamist party's ministers quit government", http://www.reuters.com/article/us-libya-crisis-idUSBREA0K1B820140121#IZfdGo6lySzREOGU.97, abgerufen am 11.12.2015.

Simmons, M.R. (2005), "Twilight in the desert – The coming saudi oil schock and the world economy", Wiley, Hoboken (New Jersey).

Sinopec (2006), "Annual Report 2005".

Sinopec (2008), "Annual Report 2007".

Sinopec (2008a), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2007".

Sinopec (2009), "Form 20-F, for the year ended december 31, 2008".

Sinopec (2014), "Annual Report 2013".

Sinopec (2015), "2014 Annual Results Announcement", Präsentation vom 23.03.2015.

Skeet, I. (1988), "OPEC - Twenty-Five years of prices and politics", in: Middle East Studies Association Bulletin, Vol. 23 (1989), Nr. 2, S. 247-249, S. 183.

Smith, J. (2003), "Inscrutable OPEC? Behavioral Tests of the Cartel Hypothesis", Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), Working-Paper Nr. 08-015.

Smith, J. (2009), "World Oil: Market or Mayhem?", in: Journal of Economic Perspectives, Vol. 23, S. 145-64.

Smith, P.S. (1976), "Oil and Politics in Modern Brazil", MacMillan, Toronto.

SOCAR (2014), "2013 annual report of the state oil company of republic of Azerbaijan", http://www.socar.az/socar/assets/documents/en/socar-annual-reports/annual_report2013.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

SOCAR (o. J.), "Economics & Statistics", http://www.socar.az/socar/en/economics-and-statistics/economics-and-statistics/oil-production, abgerufen am 11.12.2015.

SOCAR (o. J.,a), "Activities", http://www.socar.az/socar/en/activities, abgerufen am 11.12.2015.

Sofaz (2014), "Annual Report 2013".

Soldatkin, V. (2014), "Russia's Lukoil ships first oil cargo from Iraq's West Qurna-2 field", http://uk.reuters.com/article/lukoil-iraq-idUKL5N0QP1AL20140819, abgerufen am 11.12.2015.

Sonagol (2015), "Offshore E&P", http://www.sonangol.co.ao/English/AreasOfActivity/Upstream/Pages/Offshore-EP.aspx, abgerufen am 29.04.2015.

Sonangol (2010) "Lista de Poços Disponiveis para Consulta ou Aquisição".

Sonangol (2014), "Angola Production History and Forecast", Version vom November 2014.

Sonangol (2015), "Relatóroi de Gestão e Contas Consolidadas 2014".

Sonangol (2015a), "Angola Concessions Map", Version Januar 2015.

Sonangol (o. J.) "Our history", http://www.sonangol.co.ao/English/AboutSonangolEP/OurHistory/Pages/Our-History.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Sonatrach (2012), "Annual Report 2012".

Sonatrach (2013), "Rapport Annuel 2013".

Sonatrach (o. J.), "History of Hydrocarbons in Algeria", abgerufen unter http://www.sonatrach.com/en/elements-histoire.html.

Sornette, D.; Woodard, R. und Zhou, W. (2009), "The 2006-2008 oil bubble; Evidence of speculation, and prediction", in: Physica A. Statistical Mechanics and its applications, Vol. 388 (2009), Nr. 8, S. 1571-1576.

Sorrell, S.; Speirs, J.; Bentley, R.und Miller, R. (2012), "Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates", in: Energy 37 (2012), Nr. 1, S. 709-724.

Speight, J. (2011), "An Introduction to Petroleum Technology, Economics, and Politics", John Wiley + Sons, Hoboken.

Staalesen, A. (2011), "Rosneft picks ExxonMobil in Arctic deal", http://barentsobserver.com/en/energy/rosneft-picks-exxonmobil-arctic-deal, abgerufen am 11.12.2015.

Stahnke, J. (2015), "Muhammadu Buhari - Warum Nigeria einen früheren Diktator wählt", http://www.faz.net/aktuell/politik/ausland/afrika/nigeria-frueherer-diktator-buhari-gewinnt-wahl-13516816.html, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (2013a), "Statoil participates in new field development offshore Canada", http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2013/Pages/04Jan_Hebron.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (2014a), "Mariner", http://www.statoil.com/en/about/worldwide/unitedkingdom/pages/mariner.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (2014b), "Concept selection for the Johan Sverdrup field", http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2014/Pages/13Feb_JohanSverdrup.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (2014c), "Statoil completes 2014 Hoop exploration programme", http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2014/Pages/06Aug_expl.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (2015), "Annual Report on Form 20-F 2014".

Statoil (2015d), "New timeline for Johan Castberg and Snorre 2040", http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2015/Pages/06Mar_Castberg_Snorre.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

Statoil (diverse), "Annual Report on Form 20-F" der Jahre 2009-2014. Abrufbar unter www.statoil.com.

Stavskiy, M. E. (2010), "Rosneft continental shelf Projects", Moskau 2.-4. Februar 2010, http://core.theenergyexchange.co.uk/agile_assets/941/STAVSKIY_ROSNEFT_ENG.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Steuergesetz Aserbaidschan (2000), „The Tax Code of the Republic of Azerbaijan" Law No.905-IG of the Azerbaijan Republic from 11 July, 2000, englische Übersetzung von: http://www.taxes.gov.az/modul.php?name=qanun&cat=3, abgerufen am 12.12.2015.

Stevens, P. (2008), "Kuwait Petroleum Corporation: Searching for Strategy in a Fragmented Oil Sector" Program on Energy and Sustainable Development (PESD) Working Paper Nr. 78, Stanford University.

Ströbele, W.; Pfaffenberger, W. und Heuterkes, M. (2012), "Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik", 3. Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.

Subseaiq (o. J.), www.subseaiq.com.

Suleiman, A. (2007), "The Petroleum Experience of Abu Dhabi", Emirates Centre for Strategic Studies & Research, Abu Dhabi.

Suncor Energy Inc. (2015), "Annual Report 2014".

Suncor Energy Inc. (2015a), "Annual Information Form 2014".

Suncor Energy Inc. (2015b), "Suncor Energy and partners proceeding with Fort Hills oil sands project", http://www.suncor.com/en/newsroom/5441.aspx?id=1776111, abgerufen am 11.12.2015.

Suranov, S. (1993), "Does a target-capacity utilization rule fulfill OPEC's Economic Objectives?" in Energy Economics, Vol. 15 (1993), Nr. 2, S. 71-79.

Surgutneftegaz (2015), "Annual Report 2014".

Surrey, J. (1987), "Petroleum Development in Brazil – The strategic role of a national oil company", in: Energy Policy, Vol. 15 (1987), Nr. 1, S. 7-21.

Suttles, D. (2015), "Encana Corporation", Vortrag auf der Barclays CEO Energy-Power Conference am 09.10.2015 in New York, https://www.encana.com/pdf/investors/presentations-events/barclays-conference.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Talus, K.; Looper, S. und Otillar, S. (2012), "Lex Petrolea and the internationalization of petroleum agreements: focus on Host Government Contracts", in: Journal of World Energy Law and Business, 2012.

Tang, L. und Hammoudeh, S. (2002), "An empirical exploration of the world oil price under the target zone model", in: Energy Economics, Vol. 24 (2002), Nr. 6, S. 577-596.

Tang, X.; Zhang, B.; Höök, M. und Feng, L. (2010), "Forecast of oil reserves and production in Daqing oilfield in China", in: Energy, Vol. 35 (2010), S. 3097-3102.

Tarver, H. M. und Frederick, J. C. (2005), "The History of Venezuela", Greenwood Press, Westport, Connecticut und London.

Tatneft (2014), "Presenation to Investors, 9 months 2014 IFRS Results Update", Dezember 2014, http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/7279dd6b8e65047ed2af7f761e87042504bc6cd8.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Taverne, B. (2008), "Petroleum, Industry and Governments – A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum", 2. Auflage, Kluwer Law Internationa, Zuidpoolsingel.

Tax Foundation (2013), "State Corporate Income Tax Rates, 2000-2014", http://taxfoundation.org/article/state-corporate-income-tax-rates, abgerufen am 11.12.2015.

Teece, D. (1982), "OPEC behavior: An Alternative View", in: Teece, D.J. (Hrsg.), "OPEC behavior and world oil prices", London, Allen and Unwin, 1982, S. 64-93.

Tengizchevroil (2014), "Tengizchevroil Holds Kazakhstani Suppliers Forum for the Tengiz Field Future Growth Project", http://www.tengizchevroil.com/media/news-page/news-detail/2014/04/10/tengizchevroil-holds-kazakhstani-suppliers-forum-for-the-tengiz-field-future-growth-project, abgerufen am 11.12.2015.

Tengizchevroil (2015), "Tengizchevroil Fact Sheet – Year End 2014", http://www.tengizchevroil.com/docs/default-source/facts-figures/2014-year-end-facts-and-figures.pdf?sfvrsn=4, abgerufen am 11.12.2015.

Tengizchevroil (o. J.), "The Tengiz Field", http://www.tengizchevroil.com/about/tengiz, abgerufen am 11.12.2015.

Tengizchevroil (o. J., a), "About - Overview", http://www.tengizchevroil.com/about/overview/2014, abgerufen am 11.12.2015.

Tétreault, M. A. (1995), "The Kuwait Petroleum Corporation and the Economics of the New World Order", Quorum Books, Westport, London.

The Economist (2010) "Ecuador's oil industry - If it ain't broke", http://www.economist.com/blogs/americasview/2010/11/ecuadors_oil_industry, abgerufen am 10.12.2015.

The Economist Intelligence Unit (2014), "Kuwait invites foreign oil companies to develop fields", http://www.eiu.com/industry/article/1292380113/kuwait-invites-foreign-oil-companies-to-develop-fields/2014-10-14, abgerufen am 11.12.2015.

The Guardian (2015), "Mexican oil giant Pemex puts some deep-water exploration on hold", http://www.theguardian.com/world/2015/feb/18/mexican-oil-giant-pemex-crude-prices, abgerufen am 11.12.2015.

The Hindu Businessline (2013), "Iran replaces ONGC with domestic firm in oil field", http://www.thehindubusinessline.com/news/world/iran-replaces-ongc-with-domestic-firm-in-oil-field/article4551198.ece, abgerufen am 11.12.2015.

The Oil & Gas week (2013), "Counter decline", Interview mit Stephan Michel, Managing Director Total E&P Qatar, http://theoilandgasweek.com/080513/lead_int.html, abgerufen am 11.12.2015.

Thomson, C. L. (1911), "A short history of Canada", Horace Mashall & Son, London.

Tippee, J. (2013), "PSVM initiates deepwater development in block 31 offshore Angola", http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-73/issue-12/top-5-projects/psvm-initiates-deepwater-development-in-block-31-offshore-angola.html, abgerufen am 10.12.2015.

Tissot, B. und Welte, D. (1984), "Petroleum Formation and Occurrence", 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin.

Tissot, R. (2010), "Challenges of Designing an Optimal Petroleum Fiscal Model in Latin America", IDB Working Paper, Oktober 2010.

Total (2008a), "Temporary shutdown of the Al-Jurf field, Libya", http://www.total.com/en/media/news/press-releases/temporary-shutdown-al-jurf-field-libya?%FFbw=kludge1%FF, abgerufen am 11.12.2015.

Total (2012a), "Qatar Petroleum and Total sign new agreement on Al Khalij oil field for a further 25 years", http://total.com/en/media/news/press-releases/20121114-qatar-petroleum-total-sign-new-agreement-al-khalij-oil-field-for-further-25-years, abgerufen am 11.12.2015.

Total (2014a), "Clov start up in Angola: Total increases block 17 production to 700,000 barrels per day", http://www.total.com/en/media/news/press-releases/clov-start-angola-total-increases-block-17-production-700000-barrels-day?%FFbw=kludge1%FF, abgerufen am 10.12.2015.

Total (2014b), "Total in Iraq: Facts & Figures", Version vom November 2014, http://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/total_in_iraq_en_ara.pdf?xtmc=Halfaya&xtnp=1&xtcr=5, abgerufen am 11.12.2015.

Total (2015), “Form 20-F 2014”.

Total (2015a), "Abu Dhabi: Total awarded 10% in the new 40-year ADCO concession", http://www.total.com/en/media/news/press-releases/abu-dhabi-total-awarded-10-new-40-year-adco-concession, abgerufen am 11.12.2015.

Total (diverse), “Form 20-F”, der Jahre 2009-2014, abrufbar unter www.total.com.

Total (o. J.), "Egina: A Flagship Project for Total and Nigeria", http://www.total.com/en/energy-expertise/projects/oil-gas/deep-offshore/egina-nigeria, abgerufen am 11.12.2015.

U.S. Department of State - Bureau of Economic and Business Affairs (2012), "2012 Investment Climate Statement - Ecuador", June 2012 Report, http://www.state.gov/e/eb/rls/othr/ics/2012/191141.htm, abgerufen am 10.12.2015.

U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service (2008), "Deepwater Gulf of Mexiko 2008: Amerika’s Offshore Energy Future", OCS Report MMS 2008-013, U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service (2008), "Deepwater Gulf of Mexiko 2008: Amerika’s Offshore Energy Future", OCS Report MMS 2008-013, S. 3.

U.S. Department of the Treasury - Office of foreign assets control (2012), "Iran – What You Need To Know About U.S. Economic Sanctions", http://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/iran.pdf, abgerufen am 19.03.2015.

U.S. House of Representatives – Natural Resources Committee (2011), "Obama Administration Imposes Five-Year-Drilling Ban on Majority of Offshore Areas", http://naturalresources.house.gov/news/documentsingle.aspx?DocumentID=267985, abgerufen am 11.12.2015.

U.S.Department of the Interior – Bureau of Ocean Energy Management (2015), "Final Notice of Sale 235".

UK Government (2015), "UKCS Offshore Infrastructure", https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/482774/UKCS_Offshore_Infrastructure.pdf, abgerufen am 13.12.2015.

UK Oil & Gas Investments PLC (2015), "Significant upgrade of the Horse Hill discover, UK Weald Basin", http://www.ukogplc.com/ul/Significant%20upgrade%20of%20the%20Horse%20Hill%20discovery,%20UK%20Weald%20Basin%209%20April%202015.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

UK Oil and Gas Authority (2015), "Oil and gas: licensing rounds", Version vom 18.08.2015, https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-licensing-rounds, abgerufen am 11.12.2015.

UK Oil and Gas Authority (2015a), "Oil and gas: field data", Version vom 09.10.2015, https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-taxation, abgerufen am 11.12.2015.

UK Oil and Gas Authority (2015b), "Oil and gas: taxation", Version vom 11.12.2015., https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-uk-field-data, abgerufen am 11.12.2015.

UK Oil and Gas Authority (2015c), "Oil and gas: licensing rounds", Version vom 17.12.2015., https://www.gov.uk/oil-and-gas-licensing-rounds#past-licensing-rounds.

Ukpanah, E. (2002), "OPEC as a Cartel: Can U.S. Antitrust Laws be Applied Extraterritorially?", in CEPMLP Annual Review, Vol. 6, S. 5.

Umweltbundesamt (o. J.), "Querschnitt eines Fracking-Projekts", http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/bilder/fracking_bilderzwerg_fotolia.com_49142964_l_web.jpg, abgerufen am 15.12.2015.

UN (2003), "Oil-for-Food", http://www.un.org/depts/oip/background/, abgerufen am 11.12.2015.

United Arab Emirates Ministry of Energy (2015), "UAE State of Energy Report 2015".

United States Government Accountability Office (2012), "Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks", http://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf, abgerufen am 06.11.2015.

United States Government Accountability Office (2012), "Oil and Gas – Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks", Bericht vom September/Oktober 2012, http://www.gao.gov/products/GAO-12-732, abgerufen am 11.12.2015.

Untergrundgesetz (1998), "Law of the Azerbaijan Republic on Subsurface“, 13.02.1998, englische Übersetzung von: http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=2709, abgerufen am 12.12.2015.

UPI (2013), "Algeria starts work in oil-rich Illizi province", http://www.upi.com/Business_News/Energy-Industry/2013/10/28/Algeria-starts-work-in-oil-rich-Illizi-province/56011382955311/, abgerufen am 10.12.2015.

US Bureau of Intelligence and Research (1970), "Kuwait – Saudi Arabia Boundary", International Boundary Study Nr. 103, 15.09.1970.

US. Department auf the Interior – Minerals Management Service (2008), "Deepwater Gulf of Mexico 2008: America’s Offshore Energy Future", OCS Report MMS 2008-013.

Valencia, A. (2012), "Ecuador files appeal to $1.77 bln Occidental ruling", http://www.reuters.com/article/ecuador-occidental-idUSL1E8LAKEQ20121010#1Yzke0PbOgE2g7gs.97, abgerufen am 10.12.2015.

Valencia, A. (2013), "Ecuador to open Amazon's Yasuni basin to oil drilling", http://uk.reuters.com/article/uk-ecuador-oil-idUKBRE97F02L20130816, abgerufen am 10.12.2015.

Van Dyke, K. (1997), "Fundamentals of Petroleum", 4. Auflage, Petroleum Extension Service, Austin.

Van Groenendaal, J. H. und Mazraati, M. (2006), "A critical review of Iran’s buyback contracts", in: Energy Policy, Vol. 34 (2006), Nr. 18, S. 3709-3718.

Vandewalle, D. (1998), "Libya since Independence - Oil and State-Building", Cornell University Press, Ithaca und London.

Vandewalle, D. (2012), "A History of Modern Libya", 2. Auflage, Cambridge University Press, Cambridge und New York.

Varian, H. (1992), “Microeceonomic Analysis”, 3. Auflage, W. W. Norton & Company, New York, London.

Varian, H. (2004), "Grundzüge der Mikroökonomik", 6. Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.

Vaughan, A. (2014), "Ecuador signs permits for oil drilling in Amazon's Yasuni national park", http://www.theguardian.com/environment/2014/may/23/ecuador-amazon-yasuni-national-park-oil-drill, abgerufen am 10.12.2015.

Venezolanische Verfassung (1999), "CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA", englische Übersetzung von: http://www.venezuela-emb.or.kr/english/ConstitutionoftheBolivarianingles.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Verfassung der VAE (1971), „Constitution of the United Arab Emirates“, https://www.constituteproject.org/constitution/United_Arab_Emirates_2004.pdf, abgerufen am 15.12.2015.

Verfassung des Iran von 1979 (zuletzt geändert 1989), englische Übersetzung, abgerufen am 11.12.2015. unter http://www.iranchamber.com/government/laws/constitution.php.

VNG Norge (2015), "Annual Report 2014".

W&T Offshore Inc. (2015), "Annual Report 2014 – Form 10-K".

W&T Offshore Inc. (2015a), "W&T Offshore- Morgan Stanley Leveraged Finance Conference", Präsentation am 03.06.2015 in New Orleans, Louisiana.

Wacker, H. und Blank, J.(1999), "Ressourcenökonomik Band II: Einführung in die Theorie erschöpfbarer natürlicher Ressourcen", Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München.

Waddams, F.C. (1980), "The Libyan Oil Industry", Johns Hopkins University Press, Baltimore.

Wainberg, M. (2004), "From "Apertura Petrolera" to "Apertura Gas Natural"? The Case of Venezuela", Center for Energy Economics, Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, http://www.beg.utexas.edu/energyecon/new-era/case_studies/Apertura_in_Venezuela.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Wallis, D. (2013), "CNPC to help develop Junin 10 project in Venezuela", http://www.reuters.com/article/venezuela-cnpc-idUSL2N0HE13520130918#cL75BB5XV8x4SOzh.97, abgerufen am 11.12.2015.

Wallis, D. und Mirza-Reid, S. M. (2011), "Ecuador's state oil companies plan upstream merger", http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN1E79R1K320111028, abgerufen am 10.12.2015.

Walt, V. (2014), "Iraq's big Kurdish oil deal", http://fortune.com/2014/12/03/iraqs-big-kurdish-oil-deal/, abgerufen am 11.12.2015.

Wang, J.; Feng, L.; Mohr, F.; Tang, X.; Tverberg, E. G. und Höök, M. (2015), "China's unconventional oil: A review of its resources and outlook for long-term production", in_ Energy, Vol. 82 (2015), S. 31-42.

Watkins, G. (1992), "The Hotelling Principle: Autobahn or Cul de Sac?", in: The Energy Journal, Vol. 13 (1992), Nr. 1, S. 1-24.

Watkins, G. (2006), "Oil Scarcity: What have the last three decades revealed?", in: Energy Policy, Vol. 24 (2006), Nr. 5, S. 508-514.

Webster, J. (2014), "Going Global: Tight Oil Production – Leaping out of North America and onto the World Stage", Vortrag im Rahmen der EIA 2014 Energy Conference am 14./15. 07.2014, https://www.eia.gov/conference/2014/pdf/presentations/webster.pdf, abgerufen am 11.12.2015.

Wei, N.; Li, X.; Dahowski, R. T.; Davidson, C. L.; Liu, S. und Zha, Y. (2015), "Economic evalutation of CO2-EOR of Onshore oil fields in China", in: International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 37 (2015), S.170-181.

Weimer, M. und Vines, A. (2012), "China's Angolan oil deals 2003-11", S.85-104, in: Power, M. und Alves, A. C. (2012), "China & Angola - A Marriage of Convenience?", Fahamu (Südafrika), Pambazuka Press.

Weltbank (2015), „World Development Indicators“, http://data.worldbank.org, abgerufen am 11.12.2015.

Weisman, S. R. (1982), "U.S. bans imports of oil from Libya", http://www.nytimes.com/1982/03/11/world/us-bans-imports-of-oil-from-libya.html, abgerufen am 11.12.2015.

Wilkin, S. und Sheppard, D. (2014), "Iraqi Kurdistan says oil exports could total 800,000 bpd next year", http://www.reuters.com/article/kurdistan-iraq-oil-idUSL6N0U125I20141217#sBAsF1ufqJjlgQMO.97, abgerufen am 11.12.2015.

Williams, E.J. (1979), "The Rebirth of the Mexican Petroleum Industry", Lexington Books, Lexington.

Wintershall (o. J.), http://www.wintershall.com/technologie/foerdertechnik/offshore.html, abgerufen am 17.04.2015.

Witte, M. und Goldthau, A. (2009), "Die OPEC Macht und Ohnmacht des Öl-Kartells", Hanser Verlag, München.

Witz, C. (1993), "Großbritannien – Geschichte Großbritanniens und Irlands zum Nachschlagen", 3. Auflage, Ploetz-Verlag, Freiburg.

Wood Mackenzie (2009), "Iran country overview".

Wood Mackenzie (2014), "A mixed year 2013 for the UK North Sea, with a potentially pivotal year ahead in 2014", http://www.woodmac.com/media-centre/11814001, abgerufen am 11.12.2015.

World Energy Council (2010), "2010 Survey of Energy Resources", https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2012/09/ser_2010_report_1.pdf, abgerufen am 06.11.2015.

Worldbank (o. J.), "World Databank - Global Economic Monitor (GEM) Commodities", Stand vom 31.07.2014, http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=Global-Economic-Monitor-%28GEM%29-Commodities, abgerufen am 15.12.2015.

Wright, J. (2012), "A history of Libya", Hurst & Company, London.

Wykes, S. und Stockman, L. (2012), "Marginal Oil – Energiegewinnung an den Grenzen der Vernunft", Heinrich Böll Stiftung – Schriften zur Ökologie, Band 29, Berlin.

Yan, G. und Pu, Q. (2014), "Evaluation and Analysis of Administrative Monopoly in China's Oil Industry", in: The Copenhagen Journal of Asian Studies Vol. 32 (2014), Nr. 1, S. 49-75.

Yergin, D. (1991), "Der Preis. Die Jagdt nach Öl, Geld und Macht", 1. Auflage, Fischer, Stockholm.

Yong, W. (2013), "NIOC and the State: Commercialization, Contestation and Consolidation in the Islamic Republic of Iran", The Oxford Institute for Energy Studies Working Paper (07.05.2013), http://www.oxfordenergy.org/2013/05/nioc-and-the-state-commercialization-contestation-and-consolidation-in-the-islamic-republic-of-iran.

ZADCO (o. J.), "In the Beginning", http://zadco.ae/en/aboutus/beginning/Pages/Inthebeginning.aspx, abgerufen am 11.12.2015.

ZADCO (o. J., a), "Project Details - Project Launched to Elevate Sustainable Production to 750 BOPD", http://zadco.ae/en/projects/Pages/projectdetail.aspx?ProjID=4, abgerufen am 11.12.2015.

Zedalis, R. J. (2008), "Foundations of Baghdad's Argument that Regions Lack Constitutional Authority Over Oil and Gas Development Agreements", in: Journal of Energy & Natural Resources Law, Vol. 26 (2008), Nr. 2, S. 303-316.

Zedalis, R. J. (2009), "The Legal Dimension of Oil and Gas in Iraq - Current Reality and Future Prospects", Cambridge University Press, Cambridge.

Zitha, P; Felder, R.; Zornes, D.; Brown, K. und Mohanty, K. (2011), "Increasing Hydrocarbon Recovery Factors", http://www.spe.org/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors.php, abgerufen am 09.04.2015.

Zou. C.; Yang, Z.; Zhu, R.; Zhang, G. ; Hou, L. und Wu, S. (2015), "Progress in China's Unconventional Oil & Gas Exploration and Development and Theoretical Technologies", in: Acta Geologica Sinica, Vol. 89 (2015), Nr. 3, S. 938-971.

Danksagung

Bei der Anfertigung dieser Dissertation haben mich zahlreiche Menschen unterstützt und begleitet, denen ich an dieser Stelle meinen Dank aussprechen möchte.

Besonders bedanken möchte ich mich bei Prof. Dr. Bruno Schönfelder, meinem Doktorvater, für die interessante Themenstellung, die intensive Unterstützung über die gesamte Bearbeitungsphase und die vielen wertvollen Anregungen. Auch verschaffte er mir - ganz besonders in der Schlussphase - die nötigen Freiräume, die ich benötigte, um diese Arbeit anzufertigen. Mein herzlicher Dank gilt auch meinem Zweibetreuer Prof. Dr. Dirk Rübbelke für seine hilfreichen Kommmentare und Vorschläge. Richard Dixon danke ich für seine Gastfreundschaft, den Ausflug zu den kanadischen Ölsandfeldern und die zahlreichen hochinteressanten Gespräche zum Ölmarkt. Bei Jutta Krug, der guten Seele des Lehrstuhls, möchte ich mich ganz herzlich für die sowohl praktische als auch seelisch-moralische Untersützung in den vergangenen Jahren bedanken.
Meinen Kollegen Sebastian Otte und Christof Morscher danke ich für so manches anregende Gespräch und ihre Aufopferung als „Testpublikum“. Meiner Kollegin Dr. Andrea Neumann danke ich dafür, dass sie mich an ihren Erfahrungen teilhaben ließ.
Meinen Freunden Susanne Zechel & Dr. Frank Bok, Katharina Fahnenbrock, Jürgen Freitag, Christian Walther und Dr. Rajko Buchwald danke ich ganz herzlich für die großen Mühen, die sie in das Lektorat investiert haben. Auch für die daraus erwachsenen Anregungen bin ich sehr dankbar. Mein herzlicher Dank gilt auch allen weiteren Freunden für ihre Unterstützung, ihren Zuspruch und der oftmals nötigen Ablenkung.
Meinen Eltern danke ich für all ihren Rückhalt über meine gesamte Ausbildung und ihre selbslose Hilfe in jeder Lebenslage. Meiner Frau Karina danke ich für ihre schier endlose Geduld und ihre Unterstützung in jeglicher Hinsicht.

Versicherung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe; die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.
Bei der Auswahl und Auswertung des Materials sowie bei der Herstellung des Manuskripts habe ich Unterstützungsleistungen von folgenden Personen erhalten:

……
……
……

Weitere Personen waren an der Abfassung der vorliegenden Arbeit nicht beteiligt. Die Hilfe eines Promotionsberaters habe ich nicht in Anspruch genommen. Weitere Personen haben von mir keine geldwerten Leistungen für Arbeiten erhalten, die nicht als solche kenntlich gemacht worden sind.
Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.