

BERG- oder TALFAHRT?

Pessimisten meinen, dass die Erdölförderung ihren Zenit überschritten hätte und die Reserven nur noch wenige Jahrzehnte reichten. Doch immer bessere Prospektions- und Fördertechnologien geben Anlass zur Hoffnung, der Gipfel sei noch nicht erreicht.

In Kürze

- Einige Experten warnen, die weltweiten Erdölreserven seien **in wenigen Jahrzehnten aufgebraucht**. Ihre Prognosen basieren auf Abschätzungen zu nachgewiesenen und mit heutiger Technik wirtschaftlich auszubehutenden Vorkommen.
- Derzeit werden aber nur durchschnittlich 35 Prozent des Rohöls einer Lagerstätte gewonnen. **Neue Techniken** könnten diesen Anteil auf 50 Prozent erhöhen.
- Zwei Drittel der in Frage kommenden geologischen Formationen wurden bislang noch gar nicht untersucht. Dank **besserer Explorationsmethoden** könnten also noch weitere Vorkommen entdeckt werden.
- **Erdöl aus Teersanden** und anderen »unkonventionellen« Lagerstätten zu gewinnen, ist ebenfalls eine Option für die Zukunft.

Von Leonardo Maugeri

Auf einem 36 Quadratkilometer großen Erdölfeld in Kaliforniens Central Valley heben und senken über 8000 Gestängetiefpumpen unablässig ihre Kolben, Pipelines durchkreuzen das Gelände am Kern River. Als diese Lagerstätte 1899 entdeckt wurde, prognostizierten Experten eine Ausbeute von lediglich zehn Prozent, denn das dort vorkommende Rohöl war sehr zähflüssig und mit den verfügbaren Techniken schwer zu fördern. 1942 summierte sich die gesamte Fördermenge auf immerhin 278 Millionen Barrel (ein Barrel – zu Deutsch Fass – entspricht 159 Litern), aber nur 54 Millionen Barrel seien noch zu gewinnen. Doch die pessimistischen Schätzungen erwiesen sich als falsch – der kalifornische Staat schätzt die verbliebenen Reserven nunmehr auf 627 Millionen Fass (als Reserve bezeichnen Experten die mit aktuellen Verfahren förderbare Menge eines Energierohstoffs).

Die wundersame Ölvermehrung hat einen einfachen Grund: Alle Abschätzungen beruhen auf dem jeweiligen Stand der Fördertechnik, aber die hat sich weiterentwickelt. Chevron konnte die Produktivität des Kern-River-Ölfelds in den 1960er Jahren dank einer neuen Technologie, der Dampfinjektion, deutlich steigern (siehe Kasten S. 95). Später taten neuartige Explorations- und Bohrtechniken das ihre, um diese einst als so schwierig einge-



CORBIS / SAN FRANCISCO CHRONICLE / LANCE IVESEN



RISKANTER ROHSTOFF

Erdöl bietet noch immer eine Zukunft, so ist im nebenstehenden Artikel zu lesen. Gleichzeitig beweist die Ölkatastrophe im Golf von Mexiko, dass die konventionelle Energieversorgung Risiken für die Umwelt birgt. Wo liegt die Grenze, bis zu der wir sie belasten dürfen? Diskutieren Sie mit unter: www.spektrum.de/artikel/1030787

INFO I

1899



geschätzte förderbare Reserven

1942

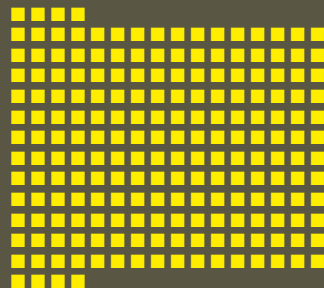


bis dahin gefördert Volumen



Schätzung der noch verbleibenden förderbaren Reserve

2007



bis dahin gefördert Volumen



Schätzung der noch verbleibenden förderbaren Reserve

Jedes Quadrat entspricht 10 Millionen Barrel.

stufte Lagerstätte in ein wahres Füllhorn zu verwandeln. Mit Dampfinjektionen wollen auch die Konzerne Royal Dutch Shell und Exxon einem Erdölfeld nahe dem holländischen Städtchen Schoonebeek zu Leibe rücken. Es war 1996 unrentabel und deshalb stillgelegt worden, ab Ende dieses Jahres bis 2030 soll es nun 120 Millionen Barrel des Schwarzen Goldes liefern.

Gemäß der Lehrmeinung folgt die Ausbeute eines Erdölvorkommens einem glockenförmigen Verlauf. Ist es zur Hälfte gefördert, erreicht die nach dem Geologen M. King Hubbert benannte Kurve ihren Scheitelpunkt; von da an sollte es immer teurer werden, den Rest zu fördern. Die Hubbert-Kurve gelte aber auch für die Gesamtheit aller Erdölfelder weltweit. Viele Analysten sagen nun schon seit Jahren voraus, dass die globale Ölproduktion in den nächsten Jahren ihren Zenit erreichen und dann rückläufig sein wird. Das ist keine gute Nachricht, denn selbst wenn die Nutzung fossiler Brennstoffe Umwelt und Erdklima gefährden: Alternative Energieträger kön-

nen in puncto Kosten, Vielseitigkeit sowie Transport- und Speicherfähigkeit noch nicht konkurrieren. Erdöl ist nach wie vor weltweit mit einem Anteil von etwa 35 Prozent am Primärenergieverbrauch der wichtigste Energieträger und damit zumindest für eine Übergangszeit unverzichtbar. Zudem wird ein zwar kleiner, aber unverzichtbarer Anteil der geförderten Menge in der chemischen Industrie beispielsweise zu Kunststoffen verarbeitet.

Vor zwei Jahren lag der Verbrauch weltweit noch bei jährlich 30 Milliarden Fass. Die Finanzkrise hat ihn zwar sinken lassen, er dürfte in naher Zukunft aber das alte Niveau wieder erreichen. Blicke er dann konstant, reichten die derzeit nachgewiesenen Ölreserven unseres Planeten von 1,1 bis 1,3 Billionen Barrel noch etwa 40 Jahre lang. Doch nicht nur Kern River hat alle Erwartungen übertroffen. Eingedenk insbesondere der Fortschritte in der Fördertechnik und bei der Auffindung neuer Lagerstätten, aber auch des Potenzials unkonventioneller Vorkommen wie der Ölschiefer bin ich davon überzeugt, dass wir den Gipfel der

Wie viel Erdöl aus einem Reservoir gewonnen werden kann, lässt sich oft nur schwer vorhersagen. Beispielsweise hat das Gesamtfördervolumen (in der Grafik gelb) des Kern-River-Ölfelds in Kalifornien (Fotos unten und vorherige Seite) immer wieder alle Prognosen (in der Grafik rot) übertroffen. Der Energie-Spezialist Morris Adelman konstatierte 1995, es seien nicht 54, sondern 736 Millionen Barrel aus der Tiefe gepumpt worden, und Fachleute gingen damals von verbleibenden 970 Millionen Barrel aus. Doch auch diese Prognose erwies sich als zu konservativ. Im November 2007 erklärte der Betreiber, der US-amerikanische Ölkonzern Chevron, dass die gesamte Ausbeute die Zwei-Milliarden-Marke erreicht habe. Heute liefert das Ölfeld immer noch 80 000 Barrel pro Tag, der kalifornische Staat schätzt die verbliebenen Reserven nunmehr auf 627 Millionen Fass.





Hubbert-Kurve erst in einigen Jahrzehnten überschreiten und die nutzbaren Vorkommen frühestens in einem Jahrhundert erschöpft sein werden.

Denn alle Zahlen basieren auf Schätzungen jener Mengen, die sich aus heute bekannten Ölvorkommen mit heute üblicher Technik unter den heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit Gewinn fördern lassen. Schrumpfen aber beispielsweise die Vorräte, ziehen die Verkaufspreise an; dann müssten auch manche Vorkommen, deren Ausbeutung heute noch zu teuer ist, zu den nachgewiesenen Reserven gezählt werden. Vor allem aber werden mit der derzeitigen Technik im Durchschnitt nur 35 Prozent des in den Lagerstätten gespeicherten Öls gewonnen, rund zwei Drittel der Vorkommen warten noch im Gestein – eine immense Ressource (als Res-

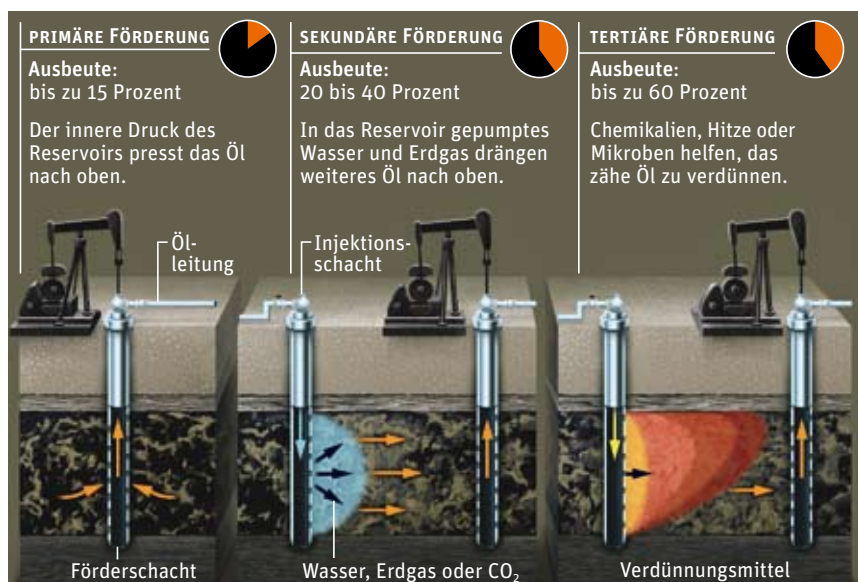
source bezeichnen Experten die Mengen eines Energierohstoffs, die geologisch nachgewiesen sind, jedoch zum Zeitpunkt der Prognose nicht wirtschaftlich zu fördern wären, sowie die nicht nachgewiesenen, aber aus geologischen Gründen zu erwartenden Vorkommen in einem Gebiet). Dass sie in Debatten nur selten erwähnt wird, liegt schlicht daran, dass dieser Schatz derzeit noch gar nicht oder nicht mit vertretbarem Aufwand zu heben ist.

Der kostbare Rohstoff entstand über Äonen hinweg. Es begann mit großen Ablagerungen von Vegetation und toten Mikroorganismen auf den Böden vorzeitlicher Seen. Sie zerfielen und wurden allmählich unter Gesteinsschichten begraben. Hohe Temperaturen und Drücke verwandelten die organischen Substanzen im Lauf von Jahrmillionen in Erdöl und -gas. Entgegen landläufiger Vorstellung

Erdöl findet sich im Sedimentgestein (schwarz) der Kontinente und Kontinentalsockel. Bislang wurde nur ein Drittel dieser Flächen mit modernen Explorationstechniken untersucht. Die lange Tradition der USA in diesem Geschäft zeigt sich auch an der großen Zahl der Probebohrungen in Nordamerika.

DIE DREI STADIEN DER ÖLFÖRDERUNG

Etwa 10 bis 15 Prozent des in einem Reservoir enthaltenen Öls sprudeln nach dem Anbohren spontan an die Oberfläche (primäre Ölförderung). Lässt der Druck im Reservoir nach, pumpt man Wasser und Erdgas in die Tiefe, um ihn so wieder aufzubauen (sekundäre Förderung). Auf diese Weise steigt die Ausbeute auf 20 bis 40 Prozent. Das restliche Öl ist entweder in kleinen Gesteinshohlräumen gefangen – und somit überhaupt nicht förderbar – oder zu zäh, um zum Förderschacht zu fließen. Mit modernster Technologie (siehe »Info I« auf der linken Seite) lässt es sich dünnflüssiger machen und die Gesamtausbeute auf gut 60 Prozent erhöhen (tertiäre Förderung).





Erdöllagerstätten sind keine unterirdischen Seen, sondern Schichten von ölgetränktem porösem Gestein. Dieser fünf Zentimeter lange Bohrkern stammt von einem Offshore-Ölfeld nahe Sizilien, in dem die Förderung mit gängiger Technologie noch zu teuer ist. Was wie eine Färbung des Karbonatgesteins aussieht, ist das in Rissen enthaltene Schwarze Gold.

füllt das Schwarze Gold aber keine Kavernen, sondern ist in Poren und mikroskopischen Rissen des Gesteins gespeichert.

Wird ein solches Reservoir angebohrt, reagiert es wie eine frisch entkorkte Sektflasche: Der Druck im Reservoir lässt das Erdöl an die Oberfläche schießen (zusammen mit Steinen, Schlamm und anderem Schutt). Das hält so lange an, bis der Druck nachlässt – gewöhnlich mehrere Jahre. Mit dieser primären Förderung lassen sich etwa 10 bis 15 Prozent des Vorkommens ausbeuten. Rund ein Drittel der noch verbliebenen Menge ist »immobiles Öl«: Tropfen, die von Kapillarkräften in Gesteinsporen festgehalten werden. Einem weiteren Drittel versperren Gesteine geringer Durchlässigkeit den Weg zum Förderschacht.

Bohrschächte in L-Form

Um den verbliebenen Anteil zu gewinnen, pumpt man Erdgas und Wasser in die Tiefe; man spricht von sekundärer Förderung. Der wieder ansteigende Druck presst das Öl durch das Gestein zum Schacht. Da es zudem leichter ist als Wasser, steigt es darin auf. Primäre und sekundäre Förderung zusammen bringen die Förderrate heutzutage auf 20 bis 40 Prozent des Potenzials.

Eine der bislang wichtigsten technischen Weiterentwicklungen ist das Horizontalbohren (Spektrum der Wissenschaft 7/1994, S. 52). Denn Förderschächte mit L-förmigem Verlauf erschließen sonst unerreichbare Be-

reiche eines Reservoirs. Dieses erstmals in den 1980er Jahren angewandte Bohrverfahren eignet sich insbesondere für solche Lagerstätten, die Öl und Erdgas in dünnen horizontalen Schichten speichern.

Nur ein Drittel der Sedimentbecken unseres Planeten – jene geologischen Formationen also, die Öl enthalten können – wurde bislang mit moderner Explorationstechnik untersucht (siehe Karte S. 95). Wie viele Lagerstätten mag es geben, von denen wir noch keine Ahnung haben? Heute haben Geophysiker Mittel und Wege, hoch aufgelöste 3-D-Bilder potenzieller Lagerstätten zu gewinnen. Eines der wichtigsten Verfahren wertet Aufnahmen von seismischen Wellen aus, die durch Explosionen, den Aufprall tonnenschwerer Gewichte oder riesige Vibratoren erzeugt, an den Grenzen zwischen verschiedenen Gesteinsschichten reflektiert und mit einem Netz von Geophonen aufgezeichnet wurden. Anhand seismischer Profile lassen sich potenziell ertragreiche Bohrstellen aufspüren. Selbst mehr als 5000 Meter dicke Salzsichten unter dem Meeresgrund sind kein Problem mehr, auch wenn sie seismische Wellen verzerren – ausgefeilte Computeranalysen gewähren dennoch den Blick in die Tiefe.

Da zudem das Bauen fern der Küsten (so genannte Offshore-Technik) ebenfalls Fortschritte gemacht hat, konnte die Branche neue Vorkommen unterhalb der Ozeanböden erschließen. In den 1970er Jahren, als die Ölbohrungen in der Nordsee begannen, galten

TERTIÄRE FÖRDERTECHNIKEN – UNKONVENTIONELLE WAFFEN

Sofern die primäre und die sekundäre Förderung

abgeschlossen sind, vermögen aggressivere Methoden – einige davon noch im Experimentierstadium –, das verbliebene Öl dünnflüssiger zu machen, so dass es zum Förderschacht fließen kann. Da sie kostspielig sind, rentiert sich ihr Einsatz aber erst, wenn Erdöl hinreichend teuer verkauft werden kann.



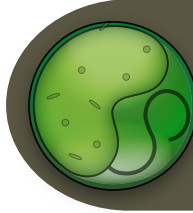
VERBRENNUNG

Wenn man einen Teil des Öls im Reservoir verbrennt (eine technische Luftzufuhr vorausgesetzt), erhöht sich die Ausbeute aus drei Gründen: Erstens macht die Hitze des Feuers den Rohstoff dünnflüssiger. Zweitens erzeugt die Verbrennung Kohlendioxid, das den Druck in der Lagerstätte erhöht. Drittens brechen größere und schwerere Ölmoleküle durch die Energiezufuhr auf, und kleinere sind beweglicher.



CHEMISCHE VERFAHREN

Grenzflächenaktive Substanzen lösen das Öl vom Gestein und verbessern die Fließfähigkeit, indem Schichten davon Ölmoleküle umschließen und Tröpfchen bilden (auf ähnliche Weise entfernt Seife ölige Stoffe beim Händewaschen). Eine Variante besteht darin, Chemikalien in die Lagerstätte zu pumpen, welche mit Bestandteilen des Erdöls zu den gewünschten grenzflächenaktiven Substanzen reagieren.



BIOLOGISCHE VERFAHREN

Die Injektion von Bakterien (inklusive Nährstoffen und mitunter Sauerstoff) wurde experimentell erprobt. Die Einzeller wachsen in der Übergangszone zwischen Öl und Gestein und helfen, diese freizusetzen. Nach einigen Tagen lässt sich die Förderung wieder aufnehmen. In Zukunft könnten gentechnisch veränderte Mikroorganismen zudem die zähflüssigsten Bestandteile des Rohöls zersetzen und es auf diese Weise verdünnen.



»Auch mit tertiären Verfahren lässt sich eine Lagerstätte nicht vollständig entölen«

Verfügt die Welt über schier unerschöpfliche Ressourcen an Erdöl oder hat die Förderung bereits den Höchststand überschritten? »Spektrum der Wissenschaft« sprach mit dem Geologen Hilmar Rempel von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover.

Spektrum der Wissenschaft: In den vergangenen Jahren schoss der Erdölpreis oft rasant in die Höhe, bis zum Höchstkurs von 147 Dollar pro Barrel im Juli 2008, fiel im Zuge der Wirtschaftskrise ins Bodenlose und lag im vergangenen April schon wieder bei 85 Dollar pro Barrel. Macht sich da bereits die Angst vor der Verknappung bemerkbar?

Hilmar Rempel: Nein, gegenwärtig reicht das Angebot aus, um die Nachfrage zu decken. Bedingt durch die Wirtschaftskrise haben wir eher ein Überangebot an Erdöl. Die Schwankungen beim Ölpreis sind wohl spekulationsbedingt. Das ist ein sehr volatiler Markt, und kleine Veränderungen im Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht lassen den Preis heftig schwanken.

Spektrum: Leonardo Maugeri, Ökonom beim italienischen Ölkonzern Eni, glaubt, dass die Versorgung mit Erdöl bis zum Ende des Jahrhunderts gewährleistet ist. Wie sieht das die BGR?

Rempel: Wir gehören nicht zu denen, die davon überzeugt sind, dass die Welt bereits den »Peak Oil« überschritten hat und die Produktion nun immer weiter zurückgeht. Aber diese Prognose erscheint doch allzu optimistisch. Nach Auswertung aller verfügbaren Daten erwarten wir bei günstigen Bedingungen Engpässe ab etwa 2030, sofern der Bedarf bis dahin nur moderat steigt.

Spektrum: Wie kommen so unterschiedliche Einschätzungen überhaupt zu Stande? Maugeri spricht beispielsweise davon, dass durch neue Techniken die Lagerstätten wesentlich besser ausgebeutet werden könnten.

Rempel: Wir haben diese Verfahren der tertiären Förderung durchaus berücksichtigt. Derzeit kommen sie nur bei wenigen Prozent der Lagerstätten zum Einsatz, und zwar vor allem, weil sie sehr teuer sind. Ab einem entsprechend hohen Erdölpreis könnten sie sich rechnen, wobei dann aber auch die Energiekosten für die Erdölproduzenten selbst steigen. Überdies haben diese Verfahren ihre Grenzen. Wenn beispielsweise heißer Dampf in die Tiefe geschickt wird, um zähes Öl flüssiger zu machen und im Gestein Risse und Klüfte zu öffnen, so dass es zum Bohrloch fließen kann, dann hat eine solche Maßnahme eine begrenzte Reichweite. Danach ist wieder Schluss. Auch mit tertiären Verfahren lässt sich eine Lagerstätte also nicht vollständig entölen. Diese Techniken eignen sich aber gut für nichtkonventionelle Vorkommen.

Spektrum: Maugeri sieht im nichtkonventionellen Erdöl ein Riesopotenzial, das in den Prognosen kaum berücksichtigt würde.

Rempel: Das ist nicht ganz richtig, denn zwischen konventionellem Erdöl, das die Basis der Prognosen bildet, und nichtkonventionellem wird nicht einheitlich unterschieden. Mal führt das zu günstigeren Prognosen, mal zu pessimistischeren. Kanada etwa rechnet seine Ölsande teilweise in die Angaben zu den gesicherten Reserven mit ein, und vermutlich stecken auch in den Zahlen mancher OPEC-Länder Vorkommen, die andere nichtkonventionell nennen würden. Und dann gibt es Bewertungen, die Offshore-Lagerstätten von konventionellem Erdöl in Wassertiefen größer 500 Meter als nichtkonventionell bezeichnen.

Spektrum: Warum gibt es keine einheitliche Nomenklatur?

Rempel: Der Erdölmarkt besticht nicht gerade durch Transparenz. Die Hälfte der 50 größten Unternehmen befindet sich mehrheitlich oder vollständig in staatlicher Hand, andere sind multinationale Konzerne. Aber inzwischen signalisieren immer mehr Akteure ein Interesse an verlässlichen, vergleichbaren Zahlen. Die BGR arbeitet eng mit der Internationalen Energieagentur zusammen.

Spektrum: Wie sieht die BGR-Definition von konventionellem Erdöl aus?

Rempel: Konventionelles Erdöl ist das relativ einfach und kostengünstig zu gewinnende Erdöl. Es zeichnet sich dadurch aus, dass es eine geringe Dichte von weniger als einem Gramm pro Kubikzentimeter besitzt und unter atmosphärischen Bedingungen fließfähig ist. Andere Experten betrachten es unter rein wirtschaftlichen Aspekten: Konventionell wäre demnach alles, was sich wirtschaftlich fördern lässt. Ölsande beispielsweise gehören unseres Erachtens klar zu den nichtkonventionellen Erdölen. In Kanada, wo es die größten Vorkommen gibt, werden sie bereits mit Gewinn abgebaut.

Spektrum: Wo sehen Sie das Problem einer solchen Definition?

Rempel: Sie erschwert die Vergleichbarkeit der Lagerstätten, nicht zuletzt mit Bezug auf frühere Schätzungen. Zudem finden Energieaufwand und Umweltbelastung der Förderung zu wenig Berücksichtigung. Betrachten Sie etwa die Ölsande. Auch wenn der hohe Preis pro Barrel die Förderung und Verarbeitung rentabel macht, bleibt dieser Rohstoff doch sehr problematisch. Gewinnt man ihn im Tagebau, gehen große Flächen verloren. Den Bitumen vom Sand zu lösen und ihn dann zu einem Leichtöl aufzubrechen, kostet Wasser und viel Energie. Insgesamt wird deshalb in dieser Prozesskette im Vergleich zur konventionellen Erdölgewinnung dreimal so viel Kohlendioxid freigesetzt. Noch schlimmer wird es beim Ölschiefer, einem Gestein mit einem hohen Anteil an organischem Material, das aber noch nicht alle geologischen Prozesse durchlaufen hat. Hier muss man bei der Verarbeitung durch Erhitzen des geförderten Gesteins sozusagen ein paar Millionen Jahre Entwicklung nachahmen.

Spektrum: Könnte sich das trotzdem eines Tages rechnen? Wie groß wären dann die Erdölressourcen?

Rempel: Die meisten Kosten fallen bislang nicht beim Betrieb, sondern durch Exploration, Erkundung und Erschließung an. Das wird sich bei nichtkonventionellen Erdölen ändern, da müssen die Unternehmen mit erheblichen Folgekosten rechnen. Investitionen lohnen sich also erst, wenn der Marktpreis absehbar dauerhaft auf hohem Niveau liegt. Alle nichtkonventionellen Vorkommen zusammengekommen wäre das noch verbleibende Potenzial wohl dem von konventionellem Erdöl vergleichbar – aber eben auch mit den beschriebenen Problemen behaftet. Da Deutschland weitgehend auf Importe angewiesen ist, hat die BGR der Bundesregierung deshalb empfohlen, die Suche nach Alternativen wie die Nutzung regenerativer Energiequellen stärker voranzutreiben.

100 bis 200 Meter Wassertiefe und weitere 1000 Meter Bohrlochtiefe noch als Herausforderung. In den letzten Jahren gelang es jedoch, ultratiefe Felder anzuzapfen, die unter einer 3000 Meter hohen Wassersäule und 6000 Meter Fels und Salz begraben sind.

Zudem arbeiten Ingenieure an Verfahren, um die Ausbeute zu erhöhen. Das primäre Ziel ist stets, das nach der Primärförderung

verbliebene Öl dünnflüssiger, also beweglicher zu machen. Das Ölfeld am Kern River verdankte der ältesten dieser Techniken Anfang der 1960er Jahre seine Wiederbelebung: der Injektion von heißem Dampf. Eine Variante dieser Förderung wurde in Alberta bei Teersanden eingesetzt, die zu tief liegen, um sie im Tagebau zu gewinnen.

Ein anderes bereits in der Praxis getestetes thermisches Verfahren basiert darauf, einen Teil der Kohlenwasserstoffe im Reservoir zu verbrennen. Dabei entstehendes Kohlendioxid (CO_2) löst sich teilweise im Öl und macht es damit dünnflüssiger, zudem erhöht das Gas den Druck im Reservoir. Obendrein bricht das Feuer größere und schwerere Ölmoleküle in kleinere, beweglichere auf. Um die Verbrennung aufrechtzuerhalten, muss Luft in den Bohrschacht nachgeliefert werden. Über die Luftzufuhr lässt sich die Menge des brennenden Öls regulieren, auch um Schadstoffemissionen vorzubeugen.

Verbreiteter ist die Methode, Gase wie CO_2 oder Stickstoff mit hohem Druck in die Tiefe zu pumpen und so den Druck innerhalb des Reservoirs aufrechtzuerhalten oder erneut zu erreichen. Sie können sich auch mit dem Öl vermischen, was wieder dessen Viskosität senkt und die Adhäsionskräfte des Gesteins verringert. In den USA wird seit den 1970er Jahren CO_2 aus den Emissionen von Vulkanen oder Kraftwerken gewonnen und bei der Ölförderung eingesetzt. Derzeit kommt das Verfahren bei rund 100 laufenden Projekten zum Einsatz, die benötigten Pipelines haben eine Gesamtlänge von 2500 Kilometern.

Das so erworbene Knowhow hat im Übrigen neue Wege gewiesen, Kohlendioxidemissionen aus den Abgasen von Verbrennungskraftwerken zu isolieren und unterirdisch zu speichern. Das erste kommerzielle Projekt dieser Art läuft seit 1996 vor der Küste Norwegens im Sleipner-Ölfeld. Darin werden jährlich eine Million Tonnen CO_2 gespeichert. Das scheint kaum der Rede wert angesichts der schätzungsweise 50 Milliarden Tonnen an Treibhausgasen, die durch menschliche Aktivität pro Jahr in die Atmosphäre gelangen. Die Anlage liefert aber zumindest einen Machbarkeitsbeweis für diese Technologie.

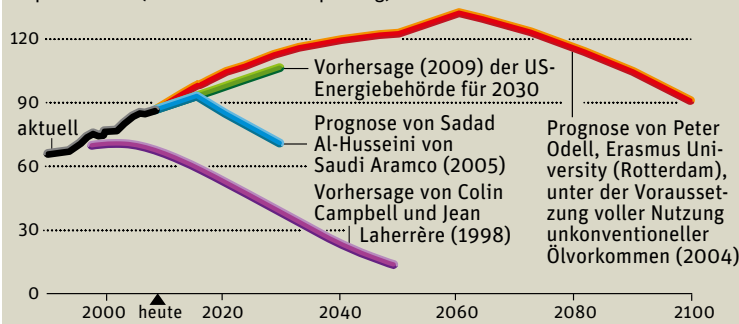
Paradoxerweise besteht ein Hauptproblem der CO_2 -gestützten Ölförderung in der Knappheit des Gases. Es aus Abgasen zu extrahieren, ist nicht billig und wird geradezu sündhaft teuer, wenn Industrieanlagen als Quelle dienen sollen. Ein Problem ist auch der Transport in die oft entlegenen Regionen der Ölfelder. Eine Alternative bieten deshalb Chemikalien, die sich mit den im Gestein gefangenen Tröpfchen vermischen und sie umschließen,

VARIANTEN DER HUBBERT-KURVE

Vorhersagen der zukünftigen weltweiten Ölproduktion variieren in einem weiten Bereich. Einige Analysten nutzen ein von dem Geologen M. King Hubbert entworfenes Modell, das einen glockenförmigen Verlauf der Förderkurve annimmt. Ihren höchsten Punkt hätte die Kurve bereits 2002 (violett) erreicht oder wird ihn nach neueren Prognosen um 2015 (blau) überschreiten; danach fällt sie unerbittlich. Optimistischere Vorhersagen wie die der amerikanischen Regierung (grün) berücksichtigen zu erwartende Entdeckungen neuer Ölfelder sowie Verbesserungen in der Fördertechnik. Würden zudem unkonventionelle Ölvorkommen wie in Teersanden und Ölschiefer vollständig genutzt, könnte die Kurve noch weitere 50 Jahre ansteigen (rot).

WIE VIEL ÖL GIBT ES NOCH?

Ölproduktion (in Millionen Barrel pro Tag)



INFO II

Die gesamte Kohlendioxidbilanz beim Verbrennen von einem Liter Kraftstoff hängt von sehr vielen Faktoren ab – unter anderem davon, wie das Rohmaterial gewonnen und verarbeitet wird. Die Verflüssigung zähen Rohöls durch Dampf-injektion erfordert zusätzlichen Energieaufwand (der mit zusätzlichen CO_2 -Emissionen einhergeht), ebenso die Gewinnung von Öl aus Teersanden. Die Verflüssigung von Kohle zu Diesel hat die ungünstigste CO_2 -Bilanz.

CO_2 -Emission (Kilogramm CO_2 pro Liter Benzin oder äquivalenter Mengen anderer Kraftstoffe)

2,74
Öl aus der primären Förderung (Alaska)

3,22
durch Dampf-injektion gefördertes Öl (Kern-River-Ölfeld)

3,38
Teersand-Förderung mit Dampf-injektion

6,12
Diesel aus Kohleverflüssigung

2,73
Ethanol aus Mais

1,58
Ökodiesel aus Sojabohnen

JEN CHRISTENSEN, NACH:
(ROTE KURVE): PETER R. ODELL, "WHY CARBON FUELS WILL DOMINATE THE 21ST CENTURY'S GLOBAL ENERGY ECONOMY", MULTI-SCIENCE PUBLISHING, 2004;
(GRÜNE KURVE): US DEPARTMENT OF ENERGY, REPORT DOE/EIA-0484, 2009;
(BLAUE KURVE): SADAD AL-HUSSEINI, BASED ON 2005 INTERVIEW WITH ASPO-USA;
(LILA KURVE): ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS (ASPO) NEWSLETTER, COMPILED BY COLIN J. CAMPBELL, NO. 90, JUNE 2008

JEN CHRISTENSEN, NACH:
1. ANDREAS SCHUTZ ET AL., "TRANSPORTATION IN A CLIMATE-CONSTRAINED WORLD", MIT PRESS, 2009;
2. JEFF ROSENFIELD, JENNIFER PONT UND KAREN LAW, "COMPARISON OF NORTH AMERICAN AND IMPORTED CRUDE OIL LIFE CYCLE GHG EMISSIONS", TIAA LLC REPORT, JULY 6, 2009;
3. JASON HILL, ERIK NELSON, DAVID TILMAN, STEPHEN POLASKY UND DOUGLAS TITFANY, "ENVIRONMENTAL, ECONOMIC AND ENERGETIC COSTS AND BENEFITS OF BIODIESEL AND ETHANOL BIOFUELS", PNAS, VOL. 103, NO. 30, JULY 25, 2006

so wie Seifenmoleküle Fettpartikel einhüllen und damit abwaschbar machen. Das erfolgreichste dieser Verfahren hat auf Wasser den umgekehrten Effekt: Es wird zähflüssig und kann dadurch Öl noch effektiver zum Förder-schacht pressen. Im chinesischen Daqing-Öl-feld soll diese Methode die Fördermenge seit Mitte der 1990er Jahre um zehn Prozent ge-steigert haben. Mitunter lässt sich der Chemi-kalieneinsatz reduzieren: Eine spezielle Lö-sung, in das Reservoir gepumpt, reagiert mit Bestandteilen des Öls zu den gewünschten seifenähnlichen Substanzen.

In den Kinderschuhen steckt noch der Ein-satz von Mikroben. Versuche dazu laufen in den USA, China und anderen Ländern. Dabei pumpen Ingenieure große Mengen spezieller Mikroorganismen in die Lagerstätte, außer-dem Nährstoffe und gegebenenfalls Sauerstoff. Die Organismen siedeln sich im Übergangsbe-reich zwischen Öl und Gestein an, was wiede-rum hilft, den Rohstoff abzulösen und zum Schacht fließen zu lassen. Gentechnische Mo-difikationen könnten die Effizienz verbessern.

Abschied vom *easy oil*

Keine dieser neuen Technologien ist beson-ders preisgünstig. Einige jedoch (vor allem CO₂-gestützte Verfahren, sofern eine leicht nutzbare Gasquelle in der Nähe ist) rechnen sich bereits dann, wenn der Rohölpreis ober-halb von 30 Dollar pro Barrel bleibt. Die meisten aber werden erst bei Preisen ab rund 50 Dollar pro Barrel wirtschaftlich.

In einem haben Pessimisten wohl Recht: Die Ära des *easy oil* – des leicht gewinnbaren Öls – neigt sich dem Ende zu, wohl auch, weil es das erste war, das entdeckt und geför-dert wurde (siehe Interview S. 97). Viele der größten und produktivsten Öllager der Welt nähern sich dem Punkt, da traditionelle För-dertechniken nicht mehr effektiv sind. Dazu gehören Reservoirs in den Ländern am Per-sischen Golf sowie in Mexiko, Venezuela und Russland, wo die Ölförderung in den 1930er, 1940er und 1950er Jahren begann. Damit diese Felder auch in Zukunft das Schwarze Gold liefern können, bedarf es der beschrie-benen neuen Verfahren.

Dabei darf man nicht vergessen, dass auch das *easy oil* zum Zeitpunkt seiner Entdeckung technische Entwicklungen notwendig machte. Ich glaube, das »schwierige Öl« von heute wird das einfache von morgen sein – dank zu-nehmend höherem Wissensstand. Tatsächlich wird sich aber eines ändern: In der bisherigen Geschichte meiner Branche war Erdöl immer überreichlich vorhanden und der Preis daher zu niedrig, um kostspielige Innovationen zu rechtfertigen. Die Entwicklung neuer Tech-



CORBIS / DALLAS MORNING NEWS / LARA SOLT

niken dauerte deshalb sehr lange. Beispiels-weise wurde das Horizontalbohren schon in den 1930er Jahren erstmals getestet, fand aber erst in den 1980ern weite Verbreitung. Doch nun beginnt eine neue Ära.

Allerdings hat sich die politische Landschaft verändert: Während in den 1970er Jahren Öl-konzerne rund 80 Prozent der globalen Reser-ven kontrollierten, stehen heute mehr als 90 Prozent der weltweiten Produktion unter der direkten Kontrolle nationaler Firmen, mithin der Förderstaaten selbst. Solange Unsicherheit über den zukünftigen Ölbedarf herrscht, zö-gern einige dieser Länder, in moderne Förder-und Explorationstechnologie zu investieren – zumal solche Mittel aus sozialen und ökonomischen Entwicklungsprogrammen abgezogen werden müssten.

Dennoch wage ich eine Prognose: Bis 2030 werden mehr als die Hälfte der bekannten Vorkommen auch erschlossen sein. Außerdem wird deren Anzahl bis dahin deutlich wach-sen, des Weiteren wird ein größerer Teil der unkonventionellen Lagerstätten genutzt wer-den. Nicht einmal die optimistischen USGS-Statistiken berücksichtigen ultraschwere Öle, Teersande sowie Öl- und Asphalt-schiefer. Solche Vorkommen lassen sich nicht mit den heute gängigen Techniken ausbeuten, könnten aber zusammen mindestens noch einmal so viel Öl enthalten wie die herkömmlichen La-gerstätten, was die Gesamtmenge der Reser-ven auf schätzungsweise 4500 bis 5000 Milli-arden Barrel erhöhen würde.

Dennoch werden wir bis 2030 weitere 650 bis 700 Milliarden Barrel unserer Reserven ver-braucht haben – insgesamt sind dann 1600 Milliarden des Gesamtbestands von 4500 bis 5000 Milliarden Barrel verbrannt. Der größte Teil aber steht noch zur Verfügung und sollte die Bedürfnisse der Menschheit bis zum Ende des 21. Jahrhunderts decken können. Das wirkliche Problem besteht nicht darin, dass wir den Scheitelpunkt der Hubbert-Kurve über-schritten hätten, sondern in der Frage, wie wir das verbliebene Erdöl nutzen, ohne es zu ver-schwenden und ohne die Umwelt und das Kli-ma unseres Planeten weiter zu schädigen. <

Teersande sind unkonventionelle Erdöllagerstätten mit weiter Verbreitung. Ihre Förderung ist jedoch energieaufwändig; zudem entstehen große Mengen belasteter Abwässer.



Der Ökonom **Leonardo Maugeri** ist Vizepräsident der Strategieabtei-lung des italienischen Ölkonzerns Eni. Er lehrt als Gastdozent am Massachusetts Institute of Techno-logy (MIT) in Boston und gehört zum Energieberater-Stab des Instituts.

Mabro, R. (Hg.): Oil in the Twenty-First Century: Issues, Challenges, and Opportunities. Oxford Universi-ty Press, Oxford 2006.

Maugeri, L.: The Age of Oil: The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource. Praeger Publishers, Santa Barbara (Kalifornien) 2006.

Morgan, W. A. et al.: Petroleum Provinces of the Twenty-First Century. American Association of Petroleum Geologists, 2002.

Weblinks zu diesem Thema finden Sie unter www.spektrum.de/artikel/1030088.