

Otto Wiesmann

Chance Peak Oil

So profitieren Sie vom Ölmarkt

FinanzBuch Verlag

Kapitel 1

Peak Oil

Peak Oil – so nennt man das Maximum der Ölförderung. Ist dieser Punkt erreicht, geht die tägliche Fördermenge unwiderruflich zurück. Viele Ökonomen, Wissenschaftler, Politiker und Analysten behaupten, die Vorräte stiegen ständig weiter, weshalb für die Zukunft noch genügend Öl vorhanden sei. Üblicherweise wird als Argument hierfür das Verhältnis zwischen Ölvorkommen und -verbrauch angeführt. Die statistische Reserve errechnet sich aus den aktuellen Beständen, die momentan auf 181 Milliarden Tonnen¹ geschätzt werden. Man teilt dann diese Größe mit dem jährlich zu veranschlagenden Verbrauch von 3,9 Milliarden Tonnen. Diese Kalkulation ergibt einen Vorrat von etwa 46 Jahren. Aber diese Rechnung ist irreführend, denn sie suggeriert, dass sich eine konstante Förderung aufrechterhalten ließe, bis die Gesamtmenge erschöpft ist.

Die Ölfelder auf unserer Erde sind keine Hohlkörper. Ihre Entleerung funktioniert anders als die eines Benzintanks. Der Treibstoff im Tank eines Kraftfahrzeugs wird je nach Fahrweise früher oder später aufgebraucht. Weil er ein reiner Hohlkörper ist, kann das Benzin mühelos herausgepumpt werden. Der Autofahrer kann also den Verbrauch genauestens berechnen. Erdöllager sind keine Tanks, sondern bestehen aus zwei Schichten undurchlässiger Felsen zwischen denen sich Steine und Sand ablagern. Und genau in diesen Zwischenräumen befindet sich auch das Erdöl. Um es zu fördern, werden je nach Größe des Ölfelds Bohrtürme errichtet.

Am Anfang fließt das Öl durch den Eigendruck der Lagerstätte wie von selbst, später wird es dann herausgepumpt. Reicht auch das nicht mehr aus, muss man Wasser, Stickstoff oder Chemikalien ein-

pressen, um einen künstlichen Druck aufrechtzuerhalten. Ein Erdölfeld gibt seinen Inhalt über die Jahrzehnte immer langsamer her. Um die Beschaffenheit einer Lagerstätte zu erforschen, verwenden Firmen senkrechte, später auch horizontale und tertiäre Bohrungen. Tatsächlich kann aber niemals das komplette Erdöl aus den Nischen und Ritzen im Fels gefördert werden. Die dafür nötige Energie wäre dann viel größer als die erzeugte und damit würde die Förderung unwirtschaftlich.

Das Maximum der Förderung auf einem Ölfeld ist dann erreicht, sobald der Scheitelpunkt einer Normalverteilung, die sogenannte »bell curve«, erreicht ist. Dieser Moment tritt dann ein, wenn trotz aller technischen Möglichkeiten keine höhere Förderquote erzielt werden kann. Und eben weil wir diesen Punkt inzwischen erreicht haben, ist der Ölpreis die letzten fünf Jahre von 25 auf über 145 Dollar pro Barrel (das entspricht 159 Liter) gestiegen. Die nachfolgenden Schaubilder veranschaulichen diese Entwicklung.

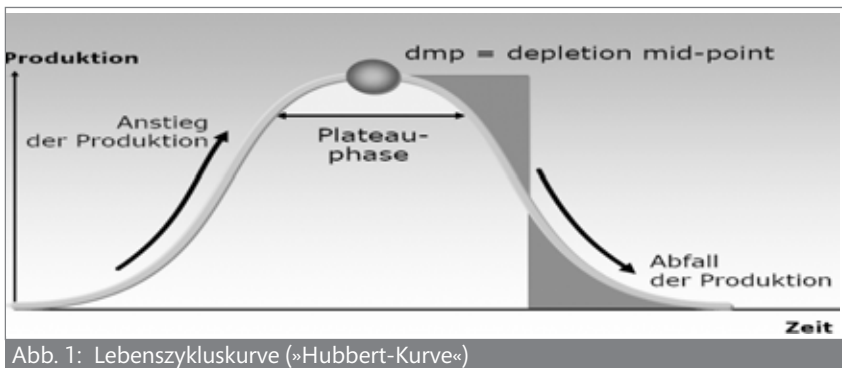


Abb. 1: Lebenszykluskurve (»Hubbert-Kurve«)

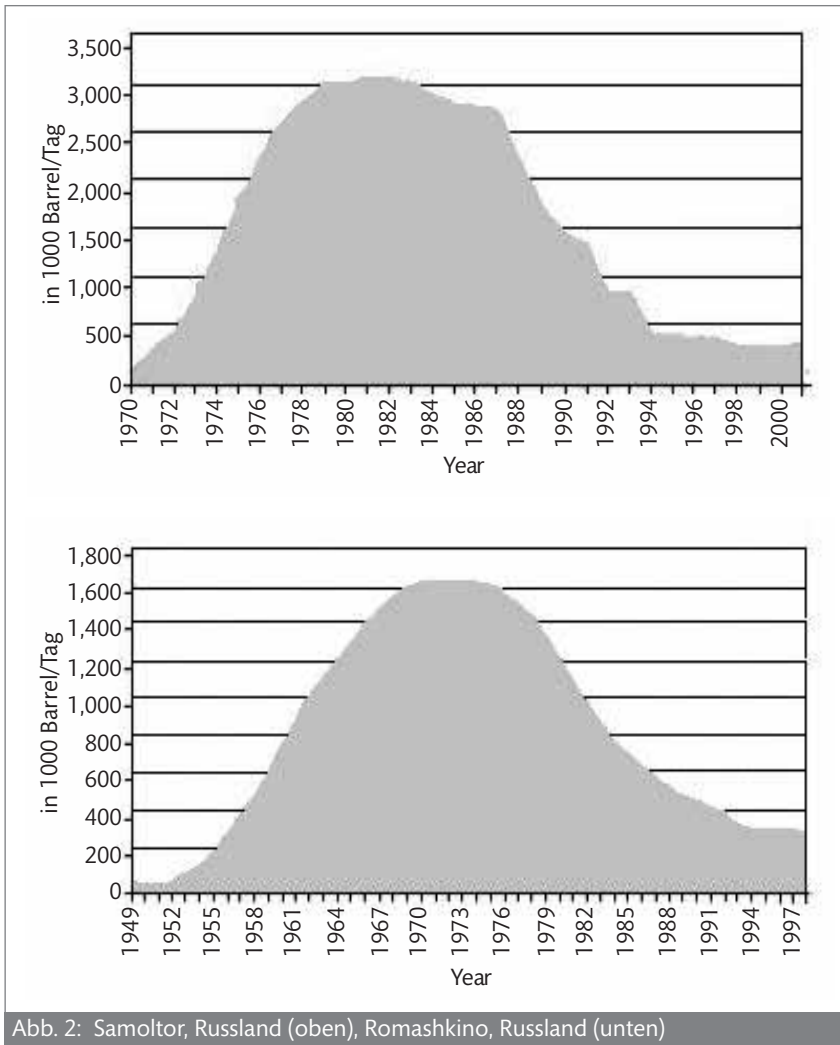


Abb. 2: Samotlor, Russland (oben), Romashkino, Russland (unten)

Dieses Diagramm kennzeichnet den aktuellen Preissprung beim Ölpreis in den letzten Jahren von 25 Dollar auf 145 Dollar pro Barrel.



Abb. 3: Rohöl-Chart auf Monatsbasis

Die Zahlen legen vordergründig den Schluss nahe, es handele sich bei der aktuellen Preisentwicklung um das Ergebnis massiver Spekulationsgewinne. Doch bei diesem Argument wird der Blick auf die wirklichen Ursachen verstellt.

1.1 Der Mythos vom Spekulationsobjekt Öl

In der medialen Berichterstattung und der deutschen Bevölkerung hält sich daher hartnäckig die Überzeugung, Marktspekulanten seien für den steigenden Ölpreis verantwortlich. Interessanterweise gibt man den Spekulanten aber nicht die Schuld, wenn der Preis

fällt. Zudem haben viele Bürger noch nie ein Ölfeld beziehungsweise eine Raffinerie gesehen und wussten vor zehn Jahren noch nicht einmal, dass diese Energieressource auch an der Börse gehandelt wird. Der Terminmarkt ist in diesem Sektor jedoch rein virtuell und hat so gut wie keinen Einfluss auf die aktuelle Preisentwicklung. Weil Öl eine physische Ware ist, müsste es nämlich sonst in riesigen Lagern zurückgehalten werden. Dies ist aber nicht der Fall. Zwar gibt es große Öllager mit entsprechenden Reserven in den USA, Europa und dem Nahen Osten. Die Bestände in diesen Ländern sind aber in der fraglichen Zeit deutlich zurückgegangen.

An den Öl-Terminmärkten muss bei einem Geschäft für jedes Kaufangebot ein Verkäufer am Markt sein. Wenn also täglich 600 000 Terminkontrakte an der NYMEX in New York gehandelt werden, sind das jeweils 300 000 Long- und Short-Kontrakte. Der Terminhandel mit Öl ist dabei ein reines Nullsummengeschäft. Der Gewinn des einen ist damit der Verlust des anderen. Preisbewegungen wie beim Öl werden nicht durch Spekulanten sondern durch fundamentale Kräfte des Marktes verursacht. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis und reichen völlig aus, den hohen Ölpreis zu erklären. Aufstrebende und bevölkerungsreiche Länder wie China und Indien und der Eigenverbrauch der OPEC-Länder heizen die Nachfrage kräftig an. Allein in China ist der Ölverbrauch im März 2008 gegenüber dem Vorjahresmonat um 25 Prozent gestiegen.

Auch der Chefvolkswirt der NYMEX-Aufsichtsbehörde CFTL, Jeffrey Harris, sieht laut dem Wirtschaftsmagazin »*The Economist*« nicht in den Spekulanten den Grund für den Ölpreisanstieg: »Die Spekulanten sind an einer tatsächlichen Öllieferung gar nicht interessiert. Faktisch kaufen sie an der NYMEX auch kein Öl, sondern Verträge zur Lieferung zu einem späteren Zeitpunkt. Rückt der Termin näher, verkaufen sie den Terminkontrakt. Die Zahl der »Wetten« auf die Preisentwicklung haben aber keinen Einfluss auf die verfügbare Ölmenge.« Der bekannte US-Ökonom Paul Krugman bestreitet in der »*New York Times*« schlichtweg die Existenz einer Öl-Blase: »Von ihr war schon im Herbst 2004 bei einem Preis von 50 Dollar je Barrel die Rede, also müsste der Preis schon lange zu hoch sein.

Auf diesem Niveau ließe sich der Preis aber nur halten, wenn das angekaufte Öl dem Markt vorenthalten, also gehamstert wird.« Da jedoch die aktuellen Lagerbestände gleichbleibend seien, könne man nicht von dieser Taktik ausgehen.

Spekulanten können nur für kurzfristige Über- oder Untertreibungen bei den Preisen, zumeist am Laufzeitende eines Terminkontrakts, verantwortlich gemacht werden.

Die Spekulanten handeln die Ware in Form von sogenannten Futures, die tatsächlich niemals ausgeliefert werden, da dies nur für ein bis zwei Prozent aller Termingeschäfte der Fall ist. Börsen sind demnach nur ein Spiegelbild des Gesamtmarkts und machen, aufgrund ihres Volumens, in fairer Weise die Angebotslage gegenüber der Öffentlichkeit sichtbar. Langfristige Trends können entsprechend nur fundamentale Ursachen haben. Denn bei einer physischen Ware werden diese Entwicklungen größtenteils von Angebot und Nachfrage bestimmt.

1.2 Warum die Reserven gestiegen sind

Die Ölreserven verzeichnen seit 20 Jahren einen Anstieg oder haben zumindest den gleichen Wert wie im jeweiligen Vorjahr, obwohl in den letzten 25 Jahren über 70 Milliarden Tonnen verbraucht wurden. Im Gegensatz dazu wurden nur 25 Milliarden Tonnen neues Öl entdeckt. Die Differenz kommt dadurch zustande, dass die Reserven der einzelnen Ölfelder höher bewertet werden und die OPEC-Staaten im Zeitraum von 1983 bis 1989 ihre Bestände auf wundersame Weise um über 40 Milliarden, von 85 Milliarden auf 125 Milliarden Tonnen erhöht haben. Dies verdeutlicht auch das nachfolgende Diagramm.

Diesen Reservezuwachs um etwa 40 Milliarden Tonnen nennt man auch die »politische Reserve«. Der Grund für diese optimistische Rechnung ist der Tatsache geschuldet, dass man Anfang der 1980er-Jahre die Förderquote der OPEC aufgrund der Ressourcen des

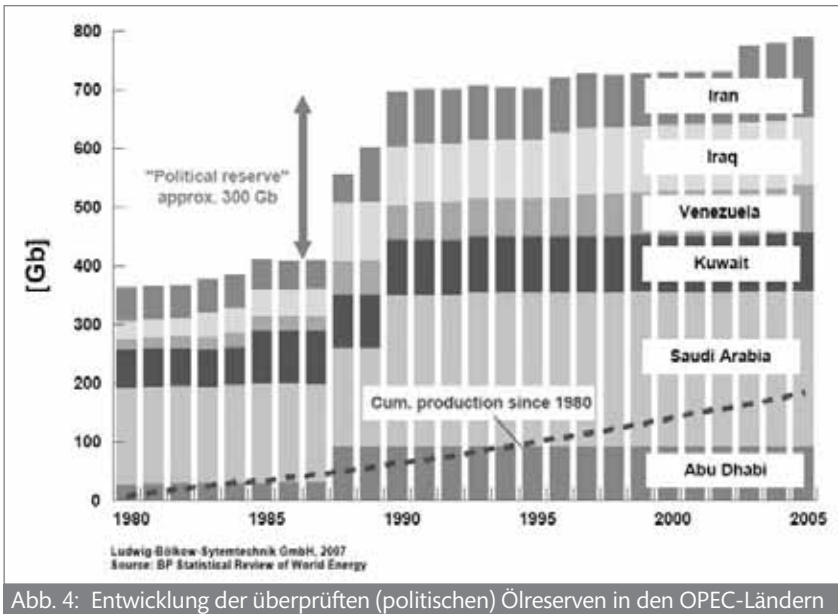


Abb. 4: Entwicklung der überprüften (politischen) Ölreserven in den OPEC-Ländern

jeweiligen Ölstaates festgelegt hat. Je mehr Reserven ein OPEC-Mitglied hatte, umso höher wurde die Förderquote angesetzt. Daraufhin haben alle OPEC-Staaten sofort die Angaben über ihre Ölvorräte angehoben. Manche Länder, wie die Vereinigten Arabischen Emirate, haben die Bestände sogar auf 100 Milliarden Barrel hochgerechnet und damit schlicht verdreifacht. Dieser Zuwachs ist jedoch stark zu bezweifeln, weil zum Beispiel die Förderkapazitäten von Saudi-Arabien von 16 Millionen Barrel Mitte der 1980er-Jahre auf nur noch etwa ein 9 bis 10 Million Barrel pro Tag zurückgegangen sind. Al Hussein, der bis vor kurzem noch Explorationschef von Saudi-Arabien war, stellt diesen Zuwachs folgerichtig infrage. Er erklärte im Herbst 2007, dass die weltweiten Ölreserven um etwa 300 Milliarden Barrel, also etwa mit 25 bis 30 Prozent, überbewertet seien, und dass dies der Grund für die hohen Preise sei. »Ich erwarte, dass künftig der Ölpreis um etwa 12 US-Dollar jährlich auf über 200 US-Dollar je Fass bis 2020 ansteigen werde, die weltweite Ölförderung kann nicht mehr erhöht werden.« Bei einem weiteren Dollarverfall

beziehungsweise bei Störungen oder Unruhen in den Ölförderländern muss damit gerechnet werden, dass der Preis auch schon bis 2010 auf über 200 US-Dollar je Fass ansteigen wird.

In den USA wurde die maximale Fördermenge bereits im Jahr 1971 erreicht. Von 1971 bis 2008 ist die Ölproduktion dann von etwa 10 Millionen auf 5,1 Millionen Barrel pro Tag (ohne Erdöl- und Erdgaskondensate) zurückgegangen und hat sich somit fast halbiert. Nur aufgrund der Förderung in Alaska und im Golf von Mexiko ist die Quote nicht noch mehr eingebrochen.

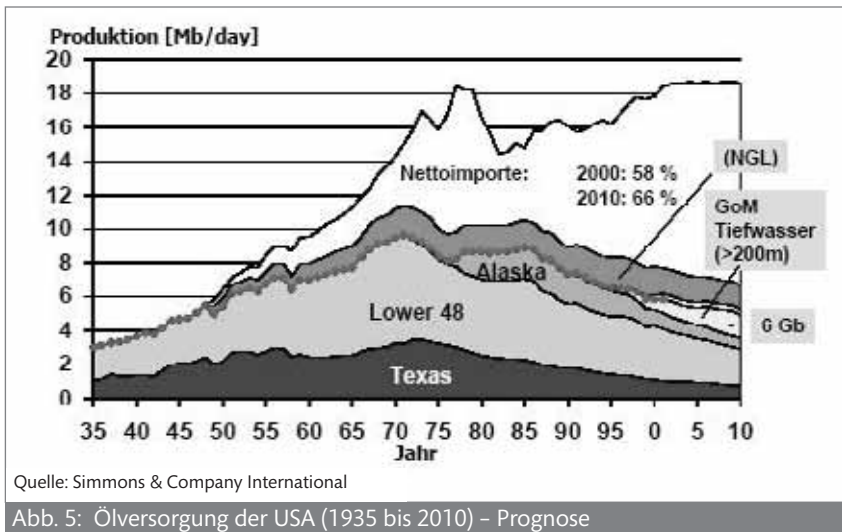


Abb. 5: Ölversorgung der USA (1935 bis 2010) - Prognose

In keinem Land der Erde wurde seitdem so viel in neue Ölfelder, Bohrgeräte, Bohrtürme und Fördersonden investiert wie in den USA. Das Problem ist jedoch, dass der Förderrückgang der alten, großen Felder in Texas oder Alaska durch die neuen Ölfelder nicht mehr ausgeglichen wird. 2002 erbrachten die 100 größten von insgesamt über 10 000 Feldern die Hälfte der gesamten Ölförderung in den USA. Die Anzahl der Fördersonden hat sich in den letzten Jahrzehnten auf über 320 000 erhöht, von denen 80 Prozent eine Leistung

von knapp drei Barrel am Tag erbringen. Doch die Sonden helfen nur eingeschränkt, wenn die größten Ölfelder im Schnitt 46 Jahre alt sind. Nur 21 der größten Ölfelder wurden in den vergangenen 15 Jahren entdeckt. 18 dieser Felder liegen im Golf von Mexiko, das bedeutet, dass die Produktion in Zukunft vor allem dort stattfinden wird.

Seit 1971 hat man darüber hinaus alle erdenklichen technischen Maßnahmen ergriffen, um die Ölförderung aufrechtzuerhalten oder zumindest nicht so stark einbrechen zu lassen. So wurde der Druck im Ölfeld künstlich erhöht, indem man gewaltige Wassermassen einpumpte. Half auch das nicht mehr, wurde das im Gestein verhaftete Öl mit Hitze, Stickoxid und Chemikalien für den Abzug gefügig gemacht. Obwohl verstärkt auch horizontale und tertiäre Bohrungen eingesetzt wurden, ist nach dem Peak Oil die Fördermenge unwiderfürlich Jahr für Jahr zurückgegangen. Auch wenn es in den USA noch in 100 Jahren einzelne Ölvorkommen geben wird, ist der Ertragshöhepunkt längst erreicht.

Zum Beispiel: Das älteste Ölfeld in den USA, Coalinga/Kalifornien fördert bereits seit ca. 120 Jahre Öl.

1.3 Die Ölförderung in Saudi-Arabien

Das Maximum der Ölförderung in Saudi-Arabien ist 1981 mit knapp zehn Millionen Barrel am Tag erreicht worden. Das nachfolgende Diagramm verdeutlicht diese Entwicklung.

Auffallend ist dabei der geringe Anteil der Offshore-Förderung, der 1981 bei nur 500 000 Barrel am Tag lag. Außerdem trugen nur geringe Mengen an Flüssiggasen zum Fördervolumen bei. Die geförderte Gesamtmenge wurde damals in der Hauptsache durch die Onshore-Förderung und durch die Gewinnung von leichtem, das heißt süßem Öl erzielt. 2007 betrug die Ölförderung insgesamt circa 9,5 Millionen Barrel am Tag, aber der Anteil der Offshore-Förderung hat sich auf 2,5 Millionen und der Flüssiggasanteil auf eine Million Barrel pro Tag erhöht. Die Onshore-Produktion ist um drei

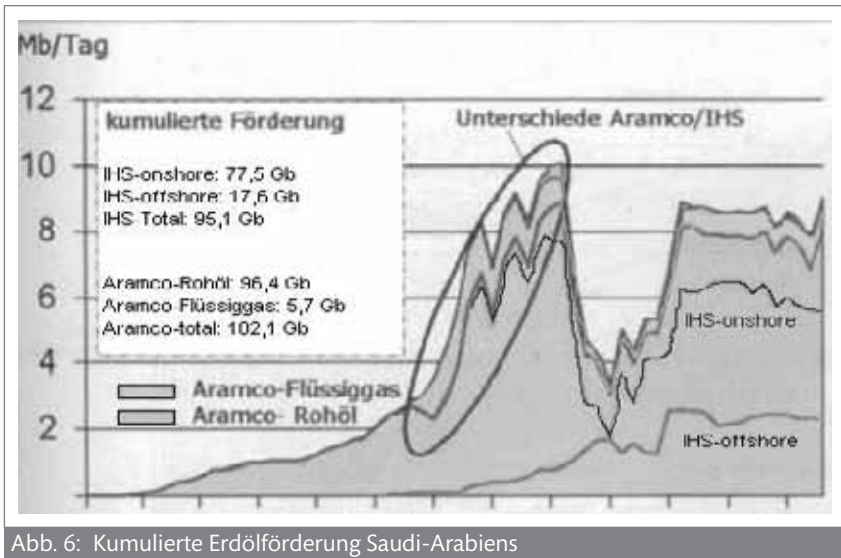


Abb. 6: Kumulierte Erdölförderung Saudi-Arabiens

auf nur noch sechs Millionen Barrel gefallen. Der Großteil des geförderten Erdöls in Saudi-Arabien ist nun schweres, saures Öl: Diese Tatsache deutet darauf hin, dass die alten Felder erschöpft sind.

Darüber hinaus ist der Eigenverbrauch in Saudi-Arabien ab 1981 von 0,5 Millionen auf über zwei Millionen Barrel pro Tag gestiegen. Dadurch wird das Exportvolumen geringer, denn von 1981 bis 2008 ist die Ausfuhr von 9,5 Millionen (inklusive der Mineralölprodukte) auf acht Millionen Barrel pro Tag gefallen. Selbst wenn Saudi-Arabien bis 2017 die Ölförderung auf 12,5 Millionen Barrel pro Tag erhöhen würde, wäre der Exportanteil nicht höher als 1981, weil der Eigenverbrauch aufgrund der zukünftigen Investitionen und des Wirtschaftswachstums auf mindestens drei Millionen Barrel pro Tag steigen würde.

Den größten Anteil zur Ölförderung in Saudi-Arabien steuern seit Jahrzehnten die sechs Ölfeld-»Giganten«, nämlich Ghawar, Abqaiq, Berri, Safaniya, Zuluf und Marijan, bei. Saudi-Arabien publiziert keine Daten über die einzelnen Ölfelder. Die dazu verfügbaren Statistiken weichen von Quelle zu Quelle erheblich voneinander ab.

Dazu ist die Bemerkung des Geologen und Ölforschers Dr. Colin Campbell bemerkenswert, der die Zuverlässigkeit der Informationen massiv in Zweifel zieht: »Alle Daten sind falsch, die Frage ist nur, um wie viel.«

Ghawar²

Dieses Ölfeld wurde 1948 im Osten von Saudi-Arabien entdeckt und soll, je nach aktueller Schätzung, zwischen 75 und 125 Milliarden

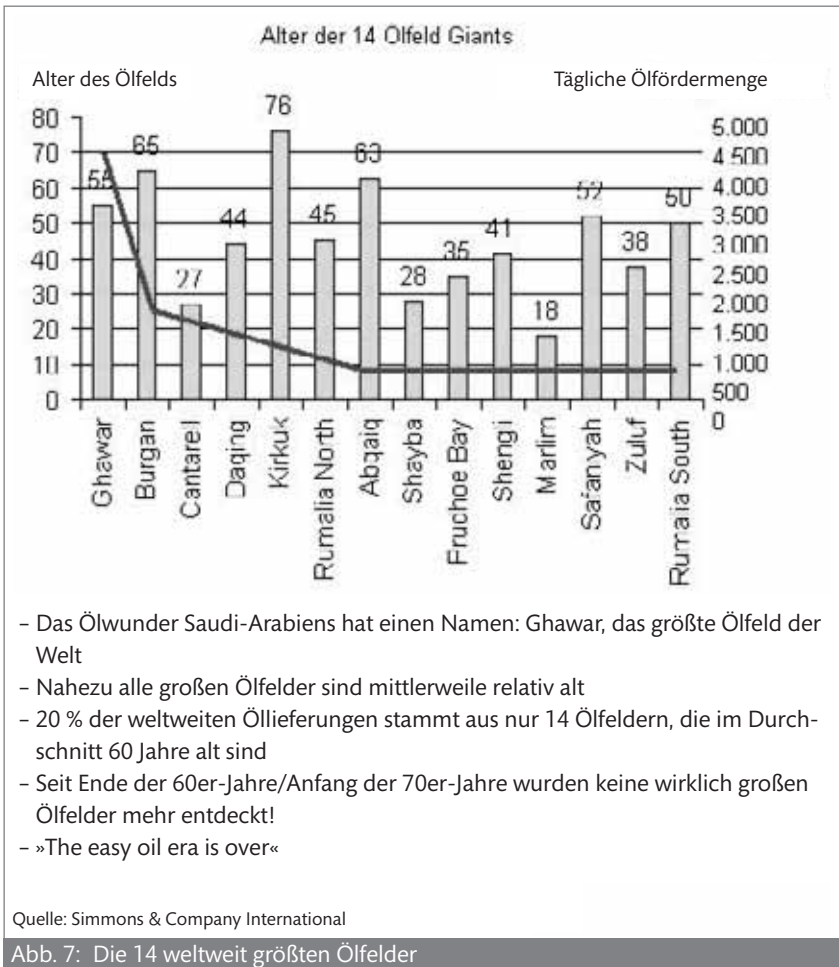


Abb. 7: Die 14 weltweit größten Ölfelder

- Das Ölwunder Saudi-Arabiens hat einen Namen: Ghawar, das größte Ölfeld der Welt
- Nahezu alle großen Ölfelder sind mittlerweile relativ alt
- 20 % der weltweiten Öllieferungen stammt aus nur 14 Ölfeldern, die im Durchschnitt 60 Jahre alt sind
- Seit Ende der 60er-Jahre/Anfang der 70er-Jahre wurden keine wirklich großen Ölfelder mehr entdeckt!
- »The easy oil era is over«

Barrel aufweisen. Die bisherige Produktion beträgt circa 60 Milliarden Barrel. Da aber bereits täglich etwa sieben Millionen Barrel Wasser in das Feld gepumpt werden, um den Druck zu erhöhen, ist davon auszugehen, dass das Ölfördermaximum vor etlichen Jahren erreicht wurde. Der Wasseranteil beträgt demnach schon über 40 Prozent des geförderten Öls. Der nördliche Teil von Ghawar enthält süßes, leichtes Rohöl, das allerdings nur noch in geringer Menge vorhanden ist. Weiter im Süden errichtete Förderanlagen liefern eher schweres, saures Öl, denn dort werden auch die ölführenden Schichten dünner. Das schwere Öl wird von Saudi-Arabien verstärkt auf dem Weltmarkt angeboten, wird aber nur ungerne von den Händlern gekauft, weil sehr viele Raffinerien, vor allem in den USA, es aufgrund veralteter Technik nicht verarbeiten können.

Abqaiq²

Dieses Ölfeld wurde 1940 nördlich von Ghawar entdeckt und 1946 in Produktion genommen. Abqaiq hat heute mit 75 Prozent den größten Wasseranteil der großen Ölfelder in Saudi-Arabien. Das verdeutlicht auch das nachfolgende Diagramm.

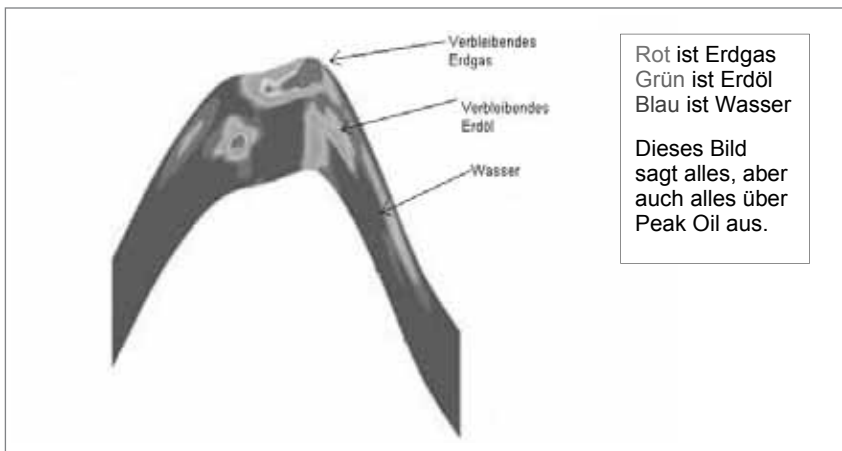


Abb. 8: Ölfeld Abqaiq nach jahrzehntelanger Förderung

Abqaiq hatte bereits im Jahre 2003 das Peak Oil erreicht. Trotz aller technischen Höchstleistungen ist die Ölförderung bereits von über einer Million Barrel auf täglich knapp die Hälfte, also 0,5 Millionen Barrel pro Tag, gefallen.

Berri²

Eines der großen Offshore-Felder in Saudi-Arabien, das sein Ölfördermaximum bereits in den 1970er-Jahren erreicht hat. In den 1980er-Jahren ruhte das Berri-Feld. Es wurde dort also kein Erdöl gefördert. Trotzdem war in den 1990er-Jahren ein Förderrückgang von jährlich fünf Prozent festzustellen. Seit 1997 versuchen saudische Techniker, das verbleibende Öl doch noch mit neuester Technik zu gewinnen. Berri ist das Feldlabor für die allerneueste Förder-technik.

Safaniya²

Safaniya ist ein Offshore-Feld mit Reserven in Höhe von 14,4 bis 25,6 Milliarden Barrel, je nach Schätzung von internationalen Energieagenturen. Die Offshore-Förderung von Saudi-Arabien wird mithilfe des Feldes Safaniya auf ca. 2,5 Millionen Barrel pro Tag aufrechterhalten. Durch die schnelle Entleerung des Ölfeldes wird sich zukünftig der Rückgang der Fördermenge beschleunigen.

Zuluf²

Auch dieses Feld hat sein Maximum der Ölförderung bereits 1981 erreicht. In Simmons Buch »*Twilight in the desert*« wird mit einer Produktionsrate von nur noch 500 000 Barrel pro Tag kalkuliert. Bei normalem Verlauf müsste der Rückgang 10 Prozent pro Jahr ausfallen. Es wird aber auch angenommen, dass dieses Offshore-Gebiet mit neuer Technik (horizontale Bohrungen, sidecheck-wells) bearbeitet wird und dadurch kurzfristig ein Rückgang von lediglich

zwei Prozent zu erwarten ist. Doch selbst bei der Anwendung der neuesten Bohrmethode wird der Rückgang zukünftig so ähnlich wie bei vergleichbaren Anlagen im Golf von Mexiko ausfallen, also bei einer Quote von über acht Prozent pro Jahr liegen.

Marijan²

Bei dem zuletzt entdeckten Offshore-Ölfeld kann bereits von einem Maximum der Fördermenge ausgegangen werden, weil auch dort der abnehmende Druck Schwierigkeiten bereitet.

Da diese sechs großen Ölfelder rund 75 Prozent der Reserven von Saudi-Arabien bereitstellen und seit Jahren die Fördergrenzen erreicht haben, ist mit einer Ausweitung der Produktion in Saudi-Arabien nicht zu rechnen. Ganz im Gegenteil wird die Ölgewinnung spätestens ab 2012 trotz des Einsatzes der neuesten Bohrtechniken mit einer Decline-Rate von etwa acht Prozent zurückgehen. Dies ist mit ein Grund, warum der WTI-Ölpreis an der NYMEX in New York von 25 Dollar 2003 auf über 145 Dollar pro Barrel im Jahr 2008 gestiegen ist. Es erklärt auch den hohen Anteil von sogenanntem »heavy oil«, das heißt saurem oder schwerem Öl, das Saudi-Arabien verstärkt auf dem Weltmarkt anbietet. Zwar bekräftigt der Scheich von Saudi-Arabien: »Der Ölpreis ist vor allem aufgrund der Spekulation gestiegen.« Doch wenn dem so wäre, könnte Saudi-Arabien folgerichtig den Markt mit Öl überschwemmen. Da dies nicht passiert, scheint das Land offensichtlich gar nicht die entsprechenden Ressourcen zu besitzen. Das Land versucht vielmehr, einem Rückgang der Fördermenge entgegenzusteuern, indem es in den Bau zahlreicher neuer Bohrtürme investiert.

Seit 2003 haben sich die neu aufgestellten Bohrtürme mehr als verdreifacht und trotzdem ist die Ölförderung in Saudi-Arabien von 2005 bis 2007 signifikant eingebrochen.

Laut »BP Statistical Review of World Energy« vom Juni 2008 ist die Ölproduktion (einschließlich der Natural Gas Liquids, also der Flüss-

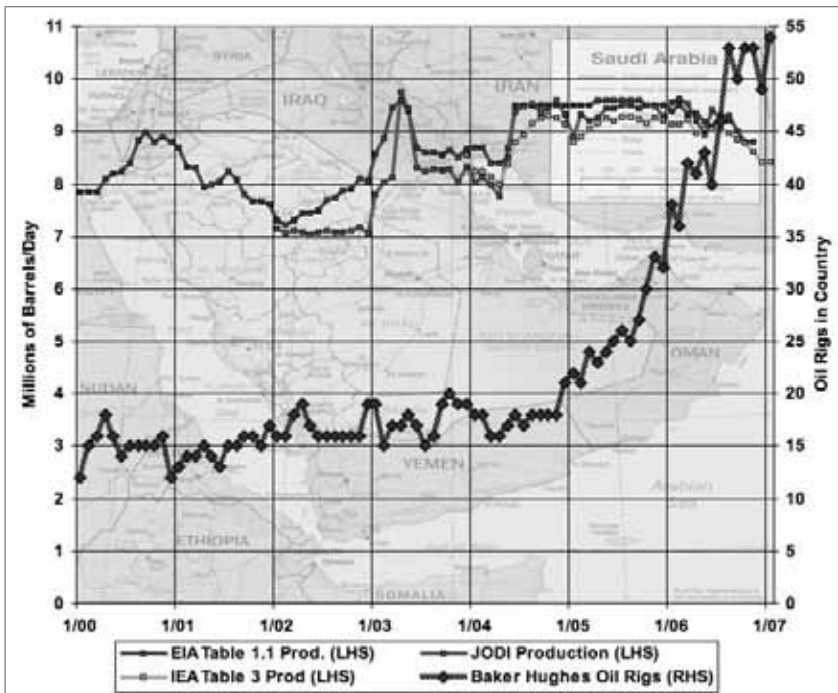


Abb. 9: Anzahl der zusätzlichen Öl-Bohrtürme in Saudi-Arabien

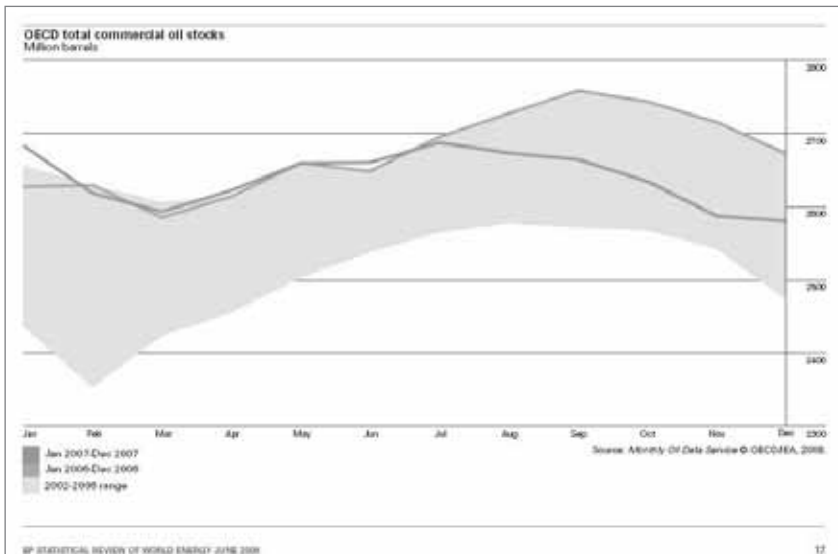


Abb. 10: Entwicklung der Öllagerbestände der OECD