



GAU im Golf: Feuerweh-
schiffe versuchen die
brennende Ölbohr-Platt-
form Deepwater Horizon
zu löschen. Der Versuch
mislingt.



BOHRENDE FRAGEN

Die Moratoriumspläne sind vom Tisch, und Obamas Untersuchungsausschuss findet keinen Schuldigen – ein halbes Jahr nach dem größten Unfall in der Geschichte der Offshore-Förderung geht die Ölindustrie zum Tagesgeschäft über. Alles wieder schön?

VON NIELS BOEING

E

s sind Bilder, die sich ins Gedächtnis der Weltöffentlichkeit eingebrannt haben: eine in Flammen stehende Bohrinself, ein bis zum Horizont reichender Ölteppich im Golf von Mexiko, das hilflose Krisenmanagement des ehemaligen BP-Chefs Tony Hayward. Für die Ölindustrie markiert das „Deepwater Horizon“-Fiasco den schwersten Unfall in ihrer Geschichte. Einen Wendepunkt jedoch nicht: Der Wettlauf um das Öl in der Tiefsee dürfte in den kommenden Jahren erst so richtig in Fahrt kommen. Längst zeichnet sich ab, dass in Wassertiefen von 500 Metern und mehr verlockende Ölreserven schlummern.

Etwa ein Drittel aller neuen Funde entfiel im vergangenen Jahrzehnt bereits auf Felder in der Tiefsee. Die dort förderbaren Reserven beziffert die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf etwa zehn Milliarden Tonnen, etwa 73 Milliarden Barrel. Optimistische Schätzungen gehen davon aus, dass sich die Tiefsee-Ressourcen sogar auf bis zu 100 Milliarden Tonnen oder 730 Milliarden Barrel belaufen – das wäre fast viermal so viel wie die 28 Millionen Tonnen, die bislang aus küstennahen Offshore-Vorkommen gefördert worden sind und entspräche knapp zwei Drittel aller derzeit nachgewiesenen Ölreserven. Verlockend ist die Aussicht, sich mithilfe dieser unterseeischen Schätze aus der Energieklemme zu befreien. BP zum Beispiel bereitet – ungeachtet seines Desasters vor der texanischen Küste – schon das nächste Tiefseeprojekt vor: im Mittelmeer. Aber ist das Risiko nicht zu hoch? Hat das Unglück im vergangenen Sommer nicht bewiesen, dass der Förderprozess in mehrere Kilometer tiefem Wasser letztlich unbeherrschbar ist?

Seit der Deepwater-Horizon-Katastrophe empfehlen besonnene Meeresforscher und alarmierte Umweltschützer, den Aufbruch in die Tiefsee abzublasen. Die Ölindustrie hingegen ist zuversichtlich, gut gerüstet zu sein. „Unsere Bohrschiffe ermöglichen Bohrungen in 4000 Meter tiefem Wasser, mit einer Gesamttiefe von bis zu 13 000 Metern“, preist etwa Transocean, Betreiber der abgebrannten Deepwater Horizon, seine Technologie an. „Die Offshore-Technik ist bereits sehr robust, vielleicht eine der robustesten überhaupt“, sagt auch Michael Economides, Professor für Erdölingenieurwesen an der University of Houston. Das Procedere ist in Jahrzehnten immer weiter verfeinert worden und hat sich, darin sind sich Experten einig, bewährt.

Das größte Problem, das die Ölindustrie beschäftigt, ist denn auch kein konzeptionelles: „Je tiefer Sie hinunter wollen, desto schwerer wird Ihre Ausrüstung – und desto teurer die Operation“, sagt Matthias Reich, Bohrtechnik-Experte an der TU Berg-

akademie Freiberg. Denn mit zunehmender Tiefe muss im Bohrturm immer mehr Gestänge verschraubt, müssen im Bohrloch immer mehr Rohre zementiert werden. Je mehr Gestänge und Rohre nötig sind, desto größer muss die Plattform werden, um mehr als tausend Tonnen Stahl für den kilometerlangen stählernen Rüssel zu lagern, der sich in den Meeresboden bohrt.

Eine halbe Milliarde Dollar betragen die Baukosten für eine Bohrinself, die für Operationen in Meerestiefen von 3000 Metern und mehr ausgelegt ist. Plattform-Betreiber wie Transocean verlangen deshalb horrende Tagesmieten von den Ölkonzernen: Über eine halbe Million Dollar zahlte BP für die Deepwater Horizon pro Tag. Hinzu kommt eine weitere halbe Million für technische Dienstleistungen und Material, ebenfalls pro Tag – das sind zusammengerechnet Betriebskosten von 42 000 Dollar pro Stunde.

Jeder Bohrstopp, sei es wegen Rohrverlängerungen oder Zementierungen, einem festgefahrenen Meißel oder gar dem langwierigen Austausch von defekten Teilen, ist da für die Unternehmen ein erheblicher Kostenfaktor. Um außerhalb der Kontinentalschelfe und unterhalb von 1500 Metern noch wirtschaftlich operieren zu können, verfolgen die Unternehmen deshalb zwei Strategien: die Bohrung zu beschleunigen sowie die Ausbeute der Ölfelder zu steigern.

Bislang lassen die Ölfirmen ihr gesamtes Equipment zunächst an Drahtseilen geführt von der Plattform in die Tiefe hinab. Weil dorthin kein Taucher mehr vordringen kann, schließen ferngesteuerte Unterwasserfahrzeuge (ROVs) Kabel und Leitungen an oder verschrauben Bauteile. Die wichtigsten Komponenten der ganzen Operation sind das sogenannte Bohrgestänge aus zehn Meter langen Stahlrohren, die auf der Plattform nach und nach miteinander verschraubt werden und an der Spitze den Bohrmeißel tragen, sowie der „Riser“. Dieses bullige, rund einen Meter dicke Rohr umschließt das Gestänge und bildet den Transportschacht zwischen Plattform und Meeresboden. Durch ihn wird das weggefräste Gestein nach oben transportiert und die Stahlauskleidung der Bohrung nach unten gebracht.

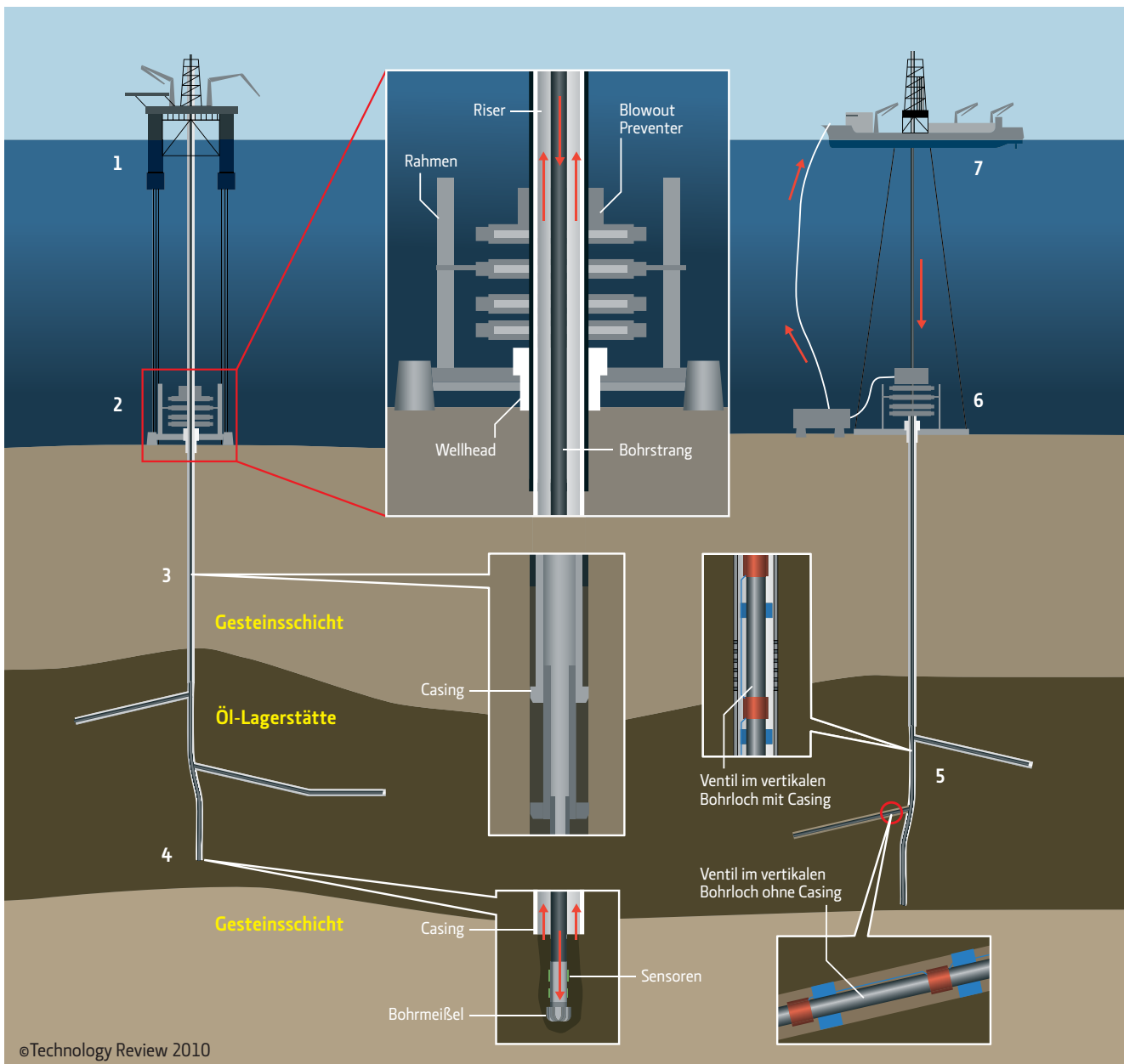
Am Eingang des Bohrlochs ruht wie ein gewaltiger Wächter der 450 Tonnen schwere „Blowout Preventer“ (BOP), an dem der Riser fest montiert ist. Im Notfall, wenn Öl unkontrolliert aus der Quelle schießt, muss der BOP in Sekundenschnelle das Loch mit hydraulisch gesteuerten Stahlschiebern verschließen. Weil dieser Mechanismus bei der Bohrung der Deepwater Horizon versagte, kam es überhaupt zur Katastrophe.

Um Zeit zu sparen, hat Transocean auf den neuen Bohrschiffen der Enterprise-Klasse erstmals einen Doppelbohrturm eingeführt. Während an dem einen Strang bereits die Bohrung beginnt, werden am anderen – wenige Meter versetzt – schon mal der BOP und der Riser hinuntergelassen, um die notwendigen Betriebstests durchzuführen. „Die können bis zu vier Tage dauern“, sagt Mike Hall, Vice President bei Transocean für Engineering and Technical Services. Dank des neuen Systems können BOP und Riser sofort auf das Bohrloch versetzt werden, wenn die erste Gesteinsschicht angebohrt ist – und nicht erst Tage später (zum genauen Ablauf der Bohrung siehe Grafik auf Seite 32).

Zudem hat Transocean die vormontierten Bohrstrang-Züge von 30 auf 45 Meter verlängert. Dadurch erhöhe sich die Stapelkapazität am Bohrturm um knapp die Hälfte, während sich die Anzahl der Verschraubungen – die Bohrpausen bedeuten – um

Wie wird eine Öl-Lagerstätte angebohrt?

(1) Von der Plattform senkt sich zunächst an Drahtseilen ein Betonring auf den Meeresboden. Er markiert die Bohrung. Auf der Plattform wird dann nach und nach der Bohrstrang aus Einzelrohren zusammengeschraubt und in die Tiefe geschickt. (2) Hat der Bohrstrang die erste Gesteinsschicht erreicht, wird der Eingang des Bohrlochs mit einem schweren Stahlrohr ausgekleidet und zementiert. Es dient als Verankerung für den Wellhead, eine Art Flansch, und den Blowout Preventer (BOP, Mitte), der das Loch im Notfall verschließen muss. Auf den BOP wird der Riser aufgesetzt, der als Transportschacht während der weiteren Bohrung dient. (3) Etappenweise wird das Bohrloch mit Stahlrohren ausgekleidet, die durch den Ringraum des Risers heruntergelassen werden (Casing). (4) Während der Bohrung pumpt die Crew eine Spülung aus Wasser und Zusätzen wie Tonpartikel durch das Gestänge in die Tiefe, um die vom Bohrmeißel weggefrästen Gesteinsbröckchen abzutransportieren. Dazu muss jedes Teilstück des Casings einzementiert werden, wofür die Bohrung angehalten wird. (5) Um die Ausbeute der Lagerstätten zu erhöhen, bohrt man horizontale Verzweigungen in das Ölfeld hinein. Die waagerechten Bohrungen werden mit Ventilen gesichert. (6) Beim Riserless Drilling verzichtet man auf einen Riser. Stattdessen wird die zurückfließende Bohrspülung am BOP abgezweigt und über eine separate Steigleitung zur Plattform oder zum Bohrschiff hochgepumpt. Ist die Bohrung fertiggestellt, wird der BOP durch den Christmas Tree ersetzt, einen stählernen Aufbau, von dem die Förderleitung und Steuerkabel zum Schiff führen. (7) Auf dem Bohrschiff werden die Gesteinsreste – Bohrklein genannt – und leichte Verunreinigungen mit Öl oder Gas aus der Spülung herausgefiltert. Sie dürfen nicht ins Meer zurückgeschüttet, sondern müssen an Land entsorgt werden.



©Technology Review 2010



Schweres Gerät: Das Bohrschiff „Discover Deep Seas“ verfügt über einen Doppelbohrturm. Schiffsbetreiber Transocean will auf diese Weise Zeit und Kosten sparen.

ein Drittel verringere, wirbt das Unternehmen. Transocean stellt seinen Kunden potenzielle Kosteneinsparungen gegenüber älteren Bohrplattformen von 40 Prozent in Aussicht.

Je länger der Weg ist, über den die Bohrspülung mit den Gesteinsresten zurück zur Plattform hochgepumpt wird, desto anfälliger wird allerdings auch die Riser-Konstruktion. Aufgrund des Gesteins wiegt die Spülung pro Liter bis zu doppelt so viel wie das umgebende Meerwasser und erhöht so die Druckbelastung auf die Riserwand. Macht man die mit zunehmender Tiefe stärker, treibt dies die Kosten in die Höhe. Zudem zerren an dem gut und gerne 1000 Tonnen schweren, trägen Strang starke Strömungen. Diese Zerrkräfte beeinträchtigen nicht nur den Riser, sondern auch den Bohrstrang in seinem Inneren. Um sauber zu bohren, sollte der jedoch möglichst frei von störenden Einflüssen bleiben. Eine Alternative, die deshalb zunehmend an Bedeutung gewinnt, besteht darin, auf den Riser zu verzichten – sie wird deshalb „Riserless Drilling“ genannt. Die Spülung mit dem Bohrklein wird hierbei oberhalb des Blowout Preventers in eine separate Steigleitung abgezweigt und mit eigenen Pumpen an die Meeresoberfläche befördert. Weil diese Leitung schmaler sein kann, setzen ihr die Strömungen nicht so stark zu.

Die dritte Herausforderung liegt im Bohrloch selbst. Je weiter der Meißel sich in die Gesteinsformationen hineinfrisst – oft viele Kilometer unter dem Meeresboden –, desto schmaler wird das sogenannte Druckfenster für die Bohrspülung. Ist deren Druck zu hoch, können unerwünschte Risse im Gestein entstehen, und die Bohrspülung dringt in die Lagerstätte ein. Ist er zu niedrig, kann Öl in das Bohrloch einbrechen.

Denn das Öl steht in den Lagerstätten unter gewaltigem Druck: Im Macondo-Ölfeld beispielsweise, das die Deepwater Horizon anbohrte, betrug er über 800 Bar. „Wenn Sie da, in mehr als 5000 Meter Tiefe, unkontrolliert reinpiken, schießt Ihnen das Öl entgegen“, sagt Wilhelm Dominik, Erdölgeologe an der TU Berlin. Versagt dann der BOP, kommt es zum „Blowout“: Das Öl- und Gasgemisch gelangt in den Riser und schließ-

lich auf die Plattform. Dort kann es sich leicht entflammen und die gesamte Bohranlage zerstören. Genau das wurde der Deepwater Horizon zum Verhängnis.

Deshalb muss die Bohrcrew die Druckverhältnisse in der Tiefe penibel kontrollieren. Der Druck der Bohrspülung wird vor allem über ihre Dichte gesteuert. Für die Bohrung in großen Tiefen setzen die Ölfirmen der Bohrspülung schweres Bentonit zu. Aus den geologischen Daten und den Messungen aus der Lagerstätte lässt sich genau vorausberechnen, in welcher Tiefe welcher Druck nötig sei, um das Öl gerade noch in den Gesteinsporen zurückzuhalten, erklärt Dominik. Ist die Zementierung des Bohrlochs in der Lagerstätte undicht, kann es auch später noch ausfransen, sodass die Crew zwar immer mehr von dem teuren Bentonit nachschießt, dessen Druck sich aber nicht genügend erhöht. Auch dies kann zu einem Blowout führen.

Um die Ausbeute der Lagerstätten zu erhöhen, bohrt man zudem heute zahlreiche horizontale Verzweigungen in das Ölfeld hinein. Mit herkömmlichen senkrechten Bohrungen lassen sich maximal 40 Prozent eines Felds fördern, bevor der Druck des Öls zu niedrig wird. Mit vielen Verzweigungen ist hingegen eine Ausbeute von bis zu 55 Prozent möglich. Das Problem: „Das Druckfenster wird immer enger, je weiter man horizontal bohrt“, sagt Bohrtechnik-Experte Reich. Deshalb etabliert sich hierfür das „Dual Gradient Drilling“: Im senkrechten Teil der Bohrung herrscht ein anderer Druckverlauf als im waagerechten. Ist ein waagerechter Abzweig fertig gebohrt, wird an dessen Anfang ein Ventil eingebaut, das den Abzweig schließt. Wenn nach dem Ende der Bohrarbeiten die Förderung aus dem Abzweig beginnen soll, senkt man den Druck der darin befindlichen Flüssigkeit, indem man etwa Stickstoff einspeist. Durch das geöffnete Ventil kann das Öl nun nach oben steigen.

Will man aus einem unterseeischen Feld möglichst viel Öl herausholen, kommt es aber auch darauf an, an den richtigen Stellen zu bohren. Auf die Explorationsdaten allein verlassen sich die Unternehmen dabei nicht mehr: „Sie setzen auf immer



„intelligenterer“ Bohrer, die mit ausgefeilter Sensorik vollgepackt sind“, weiß Matthias Reich. „Hier hat sich in den letzten 20 Jahren sehr viel getan.“ In den Bohrkopf eingebaute Geigerzähler messen zum Beispiel die natürliche Radioaktivität der Umgebung: Sie verrät, ob der Strang sich gerade durch eine Ton- oder eine Sandsteinschicht frisst.

Entscheidend ist vor allem, möglichst schnell in die ertragreichen Formationen vorzudringen – also in Gestein mit großen ölhaltigen Poren. Die lassen sich mithilfe von Sensoren entdecken, die hinter dem Bohrkopf sitzen: Neutronen- und Gammastrahlungsdetektoren etwa oder kompakte Magnetresonanzgeräte, die ähnlich wie medizinische Kernspintomografen funktionieren. Eine ebenfalls dort verbaute Elektronikinheit wertet diese Messdaten permanent aus und errechnet ein präzises Bild von der umgebenden Formation. Das wird – mittels Druckschwankungen in der durch den Strang fließenden Spülung kodiert – zur Plattform übertragen und hilft der Crew, den Bohrkopf in die ölhaltigeren Schichten zu lenken. Um auch in Bohrrichtung blicken zu können, vermisst man inzwischen sogar die Schallwellen, die vom Bohrmeißel ausgehen. In diesem „Seismic while drilling“ genannten Verfahren registrieren zusätzliche Sensoren am Meeresboden, wie Gesteinsschichten diese Schallwellen reflektieren. Daraus errechnet das System bis auf zehn Meter genau, wie dick die vorausliegende Formation ist.

Zweifelloso bildet die raffinierte Sensorik ein wichtiges Instrumentarium zur Beherrschung des fragilen Druckregimes Tausende von Metern unter dem Meer. Doch wenn die Kontrolle versagt, bleiben nur zwei archaische Techniken – der BOP und die Entlastungsbohrung neben dem eigentlichen Bohrloch –, um die Katastrophe aufzuhalten. Bereits 2003 kamen Ingenieure der Texas A&M University zu dem Schluss, dass es von einer „geradezu fatalistischen Haltung der Ölindustrie“ zeuge, wenn sie sich nur auf Entlastungsbohrungen als letzte Hilfe verlasse.

Seitdem hat es bei den Sicherheitskonzepten kaum Fortschritte gegeben. Die Tiefseeforschung wurde 2005 vom US-Kongress dem Ölindustrie-Konsortium „Research Partnership to Secure Energy for America“ (RPSEA) übertragen. Von den 17 Millionen

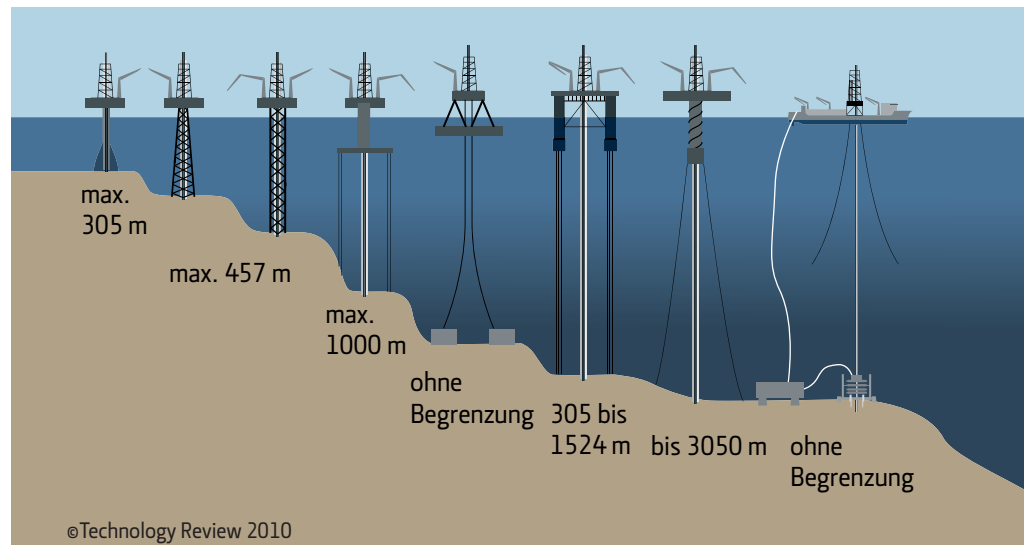
Dollar, die die RPSEA jährlich vom US-Energieministerium erhält, ging der Löwenanteil jedoch in die Produktionsforschung.

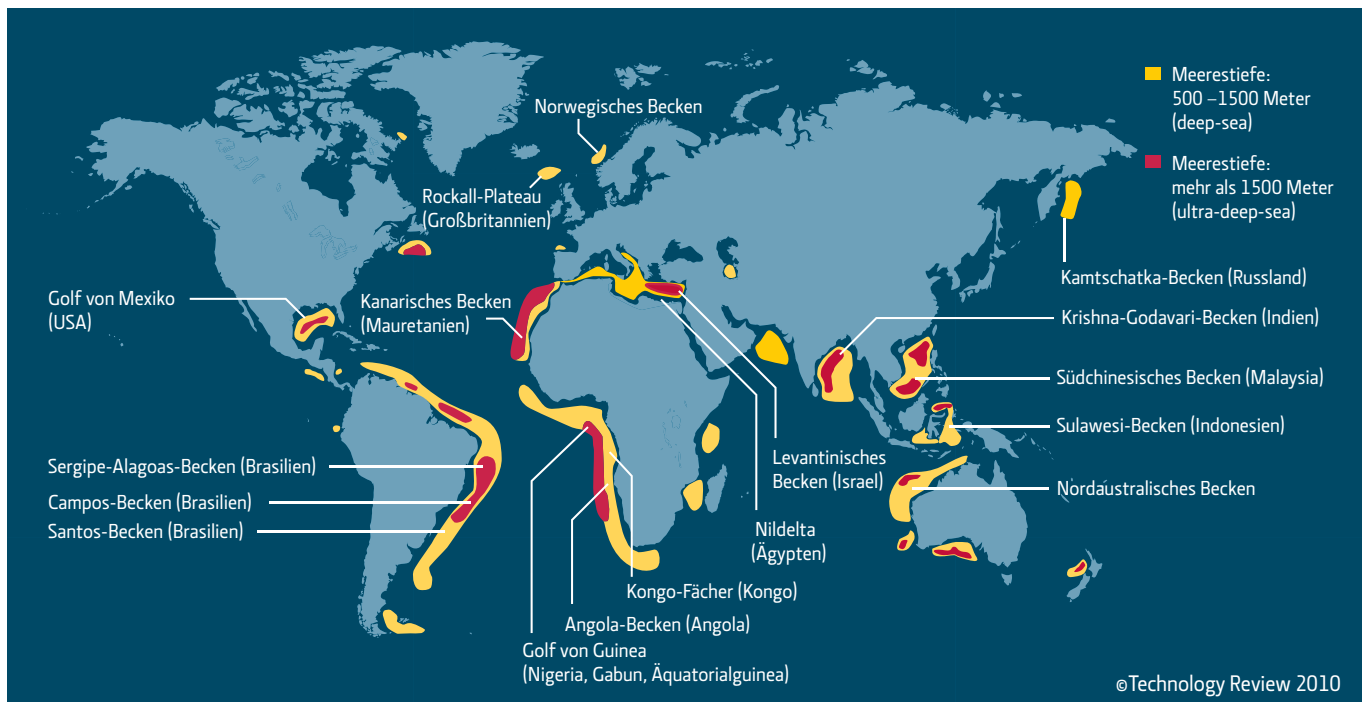
Zwar seien die Sicherheitsstandards in der Ölbranche sehr hoch, findet Kjell Arne Jacobsen, Geschäftsführer der norwegischen Industrieforschungsorganisation Sintef. Aber: „Wenn es in der Tiefsee einen Unfall gibt, haben wir nicht denselben Werkzeugkasten wie an Land.“ Aus diesem Grund entwickelt Sintef für den norwegischen Ölkonzern Statoil derzeit neue Sicherheitskonzepte – darunter einen Bohrsimulator. Daran sollen Bohrcrews künftig den Umgang mit schwierigen Situationen trainieren – so wie Piloten heute selbstverständlich die Landung einer Boeing 747 zuerst im Flugsimulator probieren. So sind sie besser vorbereitet, wenn der Meißel festgefahren ist oder die Sensoren Probleme signalisieren. Hierzu werden aus den Explorationsdaten detaillierte Modelle jener Gesteinsformationen errechnet, durch die später das schwarze Gold angezapft werden soll. Statoil soll den Bohrsimulator noch in diesem Jahr testen.

Die Norweger haben sich zudem einer Initiative der anderen Branchenriesen ExxonMobil, Chevron, Shell und ConocoPhillips angeschlossen, mit der dieses Konsortium auf das unrühmliche Krisenmanagement von BP beim Deepwater-Horizon-Blowout reagiert hat. Bis Ende 2011 wollen die Konzerne für rund eine Milliarde Dollar ein „Containment System“ aufbauen. Es soll bereits vorgefertigt an der US-Küste deponiert werden, um dann im Golf von Mexiko innerhalb von 24 Stunden zum Unfallort verschifft werden zu können.

Das Konzept umfasst im Wesentlichen zwei Teile: Ein zusätzliches Verschlussmodul, das auf einen defekten BOP montiert werden soll, und eine gewaltige Stahlglocke als letzter Sicherung. Das Verschlussmodul soll das ungewollt austretende Öl über Steigleitungen in bereitstehende Tankschiffe leiten. Das System soll eine ausströmende Ölmenge von bis zu 100 000 Barrel am Tag bewältigen. Lässt sich dieses Modul nicht anbringen, soll das Bohrloch samt BOP mithilfe der gewaltigen Stahlglocke versiegelt werden. Das allerdings hatte auch BP schon vergeblich versucht. Weil zusätzlich ausströmendes Methan im kalten Meerwasser rasch abkühlte, flockte es zu Gashydrat aus. Das

Plattformen mit einem festen Sockel sind nur bis zu Meerestiefen von etwa 500 Metern brauchbar. In tieferen Gewässern werden schwimmende Halbtaucher-Inseln oder Schiffe verwendet. Wie tief die bohren können, hängt von der Verankerung und der Länge des Gestänges ab.





©Technology Review 2010

Weltweites Problem: Nicht nur im Golf von Mexiko, sondern auch vor Afrika, Südamerika, Indien oder Australien lagert Tiefsee-Öl.

eisige Gemisch verstopfte die Abflussleitungen, mit denen man das Öl aus dem Inneren der Glocke hatte abpumpen wollen.

Für Christoph von Lieven, Offshore-Experte bei Greenpeace Deutschland, ist das Containment deshalb nur „ein weiterer Versuch der Augenwischerei“, weil es Unglücke wie das der Deepwater Horizon nicht schon im Ansatz verhindert: „Das erste und größte Problem sind die Tiefseebohrungen selbst.“ Die könnten jederzeit wieder schiefgehen, wenn Sicherheitsprozeduren nicht eingehalten würden, weil sie zu teuer oder zu aufwendig sind. Zudem dient die ausgeklügelte Sensorik bislang eher der Navigation des Bohrers als der Sicherheitsbewertung. „Das ist ein blinder Fleck, den wir als Industrie bisher kaum angepackt haben“, räumt RPSEA-Vizepräsident James Pappas ein.

Viele Unfälle der Vergangenheit seien allerdings auf menschliches Versagen zurückzuführen, betont Sintef-Geschäftsführer Jacobsen. Schon jetzt sind ROVs, ferngesteuerte Unterwasserfahrzeuge, ein Standardwerkzeug beim Bau der unterseeischen Bohr- und Förderanlagen. Der Traum der Branche seien „vollautomatische Anlagen ohne Menschen“, sagt Catalin Teodoriu von der TU Clausthal-Zellerfeld. Tatsächlich existieren bereits Rohkonzepte von unterseeischen Bohrplattformen, auf denen eines Tages riesige Roboter sogar das Bohrgestänge zusammenschrauben sollen. Die Bohrung selbst würde dann nur noch von ein paar Spezialisten an Bildschirmen überwacht.

Umweltorganisationen und Meeresforscher haben aber noch grundsätzlichere Bedenken: „Wir wissen gar nicht, was wir da unten ökologisch kaputt machen“, sagt Christoph von Lieven. Greenpeace fordere deshalb, keine neuen Tiefseebohrungen mehr zu genehmigen und die Offshore-Förderung auf Wassertiefen von maximal 200 Meter zu begrenzen – denn bis dahin könnten noch Taucher die Reparatur- und Wartungsarbeiten überwachen. Die Arktis, um deren Öl- und Gasfelder sich die

Anrainerstaaten Russland, Norwegen, Kanada, USA und Dänemark bereits in Stellung bringen, will Greenpeace für jegliche Förderaktivitäten sperren. Langfristig solle das Geschäft mit dem Offshore-Öl ganz eingestellt werden, fügt von Lieven hinzu.

In der Industrie dürften solche Forderungen auf taube Ohren stoßen. Michael Economides hält die ganze Sicherheitsdebatte nach der Deepwater-Horizon-Katastrophe für „ideologisch“. „Ohne den Ausfall des Blowout-Preventers wäre die nie passiert“, hält er dagegen. BOPs seien eigentlich die sichersten Komponenten im ganzen Offshore-Prozess, versichert Economides. Vorausgesetzt, dass sie ordnungsgemäß getestet und einsatzbereit sind – was bei der verhängnisvollen BP-Bohrung im Macondo-Ölfeld aus Kostengründen nicht der Fall war.

Hinzu kamen Abstimmungsfehler beim Personal auf der Bohrsinsel. Das ist nicht so erstaunlich, wenn man weiß, dass an einer Tiefseebohrung heute zahlreiche Firmen beteiligt sind, die mit den diversen Maschinen auch gleich ihre Spezialisten mitvermieten. Tiefseeprojekte erforderten „mehr einen kulturellen Wandel als technische Innovation“, schrieben Fachleute von ExxonMobil und dem Bohrausrüster Schlumberger bereits 2009 in der „Oilfield Review“. Anstatt dass sich jeder Ingenieur auf seine Teilaufgabe konzentrierte, ohne die Ergebnisse der anderen zu berücksichtigen, müsse angesichts der Komplexität der Tiefseeförderung ein „integriertes Produktionsmodell“ her.

Mit Risiken meinten die Autoren allerdings nur wirtschaftliche – und die Politik scheint sich dieser Sichtweise angeschlossen zu haben. Mitte Oktober hob US-Präsident Barack Obama das von ihm im Mai verkündete Offshore-Moratorium wieder auf. Kurze Zeit später ließ auch die EU-Kommission ihren Plan für ein Moratorium fallen. Begründung von Energiekommissar Günther Oettinger: „Wir können nicht von heute auf morgen die Ölplattformen abstellen.“