

Ölgräberstimmung

ENERGIE | Gerade noch schien das Ende des Ölzeitalters nah. Doch nun machen neue Fördertechniken riesige, bislang unerreichbare Reserven zugänglich – und der steigende Ölpreis ihren Abbau rentabel. Eine Expedition zu den Ölscheichs von morgen.

Am Arsch der Welt ist Stau. Auf dem Highway 23, zwei Kilometer vor Watford City, stehen Hunderte Trucks, Pickups und Kleinwagen. Nichts geht mehr. Wie so oft in letzter Zeit.

Es ist nur ein paar Jahre her, da war Watford City ein verschlafenes Nest mit 1400 Einwohnern im US-Bundesstaat North Dakota – mitten in der Prarie. Heute ist Watford die am schnellsten wachsende Stadt der USA. Rund 6000 Menschen leben hier, 2020 sollen es 15 000 sein, schätzt Doug Bolken von der örtlichen Gemeindeverwaltung. Vom Fenster seines Büros blickt er auf die Autoschlange und sagt fast entschuldigend: „Freiwillig kommt niemand hierher.“

Grund für den Ansturm auf Watford City ist Öl. Seit 2004 fördern Unternehmen in North Dakota den Rohstoff aus Schiefergestein, das hier etwa zwei Kilometer unter der Erde liegt. Diese Ölvorkommen, die vor einigen Jahren noch unerreichbar schienen, haben North Dakota 13 Prozent Wirtschaftswachstum und Vollbeschäftigung beschert – und jede Menge Probleme.

Nicht nur, dass die engen Straßen in Orten wie Watford nie gebaut waren für solch endlose Truck-Kolonnen, die Arbeiter und Werkzeug auf die Ölfelder karren. Apartments kosten plötzlich 3000 Dollar im Monat – „fast wie in New York“, sagt Bolken. Und das ist nicht das einzige Großstadtproblem, das sie nun auch in Watford City kennen: Auf einmal prügeln sich in den beschaulichen Örtchen abends Betrunkene vor den Kneipen und kurven anschließend besoffen mit ihren SUVs über die kaputten Straßen.

Da war es nur eine Frage der Zeit, bis die Ölarbeiter auch ein weiteres Gewerbe anzie-

hen: Per Nachtzug reisen Scharen von Prostituierten aus dem 1000 Kilometer entfernten Minneapolis in das Öl-Eldorado. Entspannt hat sich die Lage trotzdem nicht.

Das kann so nicht weitergehen, findet Stadtplaner Bolken. Er sieht nur noch einen Ausweg: eine bessere, nun ja, Work-Life-Balance der Männer vor Ort. 190 Millionen Dollar will er in Straßen, Schulen und Krankenhäuser stecken, um seine Stadt für die Familien der Ölarbeiter attraktiver zu machen, die bislang über die USA verstreut leben. Geregelteres Familienleben, hofft Bolken, werde Watford ruhigere Nächte bescheren.

Aber eigentlich dürfte es diesen neuen Ölboom, die hohen Mieten und die reisenden Prostituierten gar nicht geben. Jedenfalls wenn Marion King Hubbert Recht gehabt hätte. Hubbert war nach dem Zweiten Weltkrieg Mitarbeiter bei dem Ölkonzern Shell und später bei der US-Geologiebehörde. Aus Hunderten Daten von Ölfeldern berech-

nete er, dass die Ölförderung in den USA bis etwa 1970 steigen und dann sinken werde. Die Idee von Peak Oil, dem Höhepunkt der Ölförderung, war geboren.

Ist Watford der Beweis, dass Hubbert irrte? War Peak Oil ein Rechenfehler? Das Öl ist den USA bislang jedenfalls nicht ausgegangen. Im Gegenteil: Dank des neuen Booms ist das Land auf dem Sprung, Saudi-Arabien und Russland als weltgrößter Ölproduzent abzulösen: 2015 soll es so weit sein.

Die Idee vom Höhepunkt der Ölförderung hat sich damit trotzdem nicht erledigt. Erst vor wenigen Tagen bestätigte die Internationale Energieagentur (IEA) in einem Report, dass sich weltweit die aktiven Ölfelder leeren. In zehn Jahren werde sich ihre Produktion mehr als halbiert haben.

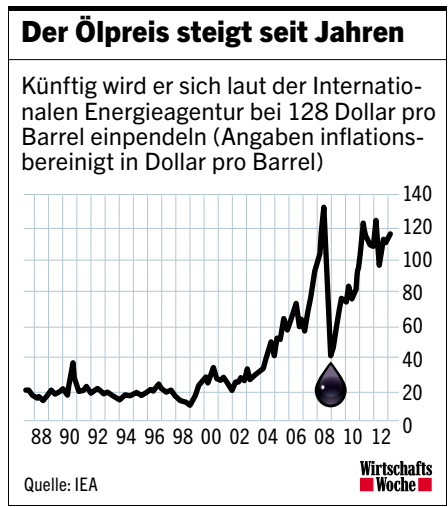
BOHREN WIE AM FLIESSBAND

Zwar gibt es theoretisch genug Öl im Boden: Die bekannten Reserven betragen je nach Kalkulation 2800 bis 3400 Milliarden Barrel (siehe Grafik Seite 76). Beim heutigen Verbrauch könnte das noch rund 100 Jahre reichen. Doch ein Großteil lässt sich bislang nicht fördern.

Die Ölindustrie hofft daher auf den technischen Fortschritt, der dafür sorgt, dass ein immer größerer Teil dieser sogenannten unkonventionellen Reserven erreichbar wird: wie das Öl aus Schieferstein in North Dakota, die Reservoire tief im Meer, die Teersande in Kanada oder die exotischen Stoffe wie Kerogen – ein schwarzes Gestein, das noch gar nicht richtig zu Öl geworden ist.

Aber wie viel davon lässt sich in den nächsten Jahrzehnten wirklich abbauen?

Am Anfang des Ölbooms in Watford City stand eine schier aussichtslose Mission. >>





Boomende Einöde Das Schieferöl hat dem Örtchen Watford City im US-Bundesstaat North Dakota Wachstum, Tausende Arbeitsplätze und endlose Staus (oben) beschert. Weil es zu wenig Wohnungen gibt, werden die Arbeiter in Wellblechhütten (unten) untergebracht



» Im Herbst 2004 schickte das New Yorker Ölunternehmen Hess den Ingenieur Wayne Biberdorf mit einer kühnen Aufgabe nach North Dakota. Er sollte das erste Mal eine als Bakken bekannte Schieferformation horizontal anbohren. Das hatte in der Region bis dahin niemand wirklich versucht.

Über die Prärie fegten erste Blizzards, als Biberdorf 2004 seine Arbeit in einem beheizten Container auf dem Bohrfeld bei Watford City begann. Zwölf Stunden am Tag trieb er den Bohrer in die Erde – gesteuert von einem elektronischen Kontrollpult. Dann löste ihn ein Kollege ab. Nach drei Monaten hatten sie den Bohrer in die Waagerechte gelenkt und Hunderte Meter horizontal gebohrt. Dann lieferten Trucks Millionen Liter Wasser, das die Ingenieure mit Sand und Chemikalien vermischt in den Boden pumpeten.

35 000 NEUE ÖLBRUNNEN

In dem gut handbreiten Bohrloch, zwei Kilometer tief im Schiefer, wurde der Druck so hoch, dass er Hunderte Meter lange Spalten ins Gestein riss. Aus denen sickerte das zuvor im Boden gefangene Erdöl in das Bohrloch. Zum ersten Mal kamen mit dieser als Fracking bezeichneten Methode in North Dakota größere Mengen des Rohstoffs aus dem Boden. So flüssig wie Cola war das Öl.

Biberdorf freut sich noch heute über den Erfolg. „Damals hätte niemand geglaubt, dass das Verfahren hier funktioniert“, sagt der Ingenieur, der in Jeans und Karohemd auf seiner Veranda in einem kleinen Häuschen in der Kreisstadt Williston nördlich von Watford City sitzt. Biberdorf ist inzwischen pensioniert, beobachtet aber immer noch, welch irren Boom er mit seiner Kunstfertigkeit und den vielen durchgearbeiteten Nächten ausgelöst hat.

Denn seither hat ein enormer technischer Fortschritt stattgefunden. Bohrungen, die früher 90 Tage dauerten, schaffen die Inge-

Technischer Fortschritt macht immer neue Ölquellen zugänglich



niere heute in nicht mal einem Drittel der Zeit. Dann schließen Arbeiter die Leitungen zu den Öltanks an, während ihre Kollegen schon mit Trucks den zerlegten Bohrturm auf das nächste Feld bringen. „Das geht heute wie am Fließband“, sagt Biberdorf.

Knapp 6000 Bohrbrunnen haben Unternehmen seit 2005 auf diese Weise in North Dakota eröffnet. Jeder kostet bis zu zehn Millionen Dollar. Das Problem: Die Förderraten der gefrackten Felder brechen schon nach einem Jahr um bis zu 70 Prozent ein. Um den Schieferölboom am Laufen zu halten, wollen die Unternehmen weitere Brunnen bohren; mindestens 35 000 bis 2030.

Dafür haben Geologen Tausende Bohrkern und Daten seismischer Untersuchungen analysiert, um genaue Karten der Schieferölvorkommen zu erstellen. Als Biberdorf sich 2004 durch den Stein wühlte, war er „noch blind wie ein Maulwurf“, sagt er.

Zugleich steigern die Ingenieure die Effizienz der Bohrungen: Sie bohren nicht mehr ein Loch – sondern bis zu acht Brunnen nebeneinander. Statt in einem Zug fracken sie die Felder in bis zu 30 Schritten. Das erhöht den Druck, verstärkt die Risse im Schiefergestein und lässt mehr Öl fließen. Statt einem Prozent des Öls im Gestein holen sie schon bis zu sieben Prozent aus dem Boden.

Und die Technik entwickelt sich immer weiter. Im nächsten Frühjahr wollen For-

scher der Universität von North Dakota erstmals Kohlendioxid in ein gefracktes Ölfeld pumpen. Eine chemische Reaktion soll dann noch mehr von dem schwarzen Rohstoff aus dem Schiefer lösen. Die Förderraten werden also weiter steigen: Künftig könnten Unternehmen bis zu 15 Prozent des Schieferöls aus dem Boden holen, schätzt die lokale Geologiebehörde. Verglichen mit heute, wäre das doppelt so viel.

Ein zentrales Argument der Peak-Oil-Vertreter war stets, dass die Menge der förderbaren Ressourcen begrenzt sei. Genau das aber scheint der Schieferölboom in North Dakota und in anderen US-Bundesstaaten wie Texas und Kalifornien nun zu widerlegen. Denn er zeigt, wie technischer Fortschritt und hohe Ölpreise immer neue Reserven zugänglich machen: So kostet es zwischen 35 und 70 Dollar, ein Barrel Öl in North Dakota aus dem Boden zu holen. Vor zehn Jahren wäre das ein Verlustgeschäft gewesen (siehe Grafik Seite 74). Beim Ölpreis von aktuell rund 110 Dollar aber bringt die Förderung gigantische Gewinne.

Genauso verhält es sich mit den Teersanden in Kanada, die allein schon in der Lage wären, die abnehmenden Förderraten aus konventionellen Feldern für viele Jahre auszugleichen. Ebenso könnte der hohe Ölpreis demnächst große Schwerölvorkommen in Venezuelas rohstoffreicher Orinoco-Region rentabel machen.

Und nun stellt sich heraus: Auch China, Russland und Argentinien besitzen laut einer Studie des US-Thinktanks IHS Global Insight mehr als 250 Milliarden Fass Schieferöl, das sich künftig rentabel fördern lässt. Ein gigantischer Schatz.

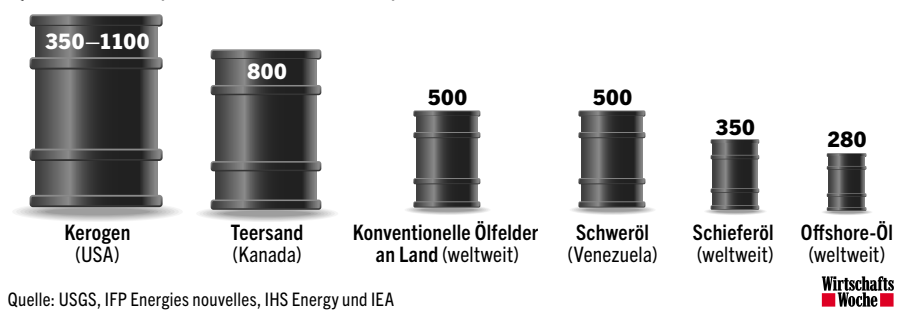
DIE SORGEN DER ÖLKONZERNE

Doch so groß die Euphorie sein mag, so groß sind die Probleme auf traditionellen Feldern. Viele Unternehmen kämpfen mit dem Rückgang ihrer Förderquoten: vor allem Ölmultis wie ExxonMobil, Shell und BP (siehe Seite 80). Diese Supermajors genannten Konzerne waren lange Innovationstreiber. Doch unter den größten Förderern in North Dakota findet sich keiner der Giganten. Sie suchen ihre Zukunft lieber in schwer zugänglichen Ölfeldern unter dem Meer.

So bekam kürzlich ein Konsortium aus Shell, Total und staatlichen Unternehmen aus China und Brasilien den Zuschlag für eines der kompliziertesten Ölprojekte der Gegenwart: Sie wollen ein als Campo de Libra bekanntes Ölfeld mehr als 200 Kilometer vor der Küste des brasilianischen Bundesstaates Rio de Janeiro ausbeuten.

Die Lückenfüller

Die Förderraten aus aktiven Ölfeldern nehmen ab. Diese Lücke müssen neue Quellen füllen (in Milliarden Barrel Öl)





Morgens bilden sich in North Dakotas Ölstädten Schlangen vor den **Tagelöhner-Büros** (1), Gas ist in den USA so billig, dass es auf den Ölfeldern als **Abfallstoff** verbrannt wird (2), einige Konzerne suchen ihr Heil in riskanten **Offshore-Projekten** im Kaspischen Meer (3)

Dort liegen die größten in den vergangenen Jahren entdeckten Ölfelder. Das Problem: Sie lagern bis zu sieben Kilometer unter der Wasseroberfläche, und sie sind von einer mehr als 1000 Meter dicken Salzschiefer bedeckt. Um diese Kruste zu durchbrechen, müssen die Unternehmen neue Bohrer entwickeln, die höhere Temperaturen und Drücke aushalten. Frackingverfahren, wie sie derzeit schon in North Dakota funktionieren, könnten anschließend helfen, das Öl zu fördern. Doch trotz aller Innovationen bringt der Rohstoffboom auf dem Meer die Technik an ihre Grenzen.

Wie aufwendig es ist, Offshore-Ölvorkommen zu erschließen, zeigt das Feld Kaschagan vor Kasachstan im Kaspischen Meer. Seit Forscher das Öl 2000 aufspürten, haben Unternehmen wie ExxonMobil, Shell, Total und Eni knapp 50 Milliarden Dollar investiert, um dort künftig fördern zu können. Doch immer wieder behinderten Pannen die Arbeit. Erst vor wenigen Tagen zerfraß Schwefelwasserstoff, der mit dem Öl an die Oberfläche tritt, eine Pipeline. Nun liegt das Prestigeprojekt erneut für Monate auf Eis.

Irgendwann aber soll Kaschagan 1,5 Millionen Fass Öl pro Tag an die Oberfläche spülen, so viel wie Campo de Libra in Brasi- ➤

FORSCHUNG

Doping für Ölfelder

Schon nach wenigen Jahren nehmen die Förderraten von Ölquellen ab. Doch neue Techniken helfen, ein Vielfaches an aus dem Boden zu holen.

Wer den deutschen Ingenieur Konrad Weeber in seinem Labor drei Autostunden nördlich von New York besucht, wähnt sich in der großen Garage eines exzentrischen Bastlers. Überall liegen Kabel verstreut, Dutzende von Computern stehen auf Pulten. Und dort, wo der Strom gefährlich werden könnte, ist der Raum mit Maschendraht abgetrennt. Zusammen mit Kollegen in Deutschland entwickelt der Ingenieur hier Technologien für den Abbau von Öl und Gas für den Technikriesen General Electric (GE). Weebers Ziel: das Leben von Ölprojekten auf hoher See verlängern. Denn die Unternehmen haben ein Problem: Nach einigen Jahren sinken die Förderraten drastisch. Wie bei Autoreifen, in die man einen Nagel sticht, nimmt auch in Ölfeldern der Druck mit der Zeit ab.

Bei Ölfeldern an Land bohren die Ölunternehmen dann meist weitere Löcher in das Feld und pressen Wasser oder Gas hinein, um den Druck künstlich zu erhöhen. Genau das soll auch Weebers Entwicklung ermöglichen. So sollen künftig statt 20 Prozent des Öls bis zu drei Mal so viel nach oben gelangen. Weeber entwickelt eine Art Pumpkraftwerk – groß wie ein Einfamilienhaus –, das Roboter am Meeresboden installieren.

ÖLFÖRDERUNG MIT PILZBRÜHE

Betrieben werden die Pumpen mit Strom, der über 100 Kilometer lange Leitungen vom Festland zum Bohrloch geleitet wird. „Allein die Technik dafür kostet rund 100 Millionen Dollar“, sagt der Deutsche. Er will den Preis für die Energieübertragung, unter anderem durch Materialeinsparung bei den Kabeln, künftig um bis zu ein Drittel reduzieren.

Aber nicht nur im Meer wollen Ingenieure und Unternehmen die Förderraten

steigern. Seit einigen Jahren pressen sie an Land auch Kohlendioxid oder Dampf in den Untergrund. Das macht das Öl dünnflüssiger. Da alle konventionellen Ölorkommen in porösem Gestein lagern, kommt es dann leichter an die Oberfläche. Auch Mikroorganismen können für diesen Dienst ins Erdreich geschickt werden. Sie zerkleinern die Bestandteile des Öls – und verbessern auch damit die Fließeigenschaften des zähen Rohstoffs.

An einem Öldoping auf Ökobasis arbeitet das deutsche Mineralölunternehmen Wintershall. Zusammen mit der Konzern-



Ausgepumpt? Ölkonzerne suchen radikal neue Techniken, um ihre Felder auszubeuten

mutter, dem Chemieriesen BASF, testen die Forscher in einem norddeutschen Ölfeld bei Diepholz einen Stoff, den sie mit einem chemischen Verfahren einer Baupilzart entziehen, dem Gemeinen Spaltblättling. Der Stoff, ein sogenanntes Biopolymer, wird genutzt, um Wasser anzudicken. Pumpen pressen die Pilzbrühe anschließend in das Ölfeld. Je dicker das Wasser, desto besser kann es das Öl aus seinem Reservoir schieben. Angeblich ist das sogar umweltfreundlich.

Mit all diesen Maßnahmen erhöhen die Unternehmen die Ausbeute der Felder auf insgesamt 60 Prozent. Der Rest des Öls aber bleibt im Boden gefangen.

Dem US-Unternehmen Novas Energy aus Texas genügt auch das noch nicht. Es schießt mit einer zehn Meter langen Elektronenkanone, die ins Bohrloch abgelassen wird, elektromagnetische Impulse in das Ölfeld. Das soll die letzten Rohstoffreste lösen. Derzeit wird die Technik bei mehr als einem Dutzend Ölfeldern in den USA getestet. Erste Resultate lassen vermuten, dass damit noch einmal 25 Prozent mehr Öl gefördert werden könnte – was die weltweite Förderung drastisch steigern könnte.

» lien. Eine solche Menge sollen bald auch die mehr als 40 000 Ölbrunnen in North Dakota produzieren. Die Hoffnungen sind groß: Schon 2015 könnten zehn Prozent der Ölförderung aus den Tiefen der Ozeane kommen.

Doch das birgt enorme Risiken, wie die Havarie der Ölplattform Deepwater Horizon 2010 im Golf von Mexiko belegt. Ein Defekt in der Mechanik reichte – und 800 Millionen Liter Öl flossen ins Meer. Das zeigt: Weil Unternehmen und Ingenieure die Grenzen der Ölförderung immer weiter verschieben, nehmen sie auch immer höhere Risiken und Gefahren für die Umwelt in Kauf.

Aber lohnt sich das Risiko? Verzögern die Ölbrunnen in der US-Prärie und die eisernen Giganten auf hoher See nicht nur das Unvermeidliche: dass der Bedarf an Öl einer wachsenden Wirtschaft und von weltweit künftig neun Milliarden Menschen das Angebot zwangsläufig übersteigen wird?

SPARSAME INDUSTRIESTAATEN

Manche Experten glauben inzwischen sogar, dass das Gegenteil der Fall ist. Möglicherweise erlischt der Durst der Menschheit nach Öl, noch bevor ihr der Rohstoff selbst ausgeht. Diese Idee wird derzeit als Theorie des „Peak Demand“ diskutiert, dem Höhepunkt der Ölnachfrage. Überraschenderweise gehören zu den Vertretern der Theorie selbst Analysten großer Energiekonzerne.

Erst im Frühjahr errechneten Angestellte von Shell, dass der weltweite Ölverbrauch im Verkehrssektor nach 2035 sinken wird. Dann, so die Prognose, leben rund zwei Milliarden mehr Menschen in Städten als heute. Die aber fahren weniger Auto, legen kürzere Strecken zurück und nutzen öfter Bus und Bahn. Shell schätzt, dass Städter jährlich 2000 Kilometer weniger Auto fahren als ihre Mitbürger auf dem Land. Das – und der Einsatz von Erdgas- und Elektrofahrzeugen – senke die Nachfrage nach Öl erheblich.

Und tatsächlich sinkt der Öldurst in Industrienationen seit Jahren. Deutschland verbraucht heute rund 20 Prozent weniger Benzin, Diesel und Heizöl als vor 15 Jahren – trotz einer weiter wachsenden Wirtschaft.

Aber auch in den Schwellenländern gibt es Anzeichen für eine Abkehr vom Öl.

Wegen der katastrophalen Luft in Peking hat etwa Chinas Regierung kürzlich beschlossen, dass bald jedes zweite Auto in der Stadt ab 2017 zumindest teilweise elektrisch fahren muss. Auch in anderen chinesischen Megastädten gelten solche Regeln.

Und noch ein Trend könnte Peak Demand beschleunigen: Will die Staatengemeinschaft das Klima schützen und die Erderwär-

mung auf zwei Grad begrenzen, müsste der Ölverbrauch bis 2035 um 15 Prozent sinken. Elektroantriebe in Autos, Bioplastik, weniger Dünger auf den Äckern und Erdgas für Personenzüge, Trucks und Schiffe könnten den Ölverbrauch senken.

Was aber passiert, wenn der Durst nach dem schwarzen Energieträger trotz aller Effizienzgewinne und trotz der Warnungen vor einem zerstörerischen Klimawandel in den nächsten Jahrzehnten weiter wächst?

Zwar können laut der Internationalen Energieagentur Ölersatzstoffe aus der Erdgasförderung – zusammen mit den Vorkommen in Schiefer, Teersanden und im Meer – den Rückgang der Förderung aus konventionellen Feldern bis nach 2035 mehr als ausgleichen.

Sollte die Ölproduktion aber auch danach weiter wachsen, müssen die Forscher gänzlich unkonventionelle Wege gehen: Genau das versucht derzeit eine Handvoll Unternehmen am Fuße der Rocky Mountains in den USA. Sie haben es auf den sogenannten Ölschiefer abgesehen – schwarzes Gestein, das brennt, wenn man ein Feuerzeug daneben entzündet. Der Schiefer enthält einen Stoff namens Kerogen, der zu Urzeiten aus



Wie fördert man Öl, das keines ist? Unternehmen versuchen am Fuße des Grand Canyon, Energie aus Ölschiefer zu gewinnen



Pflanzenresten und Plankton entstanden ist. Tief im Gestein wird er unter Druck nach Millionen von Jahren zu Öl. Doch nicht überall ist dieser Prozess schon abgeschlossen. Die größten Reserven dieses Möchtegern-Öls lagern in einer geologischen Formation unter den US-Bundesstaaten Colorado, Utah und Wyoming. Würde es gelingen, dieses Kerogen abzubauen, entstünde hier das größte Ölfeld der Welt. Experten

schätzen sein Potenzial auf rund eine Billion Fass. Sogar Saudi-Arabien sähe dagegen aus wie ein Junior-Player: Das Land verfügt nur über ein Viertel der Reserven.

Wie aber fördert man Öl, das keines ist? Einer, der nach Antworten sucht, ist Roger Day. Der 63-jährige Ingenieur ist schlaksig, fast zwei Meter groß, trägt Jeans und einen weißen Helm. Day arbeitet für American Shale Oil (Amso), ein Unternehmen, an dem unter anderem der französische Ölmulti Total beteiligt ist.

Day und seine zwölf Mitarbeiter haben mitten in Colorados steinigem Hinterland eine Testanlage aufgebaut: Zahlreiche Container mit Laboren und Computern stehen hier und zwei Bohrtürme, über denen US-Flaggen wehen. Ansonsten gibt es in 80 Kilometer Umkreis nur Geröll und geduckte Kiefern.

ÖL AUS DEM BODEN KOCHEN

Wie das Kerogen nach oben kommen soll, weiß Day schon: Er will es aus dem Stein herauskochen. In rund 650 Meter Tiefe sollen Dutzende Rohre auf einer Fläche von mindestens zweieinhalb Quadratkilometern eine Art riesige Fußbodenheizung bilden. »



Warum nur die Krawatte lockern, wenn die ganze Reise entspannt sein kann?

Denken Sie um, steigen Sie ein.

Mit der neuen Germanwings erreichen Sie alle wichtigen Businessziele in ganz Europa – mit bis zu 11 Abflügen täglich. Profitieren Sie auf Ihren Geschäftsreisen von Vorteilen wie Umbuchung bis 30 Minuten vor Abflug, Status- und Prämienmilen, Mobile Services und vielen weiteren Leistungen. Fliegen Sie mit unserem SMART-Tarif, der Snack und Getränk, Gepäckstück und Wunschsitzeplatz beinhaltet. Oder buchen Sie den BEST-Tarif mit Extras wie Sitzplatz in den vorderen Reihen, freiem Nebensitz, Loungezugang, Priority Check-In und Priority Boarding, Catering à la carte u. v. m.

Lufthansa Group
BEST-Tarif nur auf ausgewählten Strecken.

germanwings

INTERVIEW Leonardo Maugeri

»In der Falle«

Der Harvard-Energieexperte warnt, dass große Ölkonzerne durch strategische Fehler und neue Konkurrenten in Schwierigkeiten geraten werden.

Herr Maugeri, wenn Sie Manager bei einem Ölkonzern wären, was würde Ihnen derzeit mehr Sorgen machen: schwindende Ölreserven oder strengere Klimagesetze?

Keines von beiden. Ich hätte Angst vor sinkenden Ölpreisen. Denn der hohe Ölpreis garantiert derzeit hohe Umsätze. Sie verdecken aber die gravierenden Fehler, die ExxonMobil, Shell, BP und die anderen in den vergangenen Jahren gemacht haben. Schon 2014 könnten die Ölpreise einbrechen, weil die Produktionskapazitäten viel höher sind als die Nachfrage.

Mit dieser Meinung stehen Sie ziemlich allein da. Der Aktienkurs von ExxonMobil steigt seit Jahren. Gerade erst hat sich Starinvestor Warren Buffett für drei Milliarden Dollar bei dem Unternehmen eingekauft.

Ich hätte das an seiner Stelle nicht gemacht. Die Förderraten der Ölkonzerne sinken kontinuierlich, und sie produzieren vermehrt den falschen Rohstoff, nämlich Erdgas. Die Förderung ist teuer, und die Gewinnmargen sind im Gegensatz zum Öl winzig.

Erdgas wird aber von vielen Experten als klimafreundliche Energiequelle der Zukunft gepriesen. Klingt nach einer guten Strategie.

Es ist aber keine Strategie, sondern Zwang. Die Unternehmen finden immer weniger Öl, weil sie mittlerweile nur noch fünf Prozent der weltweiten Vorkommen kontrollieren. Im Jahr 2000 waren es noch sieben Prozent. Der große Rest gehört staatlichen oder halbstaatlichen Gesellschaften wie Rosneft, Petrobras oder Saudi Aramco. Die Felder, die Shell und die anderen neu entdecken, enthalten vornehmlich Erdgas. Wenn der Ölpreis einbricht, stirbt die Cashcow der Unternehmen. Und ganz ehrlich: Ich kenne keinen CEO im Ölgeschäft, der sich für den Klimawandel interessiert. **Und weniger Umsatz beim Öl bedeutet, dass die Unternehmen noch weniger neue Vorkommen finden?**



DER ÖLPROPHET

Maugeri, 49, war zwischen 2000 und 2011 Vizechef der Strategieabteilung des italienischen Ölriesen Eni. Heute lehrt der Ökonom an der Kennedy School der US-Eliteuniversität Harvard. Seine Studien erregen regelmäßig internationale Aufmerksamkeit.

Ja, es würde noch komplizierter. Ein großes Ölunternehmen gibt im Durchschnitt pro Jahr rund 15 Milliarden Euro für die Suche nach neuen Rohstoffquellen aus. Das ist selbst für die Großen viel Geld. Fehler werden da ziemlich teuer. Ein Beispiel: Shell fand vor einigen Jahren vor Indien ein Ölfeld. Die Geologen des Unternehmens sagten aber, es sei zu klein, um es wirtschaftlich auszubeuten. Shell hat es daraufhin für wenig Geld an ein kleines englisches Unternehmen verkauft – das Feld stellte sich dann als großer Fund heraus. Solche Fehleinschätzungen gab es zuhauf in den vergangenen Jahren.

Wo haben die Ölunternehmen noch Fehler gemacht?

Sie haben in der Vergangenheit zu viel auf die Unternehmensberater gehört, die sagten, sie müssten Kosten senken und Personal abbauen. Das hat zu einem Verlust von Talenten in den Unternehmen geführt. Außerdem haben sie inzwischen viele technische Aufgaben an andere Unternehmen ausgelagert. Dadurch haben sie ihre Technologieführerschaft eingebüßt.

Und das zeigt sich wo?

Den Schieferölboom zum Beispiel haben die Großen völlig verschlafen. Vor ein paar Jahren machte man in den Vorstandsetagen noch Witze über Gas und Öl aus Schiefergestein. Da fehlten die strategische Vision und das Know-how. **Dafür dominieren auf Ölfeldern heute Technik- und Serviceunternehmen wie Halliburton oder Schlumberger.**

Richtig. Es ist eine dramatische Machtverschiebung, die derzeit im Ölgeschäft stattfindet. Das hat aber auch damit zu tun, dass die Ölmultis immer weniger Geld für Forschung und Entwicklung ausgeben. Serviceunternehmen oder kleine spezialisierte Ölförderer haben dadurch inzwischen mehr Expertise. Die Folge: Staatliche Ölgesellschaften in Russland oder Saudi-Arabien müssen sich Wissen nicht mehr unbedingt von den Supermajors einkaufen.

Dennoch fehlt keines der großen Ölunternehmen bei komplizierten Offshore-Projekten auf der See.

Ein Lob ist das nicht. Offshore-Projekte sind riskant und kapitalintensiv. Sich billigere Vorkommen wie das Schieferöl zu erschließen haben die großen Unternehmen verpasst.

Wenn der Ölpreis tatsächlich einbricht und damit die Gewinne, was können die Unternehmen dann tun?

Erst mal sollten sie ihre unrentablen Investitionen in Erdgas zurückfahren. **Reicht das?**

Sicher nicht, denn die Goliaths sitzen in einer Falle aus zu hohen Kosten und abnehmenden Ölreserven. Das Einzige, was ihnen bleibt, ist sehr viel Kapital. Sie werden versuchen, kleinere spezialisierte Unternehmen zu übernehmen. Das muss aber im richtigen Moment passieren. ExxonMobil zum Beispiel hat 2009 das Schiefergasunternehmen XTO für 41 Milliarden Dollar gekauft. Im Jahr darauf brachen die Erdgaspreise ein.

Wäre es ein Ausweg für die Supermajors, mehr Geld in erneuerbare Energien zu investieren?

Vielleicht, aber die Top-Manager ignorieren dieses Thema völlig. Es gab Versuche, aber die haben Shell, BP und ExxonMobil zum größten Teil eingestellt. So, wie es derzeit aussieht, wird kein Ölunternehmen bei sauberen Energieträgern künftig eine Rolle spielen. ■

benjamin.reuter@wiwo.de

» Durch die eine Hälfte dieser Rohre will Day 500 Grad heißen Dampf einer Spezialflüssigkeit pumpen. Die Hitze soll binnen drei Wochen das Kerogen in Öldampf umwandeln. „Das, wofür die Natur Jahrtausenden brauchte, versuchen wir hier im Zeitraffer nachzustellen“, sagt er. Und weil sich die Substanz im gasförmigen Zustand ausdehnt, reicht der Druck, damit es durch ein zweites Rohrnetz nach oben steigt.

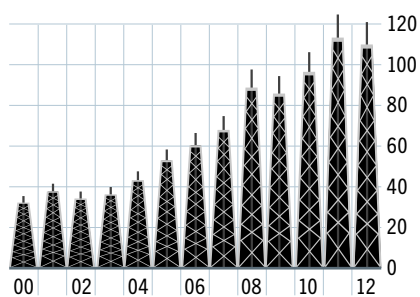
SCHMELZENDE ROHRE

Dort sollen Ingenieure den Öldampf verflüssigen und reinigen. Das Erdgas, das mit dem Öl nach oben steigt, treibt wiederum ein Kraftwerk an, das den Dampf produziert. Energie von außen wäre also unnötig. Schon 25 dieser Anlagen könnten laut Amso einen Markt wie Deutschland 30 Jahre lang mit Öl versorgen. Die Technik könnte zudem Kerogenvorkommen in Jordanien, Israel, Marokko und Australien erschließen.

Von diesem Ziel ist Roger Day in der Einöde von Colorado aber „noch zehn Jahre“ entfernt, wie er sagt. Zwar sind schon zwei Brunnen seiner Bodenheizung gebohrt. Bislang aber kämpft er mit dem Material. Die ersten Rohre hielten der Hitze nicht stand.

Mehr Aufwand, weniger Ertrag

Unternehmen müssen immer mehr Geld investieren, um neue Öl- und Gasfelder zu entdecken (in Milliarden Dollar)



Quelle: IEA, World Energy Outlook

Wirtschafts Woche

Der Druck unter der Erde zerquetschte das warme Metall wie Cola-Dosen. Day entwickelte daher mit Materialexperten neue Stahllegierungen, die den Belastungen über Jahre standhalten sollen. Funktioniert das System, hofft er, Öl zu Kosten von 40 bis 80 Dollar pro Barrel fördern zu können.

Einige Unternehmen aber halten diese Rechnung für zu optimistisch. Shell etwa gab vor wenigen Wochen sein Kerogenprojekt

gleich neben dem Amso-Testgelände auf, wo die Europäer leichter zugängliches Kerogen rund 300 Meter unter der Oberfläche fördern wollten. Der technische Aufwand, um das Grundwasser nicht zu gefährden, erwies sich für Shell als zu hoch.

Anderorts kratzen Unternehmen den Ölschiefer dagegen schon von der Oberfläche. Die staatliche Ölgesellschaft Enefit in Estland etwa fördert Kerogen im Tagebau. Riesige Bagger bauen es oberirdisch ab. Dann wird es in Kraftwerken erhitzt, und übrig bleiben Öl und Asche. Jetzt bemüht sich Enefit in Utah um Fördergenehmigungen für Vorkommen nahe der Oberfläche.

Die Kerogenvorkommen in den USA als wohl letzte Grenze der Ölförderung sind damit auch Blaupause für die Zukunft des schwarzen Rohstoffs als Ganzes. Christof Rühl, Chefökonom bei BP, bringt es auf den Punkt: „Alles lässt sich in Öl verwandeln. Man muss nur bereit sein, den ökonomischen und ökologischen Preis zu zahlen.“

Peak Oil, so viel ist inzwischen klar, ist technisch gesehen noch lange hin. Die Frage ist, wie lange es sich noch rechnet, das Ende des Ölzeitalters zu verzögern.

benjamin.reuter@wiwo.de

Sie waren schon immer ein großer Tüftler?
Willkommen am innovativsten Standort Italiens.

Business Location Südtirol. Für gute Geschäfte in Italien.

Den Italienschen Markt erobern deutsche Unternehmen am besten über Südtirol. Am Spitzenstandort Italiens erwarten Sie die niedrigsten Steuern Italiens, zielgerichtete Fördermittel, eine Standortagentur, die Sie aktiv unterstützt – und das alles in deutscher Sprache. Erfahren Sie mehr unter: www.bls.info

BLS.
Südtirol - Alto Adige