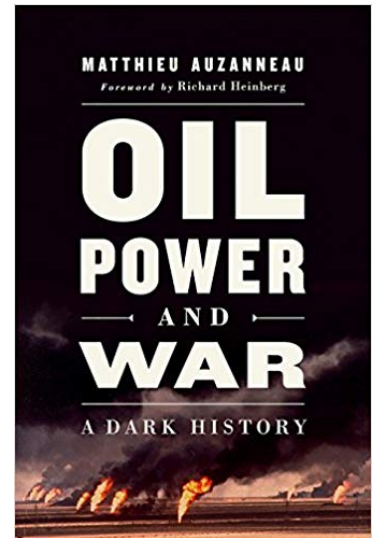


Gedanken zur Zukunft der globalen Ölförderung

Von Jean Laherrère, mit Richard Heinberg

Ich habe meine berufliche Laufbahn als Geologe und Geophysiker verbracht, der sich mit der Öl- und Gasexploration auf allen Kontinenten beschäftigte und im vergangenen Vierteljahrhundert aktiver Teilnehmer an der Peak-Oil-Debatte war (der Erdölgeologe Colin Campbell und ich waren mit unserem in „Scientific American“ im März 1998 erschienenen Artikel „The End of Cheap Oil“ maßgeblich an der Initiierung dieser Debatte beteiligt. Die Geschichte des Öls liegt mir also im Blut.

Im Folgenden möchte ich einige Beobachtungen darlegen, die mir in den Sinn kamen, als ich Matthieu Auzanneaus ausgezeichnetes neues Buch las: „Oil, Power and War – A Dark History“ (Öl, Macht und Krieg – eine düstere Geschichte).



Öl und Wirtschaftswachstum

Auzanneau erinnert uns daran, dass die Geschichte des Erdöls auch die Geschichte des modernen Industriezeitalters ist, in dem Politiker aller Couleur das Wirtschaftswachstum als Ziel der Politik verankert haben. Jede Regierung verspricht Wirtschaftswachstum, ohne zu sagen, woher es kommen soll. Das Wachstum wird als Wachstum des Brutto-Inlands-Produkts (BIP) angenommen, und lange Zeit war die herrschende Meinung, das BIP sei das Resultat des Zusammenspiels von Kapital und Arbeit. Die Ökonomen Reiner Kümmel und Robert Ayres haben jedoch gezeigt, dass der Energieverbrauch, insbesondere von Öl, die wesentliche treibende Kraft für das BIP-Wachstum ist. Diese Ökonomen kommen zu dem Schluss, dass unsere Konsumgesellschaft auf billiger Energie basiert. Und die historisch enge statistische Korrelation zwischen dem Wachstum des Energieverbrauchs, insbesondere des Öls, und dem Wachstum der Weltwirtschaft stützt deren Schlussfolgerung.

Die „dreißig glorreichen Jahre“, wie sie in Frankreich genannt werden, erstreckten sich über den Zeitraum von 1945 - 1973 (vom Ende des Zweiten Weltkriegs bis zur ersten Ölkrise), in der die weltweite Ölförderung um durchschnittlich 7,5 Prozent pro Jahr wuchs. Verglichen damit folgten von 1983 - 2017 „dreißig mühsame Jahre“ mit einem durchschnittlichen Wachstum der Ölförderung (ohne Schweröl) von nur noch 1,1 Prozent pro Jahr. Ein Wachstum des BIP ist inzwischen schwieriger zu realisieren, und Ökonomen machen sich jetzt Sorgen über das, was sie „säkulare Stagnation“ nennen, oft ohne jedes Verständnis für die dafür ursächlichen Veränderungen in der Ölindustrie. Die Aufrechterhaltung des Wachstums ist heute stark abhängig von einer quantitativen Lockerung der Geldpolitik, niedrigen Zinssätzen und Steuersenkungen, alles langfristig problematische Maßnahmen.

Die Vereinigten Staaten als Energie-, Wirtschafts- und Militärsupermacht

Auzanneau erzählt die Geschichte, wie die globale Erdölindustrie von Anfang an von den Vereinigten Staaten dominiert wurde; sein Buch ruft auch die turbulente Dynamik dieser Geschichte in Erinnerung, erklärt durch den anhaltenden Kampf zwischen den Ölgesellschaften und den ölfördernden Ländern – insbesondere zwischen den als "sieben Schwestern" be-

zeichneten Ölgesellschaften (sechs amerikanische und eine britische) und den Mitgliedsstaaten der OPEC.

Die anhaltende Dominanz der Vereinigten Staaten zeigt sich darin, dass der Preis des Erdöls auf der Welt immer noch hauptsächlich in US-Dollar pro Barrel (eine veraltete volumetrische Einheit, definiert als „42 US-Gallonen“) notiert wird. Jeder Energieinvestor kennt den aktuellen Ölpreis in Dollar pro Barrel, aber nur wenige kennen ihn in Dollar pro Tonne oder in Rubel pro Tonne. Während jedes Nicht-US-Land (außer Liberia und Myanmar) das Internationale Einheitensystem (auch als SI- oder metrisches System bezeichnet) verwendet, benutzen viele Ölgesellschaften US-Einheiten und Symbole. So folgt beispielsweise die russische Ölgesellschaft Rosneft der US-Gewohnheit, die Einheiten mm oder MM für Million statt M (kurz für „Mega-“, wie es im weltweiten Computergeschäft in Bezug auf Frequenz, wie in MHz oder Megahertz verwendet wird) zu verwenden, da Rosneft an den US-Börsen notiert ist und daher den SEC-Regeln entsprechen muss.

Die USA haben auch mit 18.000 Ölförderunternehmen die größte Anzahl von Unternehmen im Upstream-Bereich (IPAA 2017), im Vergleich zu einem in Saudi-Arabien und drei großen Unternehmen in Russland.

Die Macht der US-Ölindustrie wird zum Teil dadurch erklärt, dass der Anteil der Vereinigten Staaten an der historischen Weltölförderung der höchste aller Länder war. Die kumulierte Rohölförderung der USA machte bis 2017 gut 16 Prozent der bisherigen globalen Ölförderung aus (für Russland waren es 13 Prozent, für Saudi-Arabien 11 Prozent). Im Jahr 2017 lag der Anteil der USA an der Weltölförderung bei 11,5 Prozent, die Anteile von Russland und Saudi Arabien lagen bei ca. 13 Prozent.

Kumulierte Ölförderung		2017 Ölförderung
13,1 %	Russland	13,1 %
10,9 %	Saudi Arabien	12,5 %
16,4 %	USA	11,5 %
59,6 %	Rest der Welt	62,9 %

Trotz der im allgemeinen kontinuierlich zurückgehenden Ölförderung in den USA in den Jahren 1972 - 2011 hat die US-Ölförderung in den letzten Jahren wieder zugenommen. Grund dafür ist die Förderung von Light Tight Oil (LTO), das durch Horizontalbohrungen und Fracking gewonnen wird, auf das ich im Folgenden näher eingehen werde. Dieser Förderanstieg ist ein Ergebnis der amerikanischen Förderung von LTO seit etwa 2010, sie ist der Hauptgrund dafür, dass ein Stagnieren oder ein Rückgang der Weltölförderung verhindert wurde.

Unzuverlässige Daten

Bevor wir uns weiter mit dem Thema Fracking beschäftigen, ist es wichtig zu beachten, dass es einige große Probleme mit der Zuverlässigkeit von Öldaten gibt. Das erste Problem besteht darin, dass es mehrere Definitionen von „Öl“ gibt, darunter Rohöl, Rohöl plus Kondensat, Rohöl plus NGLs und Rohöl plus andere Liquids (flüssige Kohlenwasserstoffe), Raffineriegewinne und Biokraftstoffe. Im Jahr 2016 bezifferte die Energy Information Administration (EIA) des US-Energieministeriums die durchschnittliche weltweite Ölförderung auf 80,6 Milli-

onen Barrel pro Tag (Mb/d) nur für Rohöl und auf 97,2 Mb/d für alle Liquids, was einer Unsicherheit von 20 Prozent entspricht, wenn „Öl“ nicht genau definiert ist.

Für die US-Ölförderung ist diese Unsicherheit noch größer. Im Jahr 2017 betrug die US-Förderung gemäß EIA 9,4 Mb/d für Rohöl und 13,1 Mb/d für Rohöl und Natural Liquids; mit Raffineriegewinnen (1,1 Mb/d) und Biokraftstoffen (1,2 Mb/d) kommen wir auf einen Wert für alle Liquids von 15,4 Mb/d, das sind 6 Mb/d mehr als für Rohöl allein!

Der Energiegehalt des Öls ist variabel, aber trotz der Bedeutung dieser Tatsache (Öl wird schließlich in erster Linie als Energiequelle genutzt und ist die wichtigste einzelne Energiequelle der Welt) schenken offizielle Agenturen dieser Tatsache wenig Beachtung. Der volumenspezifische Energiegehalt von LTO, das oft ungenau als „Schieferöl“ bezeichnet wird, ist geringer als der von konventionellem Rohöl. Da LTO einen immer größeren Anteil an der gesamten US-Ölförderung einnimmt, ist der Wert der Gesamtenergie der Ölförderung des Landes weniger gestiegen, als es der volumetrische Anstieg vermuten lässt.

Die Monatswerte der Rohölförderung in den USA beruhen auf Schätzungen der EIA. Diese Schätzungen ändern sich im Laufe der Zeit, die Werte werden aber erst zwei Jahre nach der ersten Bohrung des Öls endgültig bestimmt. Das liegt daran, dass in Texas die Betreiber aufgrund einer Vertraulichkeitsklausel in den Melderegeln zwei Jahre warten können, bevor sie genaue Werte melden.

Darüber hinaus sind die Förderberichte aus einigen anderen Ländern oft unzuverlässig (obwohl sie trotz ihrer Diskrepanzen häufig auf vier Dezimalstellen genau angegeben sind). Der monatliche Ölmarktbericht der OPEC vom Juli 2018 gibt in Tabelle 5-9 auf der Grundlage sekundärer Quellen Auskunft über die Ölförderung der OPEC-Mitglieder: Im Jahr 2017 hat Nigeria 1.658 Mb/d gefördert; während in Tabelle 5-10, basierend auf direkter Kommunikation, Nigeria behauptet, 1.536 Mb/d gefördert zu haben – also 7,5 Prozent weniger. Für Venezuela betrug im Jahr 2016 der Unterschied zwischen selbstberichteten Produktionszahlen und denen aus sekundären Quellen 9 Prozent. Im Allgemeinen weist die direkte Kommunikation der OPEC höhere Förderungen aus als die sekundären Quellen. In der Tat bedeutet das, dass die OPEC-Mitglieder über ihre Fördermengen lügen.

Die Staaten der OPEC übertreiben auch ihre Reserven. Seit dem konträren Ölpreisschock von 1986 (als die Ölpreise zusammenbrachen) unterliegt die Förderung der OPEC-Mitglieder Quoten, die sich in erster Linie auf die Höhe der jeweiligen Ölreserven stützen (von den Quoten ausgenommen ist die Förderung von Kondensaten und NGLs). Zwischen 1985 und 1989 erhöhten die OPEC-Mitglieder ihre Ölreserven um 300 Mb, vermutlich um dadurch ihre Förderquoten jeweils individuell zu erhöhen. Sadad al-Husseini, ehemaliger Vizepräsident von Aramco, bezeichnete diese 2007 auf der Londoner „Öl- und Geld“ Konferenz als „spekulative Ressourcen“.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass alle in der Ölindustrie lügen und falsche oder gar keine Daten berichten, mit Ausnahme nur weniger Länder wie Großbritannien und Norwegen, die genaue Fördermengen und Reserven für jedes Ölfeld melden. Aufgrund dieser Datenprobleme ist es auch für Energieanalysten, geschweige denn für die breite Öffentlichkeit, schwierig, aktuelle und zukünftige Trends in der Branche zu verstehen.

Als „Peak Oil“ peakte

Das letzte Kapitel des Buches „Oil, Power and War“ trägt den Titel „Winter, Tomorrow?“ und beschreibt das Erreichen sowohl von Peak Oil (der Punkt, an dem die Rate der Weltölförde-

rung ihr Maximum erreicht und zu sinken beginnt) als auch die Fracking-Revolution. Wie bereits erwähnt, hat das US-Tight-Oil alles verändert. Auf jeden Fall hat der Erfolg von LTO dazu gedient, die Peak Oil Debatte zu torpedieren.

Als Colin Campbell und ich 1998 „The End of Cheap Oil“ schrieben, lag der Preis für Rohöl der Sorte West Texas Intermediate (WTI) bei 11 Dollar pro Barrel. Im Januar 1999 sank der Preis dann auf 8 \$ pro Barrel; zu diesem Zeitpunkt erschien der Titel unseres Artikels töricht. Im Jahr 2000 führte Colin den Begriff „Peak Oil“ ein und gründete mit Kjell Aleklett (Universität Uppsala) die Association for the Study of Peak Oil and Gas, kurz ASPO. Wir haben damit begonnen, ASPO-Konferenzen in Europa zu organisieren. Unterdessen erholte sich der Ölpreis. Mit dem Anstieg des Ölpreises stieg auch das Interesse an Peak Oil.

ASPO Conference	Oil Price (WTI, \$/barrel)
Uppsala 2002	22,50 \$
Paris 2003	27,50 \$
Berlin 2004	36,90 \$
Lissabon 2005	50,50 \$
Pisa 2006	59,60 \$
Cork 2007	66,60 \$

Auf der ASPO-Konferenz 2007 in Cork wurde beschlossen, die Einrichtung nationaler ASPO-Organisationen zu ermöglichen. Viele Länder gründeten bald gemeinnützige Organisationen, um die Ölverschwendung zu untersuchen, darunter Argentinien, Australien, Belgien, China, Frankreich, Deutschland, Irland, Israel, Italien, die Niederlande, Neuseeland, Portugal, Südafrika, Spanien, Schweden, die Schweiz und die USA (nur ASPO USA hatte einen festen Mitarbeiterstab).

Colin Campbell gab von Januar 2001 bis April 2009 insgesamt 100 monatliche ASPO-Newsletter heraus, in denen er in vielen über die Geologie, die historische Förderung und die Zukunftsaussichten der einzelnen Ölförderländer schrieb. Diese Länderprofile sind gesammelt wieder erschienen in seinem Buch „The Essence of Oil & Gas Depletion“.

Auf der Konferenz in Cork sagte der ehemalige US-Energieminister James Schlesinger: „Die Debatte über Peak Oil ist vorbei, die Vertreter von Peak Oil haben gewonnen“. Schlesinger wiederholte seine Botschaft im Oktober 2010 auf der ASPO USA-Konferenz in Washington D.C. und sagte dem Publikum: „Die Peak Oil Debatte ist vorbei“. Tatsächlich war die Debatte im Begriff, sich entschieden gegen uns Peakisten zu wenden.

Die letzten internationalen Konferenzen von ASPO fanden 2011 in Brüssel und 2012 in Wien statt. Im Jahr 2011 war die LTO-Förderung in den USA dank horizontaler Bohrungen und Hydrofracking auf über 1 Mb/d gestiegen. Im Jahr 2015 erreichten die US-LTO-Förderrate 4,7 Mb/d, sank aber aufgrund der niedrigen Ölpreise auf ein Tief von 4,1 Mb/d im Jahr 2016. Die Förderung liegt derzeit bei etwas über 6 Mb/d.

Kjell Aleklett von der Universität Uppsala ging 2017 in den Ruhestand. Zu diesem Zeitpunkt war ASPO in vielen Nationen, einschließlich der USA, inaktiv geworden. Heute ist nur noch ASPO Frankreich aktiv¹ und wächst sogar (mit drei Meetings pro Jahr und einer Webseite, die weiterhin neue Beiträge veröffentlicht). Es ist klar, dass ASPO (und die Peak-Oil-Debatte im Allgemeinen) um 2010 ihren Peak erreicht haben und die Aktivitäten seitdem rückläufig sind.

¹ Anmerkung von ASPO Deutschland: ASPO Deutschland ist ebenfalls noch aktiv!

2007, als der Begriff Peak Oil allgemein akzeptiert wurde und die Menschen anfangen, mit dem Einsparen von Öl zu reagieren, wurde das Sports Utility Vehicle (SUV) zu einem Objekt der sozialen Ächtung – zumindest in einigen Kreisen. Damals machten SUVs nur 8 Prozent des Pkw-Absatzes in China und 5 Prozent in Frankreich aus. Im Jahr 2017, als das Öl aufgrund der US-Frackingindustrie wieder als reichlich vorhanden galt, machten SUVs 42 Prozent der Verkäufe von Automobilen in China und 31 Prozent in Frankreich aus.

Jetzt argumentieren viele Energiekommentatoren, dass Öl reichlich vorhanden sei und dass jeder Rückgang der weltweiten Ölförderung als ein Peak der Nachfrage und nicht als ein geologisch bedingter Peak des Angebots interpretiert werden sollte. Diese Interpretation ignoriert jedoch die Tatsache, dass der Preis für jedes Geschäft, bei dem Öl verkauft wird, sowohl von Angebot als auch von Nachfrage abhängig ist und der Preis oft vertraulich ist. Kommentatoren sind auch verwirrt, weil Öl auch in Terminkontrakten verkauft wird, die mehrmals den Besitzer wechseln. Für mich ist die Geologie nach wie vor der Schlüssel, und die Debatte ob ein Peak der Nachfrage oder ein Peak des Angebots bestimmend sei, geht meist in die falsche Richtung.

Nur wenige Länder haben ihren Fördermaximum noch nicht erreicht, nämlich Brasilien, Kanada (mit seinen Ölsanden), Irak, Kasachstan, Malaysia, die VAE und Venezuela. In den Fällen von Saudi-Arabien und den USA könnte die Rohölförderung derzeit möglicherweise ihr Maximum erreichen. In den USA betrug im Jahr 2017 die Förderung von NGLs 40 Prozent der Rohölförderung, während sie im Jahr 2000 nur 33 Prozent und 1950 nur 9 Prozent betrug. Es ist daher wichtig festzustellen, ob mit „Öl“ Rohöl gemeint ist oder die Summe aus Erdöl und NGLs, da die Werte und Trends sehr unterschiedlich sind.

Um Öl fördern zu können, muss man es vorher gefunden haben – also ist die Erkundung das erste Kapitel der Geschichte. Die Neufunde von Öl sind seit den 1960er Jahren rückläufig. Die Entdeckungen 2017 waren die niedrigsten seit den 1940er Jahren. Schon allein aus diesem Grund ist die Ölindustrie langfristig in Schwierigkeiten.

US-Tight-Oil – der letzte Dominostein, der fällt?

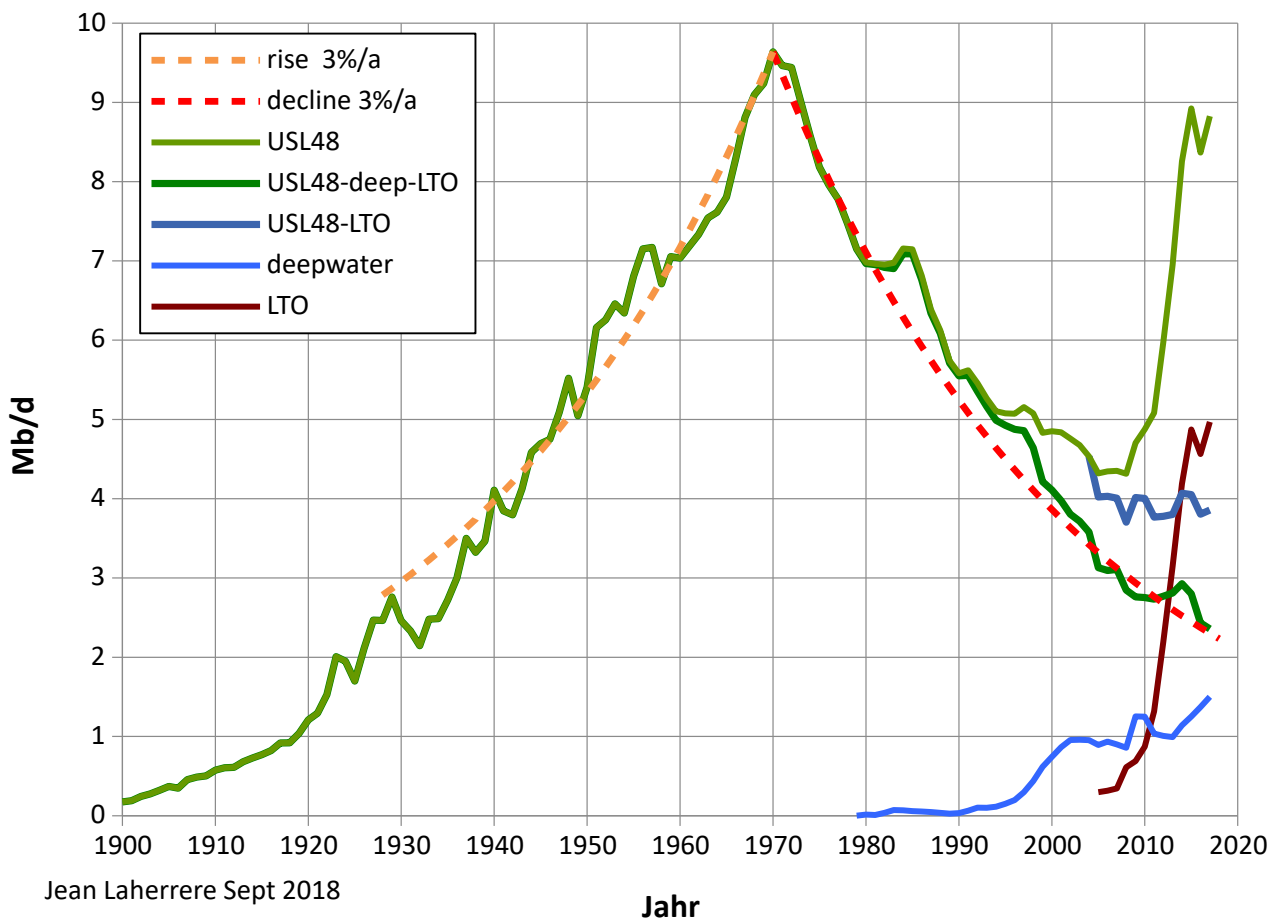
Die große Frage ist, wann die Förderung von LTO in den USA ihren Höhepunkt erreichen wird. In den USA wird die geologische Formation des Permian in Texas (Perm-Becken) wahrscheinlich die Wende bringen. Bis 2006 wurden in dieser Region bereits bis zu 32 Milliarden Barrel (Gb) konventionelles Öl gefördert; von 2007 bis 2017 wurden dann weitere 5,5 Gb konventionelles und unkonventionelles Öl gefördert. Von den LTO-Formationen im Land verzeichnet der Perm derzeit das höchste Wachstum der Förderrate und wird wahrscheinlich das letzte Gebiet sein, das seinen Peak erreicht.

2015 war die steigende LTO-Förderung weitgehend für einen Rückgang der globalen Ölpreise verantwortlich; bei niedrigeren Preisen war die LTO-Förderung unrentabel, und die Zahl der Bohrungen wurde zurückgefahren, was wiederum zu einem Rückgang der Förderung führte. Doch in dem Maße, wie sich die Ölpreise erholt haben, hat auch die Zahl der neuen Bohrungen und in Folge die Förderung wieder zugenommen.

Offizielle Prognosen der zukünftigen LTO-Förderung basieren auf der Annahme einer bestimmten Anzahl von Bohrungen multipliziert mit der geschätzten Gesamtförderung pro Bohrung, ohne dass sich jemand die Mühe gemacht hat, zu prüfen, ob genügend Fläche für so viele Bohrungen vorhanden ist. Die Vorkommen von LTO werden oft als eine gleichmäßige Ansammlung von Erdöl beschrieben, die eine ganze geologische Region abdecken, obwohl

tatsächlich nur in kleinen Bereichen der Region wirtschaftlich gefördert werden kann; diese Bereiche werden typischerweise als „Sweet Spots“ bezeichnet. In den Formationen von Bakken und Eagle Ford wurden die Sweet Spots fast vollständig mit Bohrungen erschlossen. Das Perm-Becken mit mehreren Teilbecken und vielen Lagerstätten ist bislang weniger mit Bohrungen erschlossen. Die Förderung im ersten Monat steigt, wenn die Unternehmen längere laterale Bohrsegmente bohren und mehr Sand injizieren (in einer Bohrung in Louisiana wurde die Rekordmenge von 22.000 Tonnen injiziert), um die Risse im Gestein offen zu halten. Allerdings scheint es, dass mit diesen technologischen „Verbesserungen“ die Gesamtförderung pro Bohrung abnehmen könnte und dass zusätzliche Bohrungen in kurzer Entfernung die Förderung aus den umliegenden Bohrungen verringern.

USL48 crude oil production from EIA



Reserveschätzungen für LTO, die nach dem gleichen Ansatz wie für konventionelles Öl vorgenommen werden, sind völlig unzuverlässig. Der beste Ansatz für die Vorhersage der zukünftigen Förderung ist die Hochrechnung der vergangenen Förderung (Hubbert-Linearisierung genannt). Für den Eagle Ford kann der Trend auf eine Gesamtförderung von 3 Gb hochgerechnet werden. Dies ist mehr als das Doppelte der für 2016 nachgewiesenen Reserven einschließlich der bisherigen kumulierten Förderung. Die Hochrechnung der vergangenen US-LTO-Förderung lässt mich vermuten, dass auch die LTO-Förderung bald ihren Peak erreichen und dann endgültig sinken wird, so dass die Förderrate bis 2040 vernachlässigbar sein wird. Diese Einschätzung steht zugegebenermaßen im Widerspruch zu dem, was einige andere Analysten sagen.

Ich bin noch pessimistischer hinsichtlich der LTO-Förderung außerhalb der USA. Im Juni 2013 veröffentlichte die EIA einen Bericht des Beratungsunternehmens ARI mit dem Titel „Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources¹“: Eine Bewertung von 137 Schieferformationen in 41 Ländern außerhalb der Vereinigten Staaten. Die Autoren schätzen, dass es 287 Milliarden Barrel globales Schieferöl „unbestätigter Ressourcen“ gibt, von denen 75 Gb in Russland, 58 Gb in den USA, 32 Gb in China, 27 Gb in Argentinien, 26 Gb in Libyen, 18 Gb in Australien, 13 Gb in Venezuela, 13,1 Gb in Mexiko, 4,7 Gb in Frankreich und 3,3 Gb in Polen zu finden sind.

Aus der Perspektive einiger Jahre später ist es offensichtlich, dass dieser Bericht hauptsächlich Wunschdenken war. Russland hat mit dem Bashenow das größte Schieferareal der Welt. In den 1960er Jahren ließ die Regierung dort drei unterirdische Atomexplosionen auslösen, um Öl aus dem festen Gestein zu befreien, in das es eingebettet ist; doch diese extreme Intervention blieb erfolglos: Das Reservoir wurde verglast, und das anschließend gewonnene Erdgas war radioaktiv. In jüngster Zeit hat Gazprom ein Fracking-Projekt für Bashenow gestartet, in der Hoffnung, im Jahr 2025 kommerziell Öl zu fördern. Man muss sich fragen: Warum dauert das so lange, wenn die Existenz des Öls schon seit Jahrzehnten bekannt ist? Es scheint, dass Gazprom die Sweet Spots (falls vorhanden) noch nicht gefunden hat!

Die Schieferölexploration in Polen war ein Misserfolg, und die Unternehmen zogen sich zurück. In Argentinien ist die Vaca Muerta hauptsächlich ein Schiefergasvorkommen. China hat in den heimischen Formationen Hunderte von Gasbohrungen durchgeführt, aber das Förderniveau liegt deutlich unter dem anvisierten Ziel (eine Billion Kubikfuß bis 2020). Dies gilt auch für Großbritannien, wo Cuadrilla zwei Schiefergasbohrungen durchgeführt, aber noch nicht gefrackt hat (Fracking ist inzwischen in Schottland, Wales und Nordirland verboten). Die Genehmigung für das Fracking der Cuadrilla-Bohrungen wurde schließlich am 24. Juli 2018 erteilt.

Das Hauptproblem bei LTO besteht weltweit darin, dass die USA nicht als Beispiel für den Rest der Welt dienen können. Dies liegt zum einen daran, dass die USA das einzige Land sind, in dem unterirdische Mineralrechte (einschließlich Öl) oft den Eigentümern des Landes gehören. Grundbesitzer erhalten somit einen enormen Bonus für den Abschluss eines Vertrages mit einem Ölunternehmen sowie Lizenzgebühren aus der Förderung. Das Bohren, Fracken und Fördern von LTO verursacht viele Beeinträchtigungen (einschließlich mehrerer hundert LKW-Fahrten für einen Fracking-Auftrag) sowie eine Verschmutzung der Umwelt. Grundbesitzer in den USA akzeptieren diese Beeinträchtigungen, aber im Rest der Welt haben Grundbesitzer nur die Nachteile und keinen finanziellen Ausgleich; deshalb ist die NIMBY-Reaktion (Not In My Backyard – Nicht in meinem Hinterhof) anderswo so stark. Viele Regionen, darunter Frankreich und sogar der US-Bundesstaat New York, haben das Fracking zur Förderung von Schieferöl und -gas verboten. Es scheint, dass die US-LTO-Förderung bald zurückgehen wird, währenddessen eine relevante Förderung von LTO mittels Fracking im Rest der Welt noch nicht begonnen hat – und vielleicht nie wirklich in Gang kommen wird.

Das Ende einer Ära

In der Zwischenzeit wurde der Peak der Ölförderung in immer mehr Ländern erreicht, und die Förderung beginnt zurückzugehen: Niederlande 1987, Australien 2000, Äquatorialguinea

¹ <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

2005, Aserbaidshan 2009, Mexiko 2013, Kanada 2014 (konventionell), Ecuador 2014, Algerien 2015, China 2015, Angola 2016, Indonesien 2016 und Oman 2016.

Nur die Förderung in Brasilien, die der Ölsande in Kanada, in Irak, Kasachstan, VAE und in Venezuelas Orinoko-Gürtel haben ihren Peak noch nicht erreicht. In vielen Ländern wird die Förderung mit einer jährlichen Rate von 5 Prozent zurückgehen, wie etwa in Algerien seit 2015, in Australien seit 2000 und in den Niederlanden seit 1987. Es ist wahrscheinlich, dass die weltweite Ölförderung in den kommenden Jahren zurückgehen wird (um rund 5 Prozent pro Jahr) und dass die Förderung von LTO stärker zurückgehen wird. Das wird ein Schock sein, denn dies steht im Widerspruch zu den offiziellen Prognosen, die eine steigende Ölförderung bis 2040 vorhersehen.

Die Natur ist komplex und das menschliche Verhalten ist irrational; nur die Vergangenheit erklärt die Zukunft. Matthieu Auzanneaus Buch „Oil, Power, and War – A Dark History“ (Öl, Macht und Krieg – eine düstere Geschichte) hilft uns, die Vergangenheit der Ölindustrie zu verstehen, was uns wiederum hilft, uns die Zukunft nicht nur des Erdöls, sondern auch der globalen Industriewirtschaft vorzustellen.

Jean Laherrère ist Explorationsgeologe und Geophysiker. Er ist Mitbegründer und aktives Mitglied der Association for the Study of Peak Oil and Gas, ist Präsident von ASPO France und trägt weiterhin detaillierte Analysen und Prognosen zur Zukunft der weltweiten Energieerzeugung bei.

Dieser Artikel wurde in der **Peak Oil Review vom 26. November 2018** veröffentlicht, herausgegeben von Tom Whipple und Steve Andrews].