

## Ist Peak Oil erreicht? Die Sicht der ASPO

Prof. Dr. Klaus Bitzer  
ASPO Deutschland

Ein Blick in die Statistiken sollte reichen, um diese Frage zu beantworten. So könnte man denken. Leider ist dies nicht der Fall. Selbst innerhalb der ASPO (Association for the Study of Peak Oil) und den ihr nahestehenden Gruppen ist die Sichtweise uneinheitlich. Daher zunächst eine Definition: als Peak Oil wird der Moment verstanden, an dem die Produktion an Erdöl aus geologischen und/oder technischen Gründen nicht weiter ausgedehnt werden kann und ein unaufhaltsamer Rückgang der Produktion eintritt. Dieser Prozess ist in vielen Erdölprovinzen bereits beobachtet worden; das bekannteste Beispiel sind die USA, wo das Maximum der Erdölförderung im Jahr 1970 eintrat, und wo aller technischer Fortschritt, die verbesserte Erdölprospektion und Verfahren zur verstärkten Entölung der Felder (enhanced oil recovery) den Rückgang nicht haben aufhalten können. Der amerikanische Geologe Hubbert hatte bereits im Jahr 1956 das Fördermaximum in den USA für das Jahr 1970 vorhergesagt.

Warum also ist die Aussage über das globale Fördermaximum so schwierig? Es sind im Wesentlichen folgende Gründe:

- je näher man am Zeitpunkt des Fördermaximums ist, umso schwieriger ist die Feststellung eines Fördermaximums zu verifizieren, da es sich um ein lokales Maximum handeln könnte und die Produktion noch einmal über den bisherigen Maximalwert ansteigen könnte. Auch das US-amerikanische Fördermaximum wurde erst rückblickend mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung sichtbar.
- die verfügbaren Daten zur Produktion sind keineswegs einheitlich, selbst innerhalb der Organisationen der OECD-Länder werden unterschiedliche Zahlen genannt. Noch unsicherer sind die Zahlen nationaler Erdöl-Gesellschaften.
- neben geologischen oder technischen Gründen kann es auch politische, wirtschaftliche oder gesellschaftliche Gründe für einen globalen Förderrückgang geben. Eine wirtschaftliche Rezession kann zu einer zeitweiligen Reduzierung des Energiebedarfs und der Erdölförderung führen, und im anschließenden Aufschwung könnte die Produktion wieder ansteigen.

Um diese Unsicherheiten zu umgehen, kann man die zeitliche Entwicklung der Auffindung von Öl und der Reserven analysieren. Hier sind die Datenlage und die Interpretation jedoch noch schwieriger. Hier kommt hinzu, dass selbst die Definitionen von Reserven und Ressourcen international nicht einheitlich sind. Darüber hinaus sind Daten hierzu in vielen Staaten Staatsgeheimnis. Datenerhebungen unabhängiger Fachleute gibt es hier nicht.

Betrachtet man beispielsweise die Daten im BP Statistical Review of World Energy vom Juni 2009, so ist die Erdölproduktion im Jahr 2008 auf einem Höchststand mit 3,9288 Gt. Für den globalen Verbrauch wird dagegen ein Rückgang von 3,939 Gt im Jahr 2007 auf 3,9279 Gt im selben Jahr angegeben. Im Bericht der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ist in der Studie von

diesem Jahr dagegen von einem globalen Fördermaximum im Jahr 2006 mit 3,917 Gt die Rede. Auch die Energy Watch Group (EWG) sieht das globale Fördermaximum für 2006 erreicht. Dagegen nennen die US-amerikanischen Kollegen der ASPO ein Fördermaximum für Juli 2008 mit 86,9 Millionen Barrel pro Tag (Rohöl inklusive anderer flüssiger Energierohstoffe „all liquids“). Auch für die IEA (International Energy Agency) liegt das bisherige Fördermaximum im Juli 2008 bei 74,74 Millionen Barrel Rohöl pro Tag. Es herrscht innerhalb der ASPO Einigkeit darüber, dass seit 2004 ein Plateau erreicht ist, das Schwankungen unterliegt. Das genaue Einmessen des höchsten Punktes dieses Plateaus wird vermutlich erst möglich sein, wenn der Abstieg begonnen hat.

Noch uneinheitlicher sind die Aussagen zu den Reserven. Hier gibt der BP Statistical Review of World Energy vom Juni 2009 erstmals einen leichten Rückgang der Reserven auf 170,8 Gt an. Die bundesdeutsche BGR schätzt dagegen gegenüber der letzten BGR-Studie im Jahr 2001 die Reserven im Jahr 2007 um 10,5 Gt höher auf 157,3 Gt. Sie liegt damit niedriger als die Schätzungen von BP und OPEC. Schätzungen von Exxon und vom Oil & Gas Journal liegen mit 180,6 Gt bzw. 181,1 Gt dagegen noch höher. Teilweise werden hierbei die Teersande Kanadas mit eingerechnet und damit eine ganz andere Kategorie von Erdöllagerstätte einbezogen. Für die EWG liegen die Reserven dagegen deutlich niedriger mit 116,2 Gt. Wesentliche Gründe für die abweichenden Zahlen liegen in der Bewertung der mittelöstlichen Lagerstätten, wo in der Mitte der 80er Jahre des vergangenen Jahrhunderts eine politisch motivierte Neubewertung von Lagerstätten vorgenommen wurde, und in der Tatsache, dass Ressourcen in die Kategorie von Reserven überführt wurden. Die Unsicherheit über die Reservensituation dieser Länder ist einer der Hauptgründe für die abweichenden Ansichten zwischen EWG und BGR und anderen Organisationen über das künftige Förderprofil. Für die BGR ist eine Erhöhung der Förderung bis ins Jahr 2023 möglich „unter den gegebenen Rahmenbedingungen“.

Dagegen hat sich unlängst Fatih Birol von der IEA in einem Interview Ende Juli dieses Jahres deutlich pessimistischer gezeigt. So erkennt die IEA jetzt an, dass der Förderrückgang der derzeit genutzten Felder statt 3,7% nun 6,7% beträgt. Mit Blick auf die Situation im Jahr 2030 schreibt er, dass der Förderrückgang aus den bestehenden Feldern durch Neufunde ausgeglichen werden muss, die dem vierfachen der Förderkapazität Saudi Arabiens entsprechen. Wo diese bislang unbekanntes Lagerstätten liegen, ist jedoch nicht bekannt; es ist anzunehmen, dass sie nicht existieren. Fatih Birol spricht von einem Fördermaximum im Jahr 2020 und deutet an, dass bereits im nächsten Jahr ein Engpass bei der Erdölversorgung bevorstehe. Auch die BGR prognostiziert, dass „trotz der bereits jetzt anlaufenden Substitution von Erdöl eine physische Verknappung spürbar sein wird.“

Mit Blick auf die Entwicklungen in der Erdölindustrie ist dies als sehr wahrscheinlich anzunehmen. So berichten alle größeren Erdölfirmen von erheblichen Kürzungsprogrammen; Shell hat allein in der ersten Jahreshälfte die Kosten um 700 Millionen \$ gesenkt, BP hat 2000 Millionen \$ eingespart (teilweise auch durch Währungsgewinne).

Die Explorations- und Entwicklungsprogramme vieler Felder stehen auf dem Prüfstand; von Personalabbau ist überall die Rede. Shell verzeichnet in der ersten Jahreshälfte einen Produktionsrückgang von 5,3% im Vergleich zum gleichen Zeitraum in 2008. 20% aller Positionen im senior management wurden gestrichen. Sämtliche Investitionen sollen um 10% gekürzt werden. Dies sind nicht Meldungen,

die eine Aufbruchstimmung in der Erdölindustrie verheißen, mit der die erforderlichen Felder von der vierfachen Größe Saudi-Arabiens gefunden werden können, von denen Fatih Birol spricht. Dass diese Felder vermutlich nicht existieren, geht auch aus folgender Beobachtung hervor: laut BP Statistical Review of World Energy vom Juni 2009 haben die Länder, aus denen derzeit 60 % der globalen Förderung kommen, das Fördermaximum überschritten; nur 40 % der Förderung kommen aus Ländern mit noch wachsender Förderung, überwiegend Länder, die der OPEC angehören. Dies macht es schwer, zu glauben, eine derart drastische Ausweitung der Förderung sei in diesen Ländern noch möglich.

Am deutlichsten werden die Befürchtungen eines bevorstehenden Fördermaximums in einem Editorial im JPT (Journal of Petroleum Technology) vom August 2009 mit Sadad Al-Husseini, dem ehemaligen Vize-Präsidenten der größten Ölgesellschaft der Welt, Saudi Aramco. Nach seiner Ansicht hat die Ölindustrie in den vergangenen Jahren an der Kapazitätsgrenze gearbeitet und kann die notwendige Elastizität bei der Erdölversorgung nicht mehr gewährleisten. Trotz aller Anstrengungen war die Industrie in den vergangenen Jahren nicht in der Lage, über 86 Millionen Barrel pro Tag hinaus zu produzieren. Er weist ebenso wie die ASPO auf die fatale Praxis der Umdeklarierung von Ressourcen in Reserven hin und die sich daraus ergebenden unrealistischen Prognosen über Erdölverfügbarkeit. Die Gewinnung unkonventionellen „schwierigen“ Erdöls ist eine unsichere Angelegenheit, selbst bei dem derzeitigen Preisniveau. So erwägt die mexikanische Erdölfirma Pemex, das mit großen Hoffnungen gestartete Chicotepec Projekt nicht weiter fortzuführen. 3,4 Milliarden \$ wurden dort bislang investiert, die Förderung beträgt zurzeit 30000 Barrel pro Tag. Für jedes Barrel Produktionskapazität waren mehr als 100000 \$ Investitionen erforderlich, weitere 8 Milliarden müssten investiert werden.

Trotz dieser Sachlage spricht die Erdölindustrie bis auf wenige Ausnahmen nicht von „Peak oil“. So wie ein Bäcker nicht vorzeitig vom Verlust der Geschäftsgrundlage reden mag, wenn ihm kein Mehl mehr geliefert wird, mag auch die betroffene Industrie nicht vorzeitig ihr Geschäftsmodell aufgeben.

Die Existenz eines geologisch-technisch bedingten Förderrückgangs wird mitunter freilich auch von einer anderen Seite, wenn nicht negiert, so doch zumindest ignoriert. So sprechen manche Umweltorganisationen vor allem von einem „Demand peak“ und nicht von einem „Supply peak“, wie er von der ASPO gesehen wird. In Stellungnahmen etwa zu Fragen der Gewinnung von Erdöl aus den kanadischen Teersanden sprechen solche Organisationen von einem Maximum in der Nachfrage nach Erdöl, so als würde der Verbraucher sich freiwillig aus Einsicht in umweltpolitische Notwendigkeiten oder über den Preis in seinem Erdölkonsum einschränken. Wenngleich dies möglicherweise zu einem gewissen Teil zutreffen mag, ist es unsinnig, die Begrenztheit von Energierohstoffen und die Existenz eines „Supply-peaks“ zu ignorieren. Die Befürchtung, ein durch Geologie und Technik verursachter „Supply-Peak“ könnte die angestrebten Ziele zum Klimaschutz in Frage stellen, ist kurzfristig. Firmen, die in kanadische Teersande investieren, lassen sich von wenig glaubhaften Warnungen vor einem „Demand-peak“ von ihren Investitionen nicht abbringen. Der Verbraucher wird bereit sein, noch wesentlich höhere Energiepreise zu zahlen, wenn ihm keine andere Möglichkeit bleibt.

ASPO ist wie viele andere Umweltorganisationen davon überzeugt, dass das Ende des fossilen Zeitalters eine gute Nachricht ist. Um die Gesellschaft auf die künftige Energieverfügbarkeit einzustellen, braucht es glaubhafte Argumente.

Wann also ist „Peak oil“? Wer auf diese Frage ein konkretes Datum erwartet, wird mit dieser Information wenig anfangen können. Es geht vielmehr um die Einsicht in die Begrenztheit natürlicher Ressourcen und darum, dass der Mensch verantwortungsvoll mit Ressourcen umgehen muss. Die geologischen Hinweise, dass „Peak oil“ erreicht ist, sind vielfältig und überzeugend. Die Arche Noah musste gebaut werden, bevor es zu regnen begann. Von den fossilen Energien müssen wir uns entwöhnen, bevor sie zu Ende gehen.