

Analyse der Ölproduktion von Großbritannien

**Ein Beitrag für
ASPO (Association for the Study of Peak Oil)**

Ottobrunn, 15. Januar 2001

Werner Zittel
LB-Systemtechnik GmbH
Daimlerstr. 15
D-85521 Ottobrunn

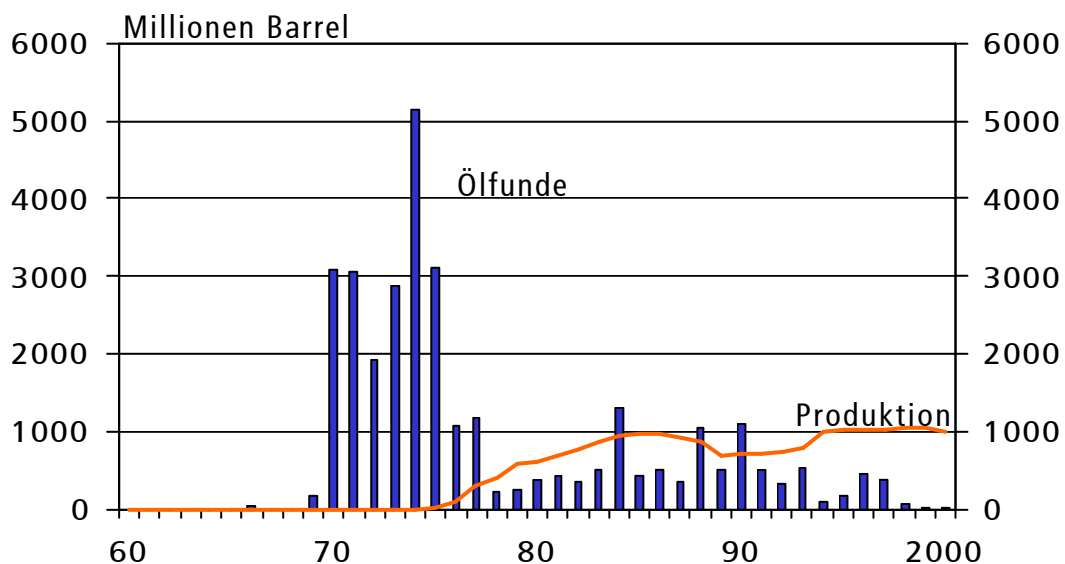
e-mail: zittel@lbst.de
Internet: www.lbst.de, www.energiekrise.de

Analyse der Ölproduktion von Großbritannien

Großbritannien ist neben Norwegen der wichtigste europäische Erdölproduzent. Die Analyse der Produktionsdaten des Department of Trade and Industry und der Datenreihen der Industriedatenbank (IHS Energy) zeigt, daß die Ölproduktion von Großbritannien einem charakteristischen Trend folgt. Er wird dadurch verursacht, daß große Felder in der Frühphase entdeckt und in die Produktion gebracht werden. Dies führt dazu, daß der Abfall der produzierenden Felder zunehmend steiler wird. Um diesen zu kompensieren, müssen zunehmend neue Felder angeschlossen werden. Dies kann nur für eine begrenzte Zeit erfolgen. Vermutlich kann UK dem natürlichen Produktionsrückgang der produzierenden Felder nicht mehr genügend neue Felder entgegensetzen. Dort wurde das Produktionsmaximum vermutlich 1999 überschritten. Innerhalb der kommenden 10 Jahre wird die Produktion voraussichtlich um etwa 60 % zurückgehen. Die Analyse wird beispielhaft für die britischen Ölfelder durchgeführt, zeigt aber in jeder Ölregion ein qualitativ vergleichbares Verhalten.

1 Neufunde und Reserven

Bild 1 zeigt die jährlichen Neufunde von Erdöl in Großbritannien. Das meiste Öl wurde in den 70er Jahren gefunden. In den späteren Jahren hat man zwar wesentlich mehr Ölfelder gefunden, jedoch ist deren Größe bis auf wenige Ausnahmen um ein bis zwei Größenordnungen kleiner als vor 25 Jahren, so daß diese Neufunde nur einen kleinen Beitrag zu den Ölvorräten liefern. In die Grafik ist auch die jährliche Ölproduktion eingetragen. Wie man erkennt, übersteigt diese die Neufunde seit mehr als 20 Jahren, so daß die englische Ölförderung auch heute noch im wesentlichen von den alten Funden zehrt.



Quelle: IHS-Energy, Royal Bank of Scotland, LBST

Bild 1: Historie der Neufunde und der Ölproduktion

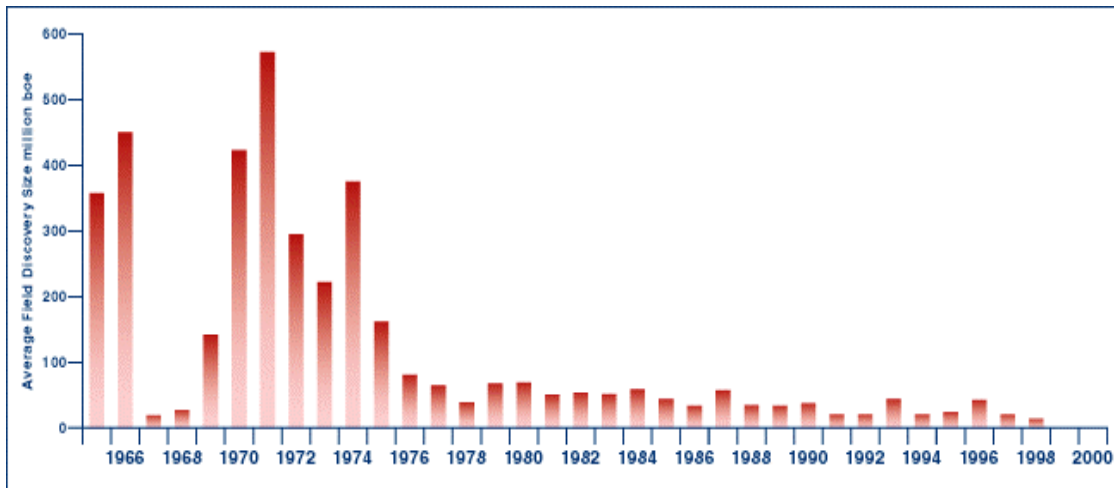


Bild 2: Durchschnittliche Größe neuer Ölfelder (Quelle: United Kingdom Offshore Operators Association - UKOOA)

In Bild 3 wurden die jährlichen Neufunde aufsummiert um die historische Entwicklung des insgesamt gefundenen Öls zu erhalten. Wie man erkennt, nähert sich die Summenkurve einem asymptotischen Wert, der bei etwa 32 Milliarden Barrel liegt. Hochauflösende dreidimensionale Seismik erlaubt es heute eine „Stecknadel“ in einem Heuhaufen zu finden. Jedoch führen uns diese technologischen Fortschritte nicht zu immer neuen großen Funden, sondern im Gegenteil – sie zeigen uns eben alle „Stecknadeln“, so daß große Überraschungen an Neufunden kaum mehr zu erwarten sind.

Ebenfalls in die Grafik wurde die bisherige kumulierte Produktion als rote Kurve eingetragen. Zieht man diese von den Ölfunden ab, so erhält man die zeitliche Entwicklung der Ölreserven.

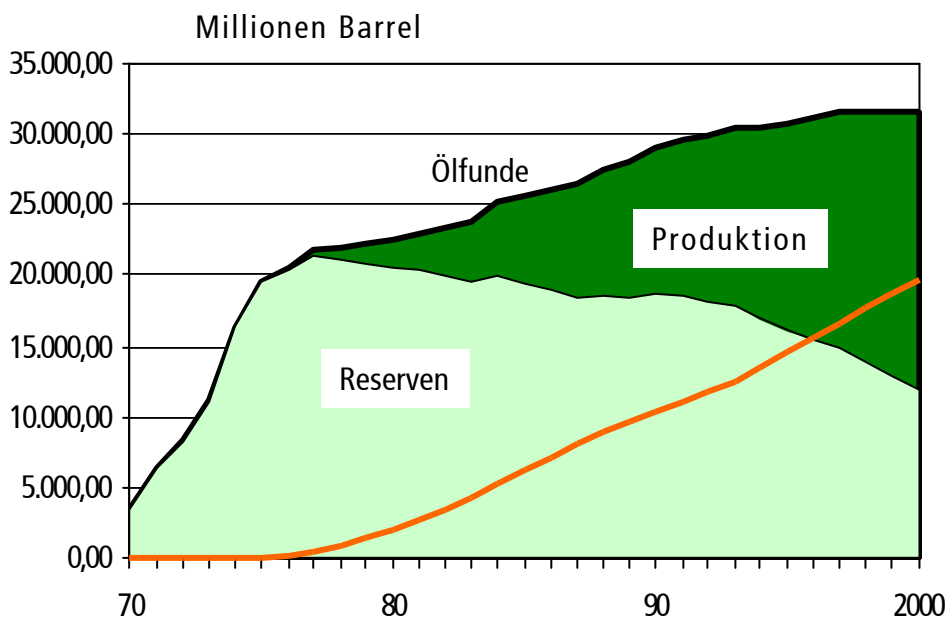


Bild 3: Ölfunde und Ölreserven (Quelle: IHS Energy)

Bereits seit Ende der 70er Jahren nehmen die Reserven kontinuierlich ab, wobei aufgrund der geringer werdenden Neufunde dieser Reserveschwund in den letzten zehn Jahren deutlich zunahm. Heute sind fast 2/3 des englischen Öls bereits verbraucht (20 Mrd. Barrel). Nur noch ein gutes Drittel (11 Mrd. Barrel) ist uns für die Zukunft erhalten. Zusätzlich wird man möglicherweise noch etwa eine Milliarde Barrel finden.

2 Einzelfeldanalyse und Produktionsprognosen

Der Produktionsverlauf in jedem Einzelfeld folgt einer charakteristischen Förderkurve. Dieser weicht im offshore Bereich teilweise deutlich vom Profil einer Glockenkurve ab. Die Exploration der Ölfelder und der Betrieb von Förderplattformen ist teuer. Man möchte aus ökonomischen Gründen die Investitionen durch hohe Produktionsraten möglichst bald wieder einspielen. Daher wird versucht, das Ölfeld so schnell wie möglich ans Produktionsmaximum zu führen, wobei dieses durch die Kapazität der Pipeline begrenzt wird. Daher kann man (auch durch unterstützendes Einpressen von Gas oder Wasser) dieses Produktionsplateau für einige Jahre halten. Jedoch sehr bald schon setzt der unvermeidbare Produktionsrückgang ein, weil sich die Sättigung des Speichergesteins verändert, weil der Druck abfällt, oder weil vorrückendes Wasser oder Gas einzelne Bereiche isoliert. Dies drückt sich in einer Jahr für Jahr geringer werdenden Produktionsrate aus. Trägt man nun die jährliche Förderrate gegen das bisher insgesamt geförderte Öl auf, so erhält man charakteristische Kurven. Sobald das Maximum überschritten wurde nähert sich die Produktionskurve fast linear der Abszisse. Die Extrapolation dieser Geraden ergibt die insgesamt aus diesem Feld förderbare Ölmenge. Dieser Zusammenhang ist in Bild 4 am Beispiel des größten englischen Nordseefeldes Forties dargestellt.

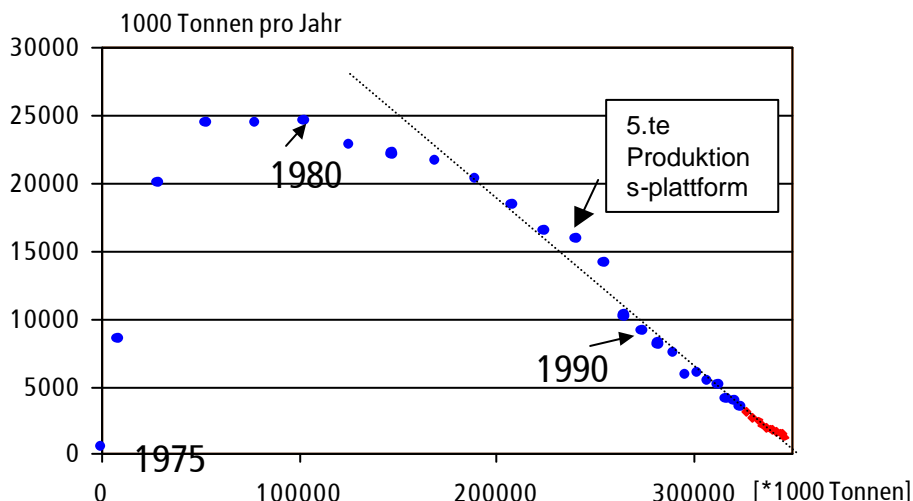


Bild 4: Analyse der Ölproduktion von Forties und Prognose; Aufgetragen ist die Jahresproduktion in Relation zur Gesamtproduktion (Datenquelle: Department of Trade and Industry; Analyse: C. Campbell und J. Laherrere; Prognose: LBST)

Jeder Punkt entspricht einer Jahresproduktion. Im Jahr 1975 wurde die Produktion aufgenommen und erreichte nach drei Jahren das Produktionsmaximum. Dieses

konnte über drei Jahre gehalten werden, bevor der Förderrückgang („decline“) im Jahr 1981 einsetzte. Durch Installation einer fünften Förderplattform konnte die Produktion nochmals für einige Jahre über den prognostizierten Abfall angehoben werden, bevor sie wieder auf die vorher zu erwartende Kurve zurückging. Mit dieser Maßnahme konnte der förderbare Inhalt des Feldes keineswegs erhöht werden. Die Förderrate konnte kurzfristig erhöht werden, allerdings um den Preis, daß das Ölfeld schneller entleert wird.

Aus dem Abfall jenseits des Maximums kann man mit einiger Genauigkeit auf die künftige Jahresproduktion extrapolieren. Derartige Analysen lassen sich für alle produzierenden Ölfelder durchführen (siehe Anhang). Je weiter die Produktion bereits fortgeschritten ist, desto genauer wird die Prognose. Bei Feldern in der Frühphase kann man aus den Betreiberangaben über das maximale Produktionsniveau, die geschätzte Gesamtreserve und den angekündigten Zeitpunkt des Erreichens des Produktionsmaximums ebenfalls weitgehend verlässlich auf die künftige Produktion schließen. In der Summe werden sich Ungenauigkeiten bei den Einzelfeldern annähernd ausmitteln.

Die aus den publizierten Daten erhaltenen Produktionsprofile aller Einzelfelder bis zum Jahr 2010 sind in Bild 5 dargestellt. Hier wurde eine Aufspaltung vorgenommen, die jeweils alle innerhalb von 5 Jahren angeschlossenen Felder in einem Bild zusammenfaßt.

Es zeigt sich eine banale Tatsache, die jedoch weitreichende Konsequenzen für die künftige Produktion hat: Die größten Felder wurden innerhalb der ersten 5 Jahre (1975 – 1979) in Produktion gebracht. Diese haben auch heute noch einen Anteil von mehr als 15 % an der Produktion. Mit zunehmender Erschließung werden die neu angeschlossenen Felder deutlich kleiner. Wurden innerhalb der ersten fünf Jahre 13 Felder angeschossen, so waren es in den letzten fünf Jahren (1995-1999) 69 Felder. Allerdings enthalten diese 69 Felder in Summe weniger als die Hälfte des Öls der ersten 13 Felder. Während die großen Felder der ersten Jahre nur einen langsamen Produktionsrückgang zeigen, müssen die später angeschlossenen Felder schneller und näher an das technisch mögliche Produktionsmaximum herangeführt werden, um den Förderrückgang der länger produzierenden Felder auszugleichen. Dies hat jedoch zur Folge, daß die „jungen“ (und kleineren) Felder schneller in den „decline“ gehen und dieser steiler ausfällt. Damit schaukelt sich in Summe die Situation auf.

Während die Produktion im Zeitraum 1985 - 1990 durch den Unfall auf der größten Plattform des Ölfeldes Piper durch administrative Eingriffe drastisch zurückging, wurde sie nach Überwindung dieser Folgen in den Jahren 1990 – 1994 nochmals deutlich nach oben gefahren. Obwohl in den Jahren 1995 – 1999 fast ebenso schnell neue Ölfelder angeschossen wurden, konnte hier die Gesamtproduktion kaum noch ausgeweitet werden. Dieses Öl diente im wesentlichen der Kompensation der im „decline“ befindlichen älteren Felder.

Für die kommenden fünf Jahre werden bereits heute die Vorbereitungen zum Anschluß der entsprechenden Felder getroffen. Bisher sind 24 Felder bekannt, deren Produktion aufgenommen werden soll.

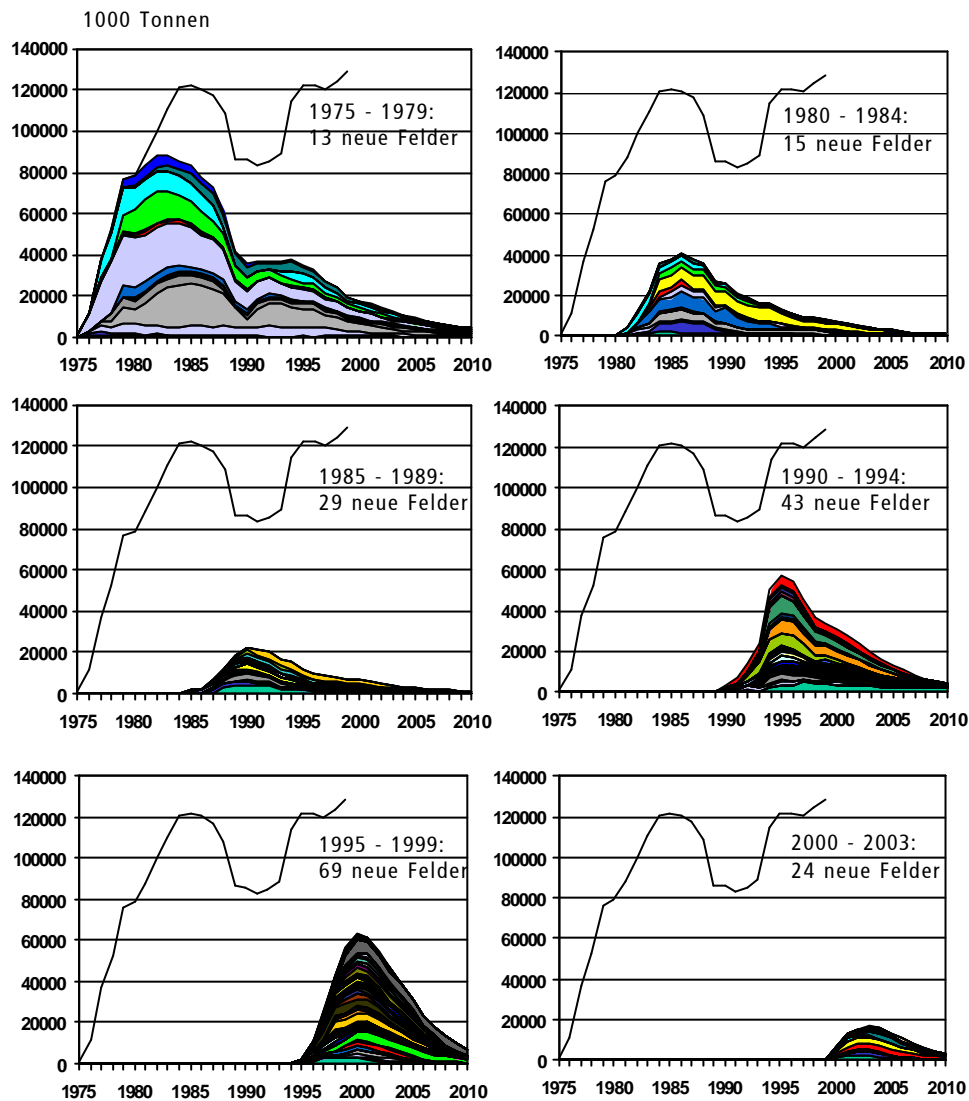


Bild 5 a-f: Analyse der jeweils innerhalb von 5 Jahren neu angeschlossenen Felder (Datenquelle: Department of Trade and Industry; Analyse und Prognose: LBST)

Summiert man alle Felder auf, die bis Ende 1999 in Produktion genommen wurden, so erhält man die Grafik in Bild 6. Einschließlich des Jahres 2000 (das in dieser Grafik noch prognostiziert wurde), wurden etwa 20 Mrd. Barrel Öl produziert. Etwa weitere 6 Mrd. Barrel sind in Summe in den bereits produzierenden Feldern noch als Reserve enthalten, wovon 5 Mrd. Barrel vermutlich bis 2010 verbraucht sein werden.

Die Grafik zeigt den drastischen Abfall, sobald keine neuen Felder mehr angeschlossen werden. Darüber hinaus sind heute weitere 5 Mrd. Barrel an Reserven in noch nicht produzierenden Feldern bekannt, so daß dieser Abfall nicht ganz so stark ausfallen wird. Wann er genau einsetzt und wie stark er sein wird, hängt vor allem an der Strategie der Ölfirmen, wie schnell sie das noch vorhandene Öl in den Markt bringen wollen.

Die Vergangenheit lehrt, daß ohne äußere Kontrolle Ölfirmen ihre Felder möglichst schnell in Produktion bringen werden. Anders ist der Produktionszuwachs in den Jahren 1998 und 1999 trotz eines niedrigen Ölpreises schwer verständlich.

Mittelfristig wäre es (auch ökonomisch) wesentlich vernünftiger gewesen, dieses Öl dosierter in den Markt zu bringen, um den bald einsetzenden Abfall zu bremsen und bei dann höheren Preisen einen größeren Gewinn zu realisieren.

Die gepunktet eingezeichnete Linie zeigt ein mögliches Produktionsprofil unter Einbeziehung der noch nicht produzierenden Ölfelder.

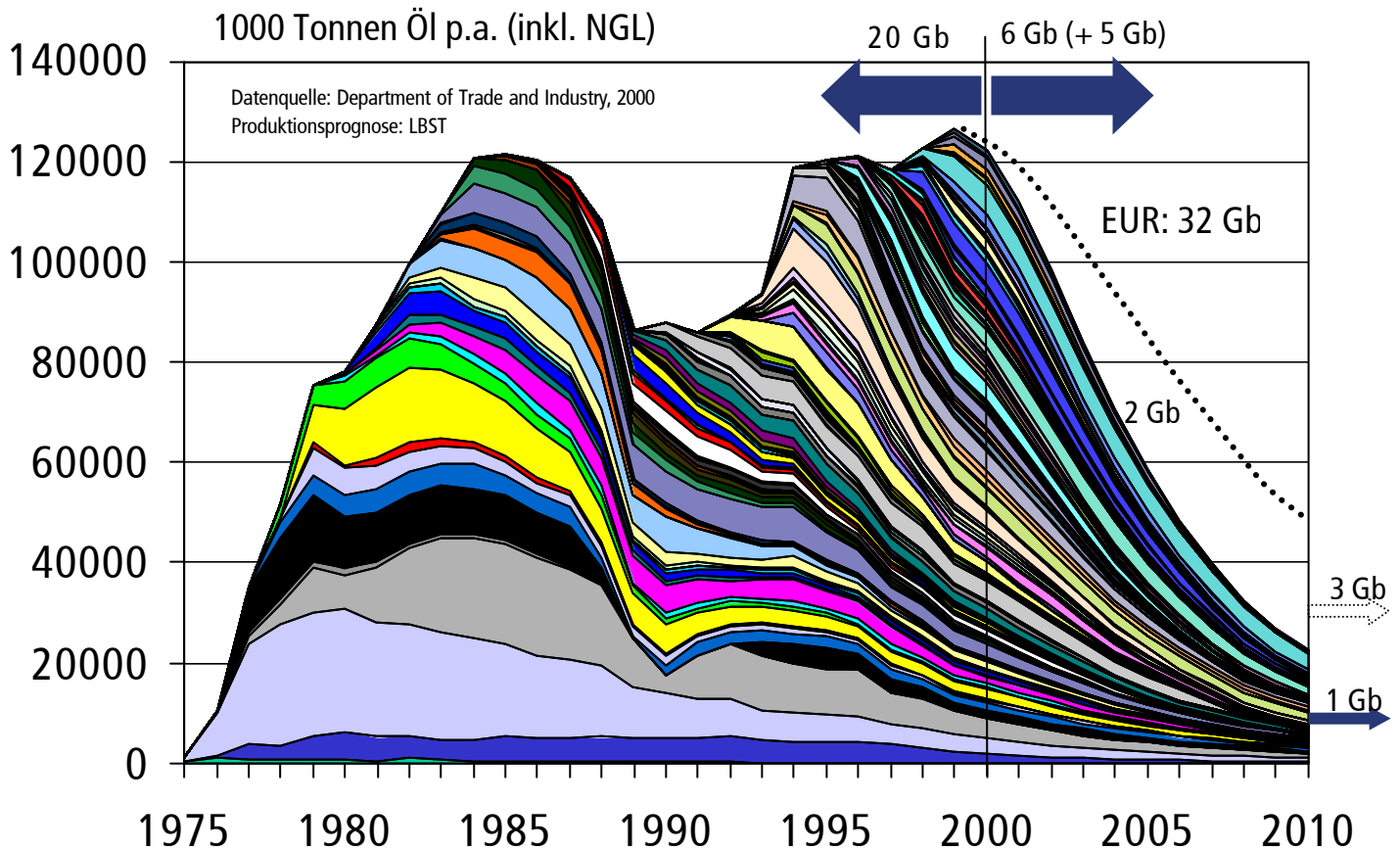


Bild 6: Einzelfeldanalyse der Ölproduktion von Großbritannien (Datenquelle: Department of Trade and Industry; Analyse und Prognose: LBST)

Bild 6 zeigt die prinzipielle Problematik des zunehmenden Zwanges zum Anschluß von immer mehr Ölfeldern, nur um den sich verstärkenden Produktionsrückgang auszugleichen. Da diese Felder immer kleiner werden, verstärkt sich die Problematik. Es ist prinzipiell unmöglich dieses Niveau für lange Zeit aufrecht zu erhalten. Eine „vernünftige“ Energiepolitik würde den Anschluß neuer Felder in der Spätphase dosieren, um so einen kontrollierten Produktionsrückgang zu erreichen und einen sanften Übergang zu Alternativen zu ermöglichen.

In der Realität ist aber zu befürchten, daß man versucht das hohe Produktionsniveau so lange als möglich zu halten. Dies erfordert einen steigenden Aufwand, erhöht die Abhängigkeit noch einmal kurzfristig und bewirkt anschließend einen umso stärkeren Produktionsabfall.

3 Das Produktionsmaximum wurde wahrscheinlich 1999 überschritten

Bild 7 zeigt die Ölproduktion von Großbritannien in einer aktuellen Darstellung. Über die Jahre 1975 – 1998 wurde die Jahresproduktion aufgetragen. Von Oktober 1998 bis einschließlich Oktober 2000 liegen monatliche Produktionsdaten vor.

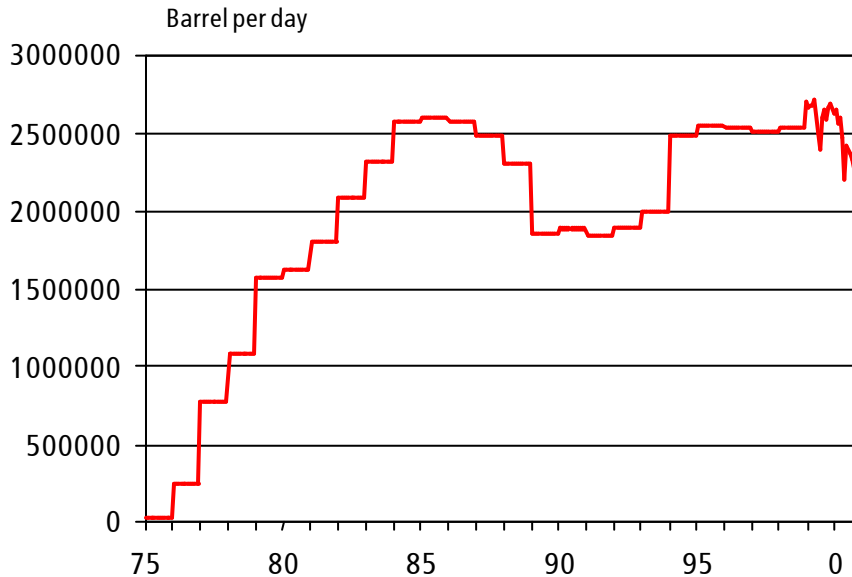


Bild 7: Ölproduktion im Jahr 2000. Im November 1999 war vermutlich das Produktionsmaximum. Seitdem ging die Produktion um 17 % zurück. (Produktionsdaten von 1975 bis 1998: IHS-Energy; Monatliche Produktionsdaten: Royal Bank of Scotland)

Gegenüber Oktober 1999 fiel die Produktion um fast 17 %. Insgesamt ging der Output der ersten zehn Monate des Jahres 2000 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres um 7 % zurück. Die im Jahr 2000 neu angeschlossenen Felder konnten den natürlichen „decline“ nicht mehr kompensieren. Großbritannien hat das Produktionsmaximum überschritten. Natürlich wäre es theoretisch denkbar, daß enorme Anstrengungen im Anschluß aller verbleibenden Felder dieses Maximum noch einmal erreichen oder überkompensieren könnten, aber damit wären die Vorräte noch schneller erschöpft und der Produktionsrückgang würde nur noch stärker ausfallen. Gesamtwirtschaftlich gesehen wäre dies die schlechteste aller möglichen Strategien.

Es ist äußerst zweifelhaft, daß der Produktionsrückgang in der 2ten Jahreshälfte 2000 durch notwendige Servicearbeiten (sog. „workovers“) verursacht wurde, wie dies in manchen Pressemitteilungen erläutert wird. Tatsächlich läßt sich der einmonatige Produktionseinbruch im Mai 1999 oder Juni 2000 so erklären, nicht aber ein schon ein halbes Jahr andauernder stetig größer werdender Produktionsrückgang ausgerechnet in einer Hochpreisphase.

4 Ausblick

Qualitativ ist die Situation in jeder Ölförderregion ähnlich. Quantitativ gibt es jedoch deutliche Unterschiede, vergleichbar bleibt sie jedoch für die offshore-Förderregionen. So ist ein ähnlich steiler Produktionsrückgang in Norwegen zu erwarten. In Alaska ist die Förderung seit 1989 rückläufig. Innerhalb von 10 Jahren halbierte sich dort die Produktion. Aber auch in Rußland ging die Produktion innerhalb weniger Jahre um mehr als 50 % zurück, nachdem man das Produktionsplateau seit 1980 fast zehn Jahre lang halten konnte. Natürlich wurde dieser Rückgang dadurch verstärkt, daß der Zusammenbruch des Staates keine Neuinvestitionen zuließ. Aber gerade deshalb zeigte sich der schnelle „decline“ der produzierenden Felder.

Die mit fortschreitender Produktion steiler werdenden „decline“-Raten finden in jeder Ölprovinz statt - so auch in den OPEC-Staaten des mittleren Ostens. Daher müssen auch diese in Zukunft ihre Förderkapazität laufend ausbauen, um den stattfindenden „decline“ wenigstens auszugleichen. Sobald auch dies nicht mehr erfolgen kann, wird die Gesamtproduktion auch dort abnehmen.

Die Analyse zeigt, wie kurzsichtig es ist, sich auf ein momentan hohes Produktionsniveau zu verlassen. Die Situation kann sehr schnell umkippen, sobald das Maximum überschritten wurde. Aller Wahrscheinlichkeit nach ist es eher so, daß die Produzenten versuchen werden, dieses Maximum lange zu halten, anstatt längerfristig denkend auf einen mäßigen Rückgang hinzuarbeiten. Daher ist zu befürchten, daß dieser Rückgang umso steiler ausfallen wird.

Anmerkung:

Für eine kritische Durchsicht des Textes und wertvolle Hinweise danke ich Prof. Blendinger, TU Clausthal und Dr. Colin Campbell, Ballydehob

1 Tonne = 7,35 Barrel

Literatur:

The Brown Book, verschiedene Ausgaben, Department of Trade and Industry, UK
Petroleum Economics and Policy Solutions (PEPS), IHS Energy, Ausgabe 2000
Oil & Gas Index, Royal Bank of Scotland,
UK Offshore Operators Association, Jahresbericht 2000
Campbell, Peak Oil – A turning point for man kind, Vortrag am 7.12.2000 an der TU Clausthal