# 1 Öl und Gas aus dem Meer

> Erdgas und Erdöl werden schon seit mehr als 100 Jahren aus dem Meer gewonnen. Da heute viele Lagerstätten im flachen Meer bereits ausgebeutet sind, dringt man in immer größere Tiefen vor. Doch obwohl die Förderraten hoch wie nie sind, geht die Ölverschmutzung insbesondere aufgrund strenger Auflagen für den Schiffsverkehr zurück. Die Explosion der Bohrinsel „Deepwater Horizon“ allerdings zeigt, dass die Sicherheit bei der Ölförderung lange vernachlässigt wurde.

# Den Energiehunger stillen

**> Rund ein Drittel der weltweiten Erdgas- und Erdölmengen wird im Meer gewonnen. Dieser Anteil wird sich in den kommenden Jahrzehnten noch erhöhen, denn die ozeanischen Lagerstätten bergen noch enorme Vorräte. Allerdings müssen die Konzerne in immer größere Meerestiefen vordringen, weil viele Gas- und Ölfelder im Flachwasser bereits weitgehend ausgebeutet sind.**

## Rohstoffe aus dem Meer seit mehr als 100 Jahren

Erdgas und Erdöl werden schon lange aus dem Meer gefördert. Bereits Ende des 19. Jahrhunderts errichtete man in den Vereinigten Staaten von Amerika erste Ölbohrtürme vor der Küste. Als ein Pionier gilt der Industrielle Henry L. Williams, der in den 1890er Jahren Öl aus dem Summerland-Feld bei Santa Barbara in Kalifornien förderte. Die ersten Fördertürme ließ er noch an Land bauen, 1896 wagte er schließlich den Schritt ins Wasser. Er ließ eine 100 Meter lange Pier errichten und trieb von dort eine Bohrung in den Meeresboden. Nachahmer ließen nicht lange auf sich warten. Innerhalb von 5 Jahren entstanden in der Umgebung 14 weitere Piers mit 400 Förderbohrungen.

Für die Pioniere der Ölförderung war es unvorstellbar, Bohrtürme weit draußen auf dem Meer zu errichten. Ihre Anlagen standen in wenige Meter tiefem Wasser und waren über die Piers mit dem Land verbunden. Heute ist das anders. Die Gas- und Ölförderung auf hoher See ist ein Alltagsgeschäft. Weltweit gibt es aktuell etwa 900 große Plattformen, auf denen Öl und Gas gefördert wird. Im Laufe der Zeit sind die Ingenieure in immer größere Meerestiefen vorgestoßen, weil mit dem steigenden Ölpreis die kostspielige Gas- und Ölgewinnung in der Tiefe rentabel geworden ist.

Auch die Weiterentwicklung der Bohr- und Fördertechnik trägt dazu bei, dass aus immer größeren Wassertiefen gefördert werden kann. Den Tiefenrekord in der Ölförderung hält derzeit ein internationaler Ölkonzern mit einer Bohrinsel im Tobago-Feld im Golf von Mexiko mit 2934 Meter Wassertiefe. In der Gasförderung liegt der Tiefenrekord derzeit bei rund 2700 Metern. Die Gasplattform befindet sich ebenfalls im Golf von Mexiko im Cheyenne-Gasfeld.

**1.1 > Schon Ende des 19. Jahrhunderts wagten Ölpioniere den Schritt ins Meer. Anfangs waren die Fördertürme über Piers mit dem Land verbunden.**

## Immer mehr Energie für Autos, Heizung und Strom

Der Energiehunger der Menschheit ist enorm groß. So belief sich der Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 auf 12 274 Millionen Tonnen Öleinheiten. Das entspricht dem 40-Fachen des jährlichen Energieverbrauchs von Deutschland. Die Öleinheit ist ein Maß, das verwendet wird, um den Verbrauch der verschiedenen Energierohstoffe miteinander vergleichen zu können. 1 Tonne Öleinheit entspricht dabei dem Energiegehalt 1 Tonne Rohöl.

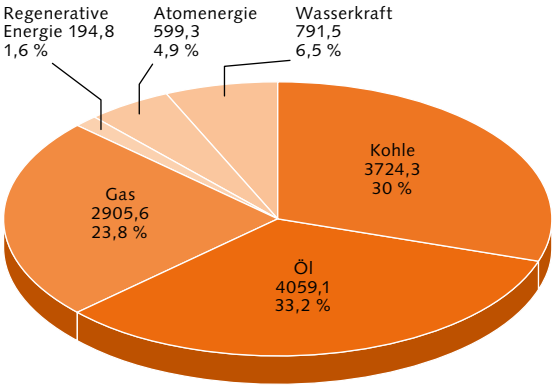
Zwar ist der Energieverbrauch in Europa in den vergangenen Jahren durch den Einsatz moderner Maschinen und effizienter Elektromotoren, durch Energiesparmaßnahmen und eine bessere Dämmung von Gebäuden zurückgegangen. Weltweit betrachtet aber nimmt der Energieverbrauch zu. Seit Anfang der 1970er Jahre hat er sich verdoppelt. Bis zum Jahr 2035 wird er sich nach Angaben der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency, IEA) nochmals um mehr als ein Drittel erhöht haben.

Generell sind die Ursachen für den wachsenden Energiehunger insbesondere das Bevölkerungswachstum in Asien sowie die fortschreitende Industrialisierung in den Schwellenländern. Dabei entfallen ungefähr 60 Prozent dieses Zuwachses allein auf China, Indien und den Nahen Osten.

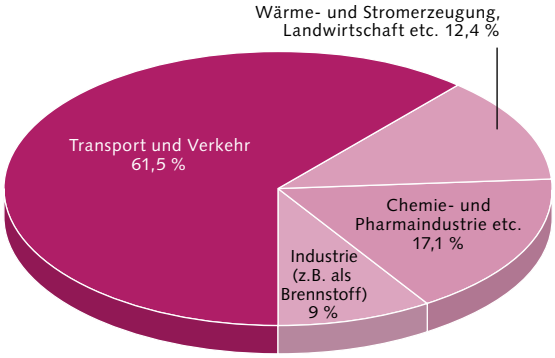
Heute wird die meiste Energie aus der Verbrennung der fossilen Energieträger Erdgas, Erdöl oder Kohle gewonnen. Die Ölpioniere hätten sich vermutlich nie träumen lassen, wie viel die Menschheit einmal verbrennen oder auch industriell nutzen würde. Unsere moderne Welt ist fast gänzlich von fossilen Rohstoffen abhängig. Wir benötigen sie zum Heizen, für die Stromproduktion und natürlich als Treibstoff für Kraftfahrzeuge, Bahnen, Flugzeuge und Schiffe. So sind heute weltweit mehr als 1 Milliarde Autos, Busse und Lastwagen in Betrieb, die große Mengen Benzin oder Diesel verbrennen.

## Öl hält die Welt in Gang

Der wichtigste fossile Brennstoff ist heute Erdöl, gefolgt von Kohle und Erdgas. Erdöl hatte im Jahr 2011 einen Anteil von rund 33 Prozent am weltweiten Primärenergieverbrauch. Der Anteil der Kohle betrug rund 30 und der von Erdgas rund 24 Prozent. Die restlichen Anteile entfallen auf Atomenergie, Wasserkraft und andere erneuerbare Energien wie zum Beispiel Solar- und Windenergie. Im Jahr 2011 wurden weltweit rund 4 Milliarden Tonnen Öl gefördert. Davon wurden allein 61,5 Prozent im Bereich Transport und Verkehr verbraucht. Öl ist aber nicht nur Brennstoff, sondern auch ein wichtiger Grundstoff für die Pharma- und Chemieindustrie, beispielsweise für die Kunststoffproduktion. Autolacke, Frischhaltedosen oder TV-Geräte, in allen stecken Substanzen, die aus Öl gewonnen werden.




**1.2 > Öl und Kohle sind weltweit die wichtigsten fossilen Brennstoffe. Die Abbildung zeigt den nach Energiequellen aufgeteilten globalen Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 und die jeweiligen prozentualen Anteile. Für das Öl ist der Primärenergieverbrauch in Millionen Tonnen Öl angegeben. Für die anderen Energiequellen wurde der Primärenergieverbrauch in Öleinheiten (Angaben in Millionen Tonnen Öleinheiten) umgerechnet.**




**1.3 > Öl wird überwiegend im Sektor Transport/Verkehr eingesetzt. Es spielt aber auch eine wichtige Rolle als Grundstoff, beispielsweise in der chemischen Industrie.**

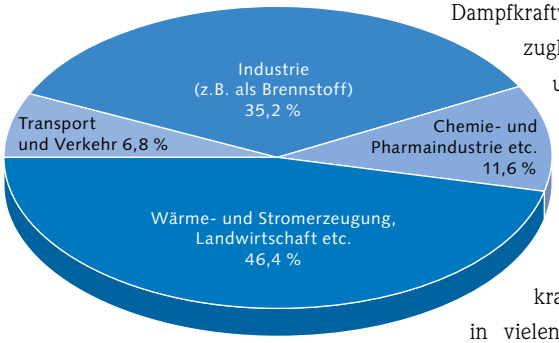
Der größte Erdölverbraucher sind heute die USA. Es folgen China, dessen Volkswirtschaft seit Jahren immens wächst, das stark industrialisierte Japan und das aufstrebende Schwellenland Indien. Russland hält Platz 5, verbraucht aber nur ein Sechstel der US-Ölmenge. Der weltweite Ölkonsum ist 2011 um 2,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Am stärksten stieg der Verbrauch mit 6,1 Prozent im sogenannten australasiatischen Raum. In Europa hingegen ging der Verbrauch um 1,2 Prozent zurück.

## Strom und Wärme aus Gas

Im Jahr 2011 wurden weltweit 3337 Milliarden Kubikmeter Erdgas gefördert. Diese Menge entspricht dem 35-Fachen des jährlichen Gasverbrauchs in Deutschland. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines deutschen Haushalts liegt bei etwa 3500 Kubikmetern. Erdgas wird insbesondere zum Heizen und zur Stromgewinnung sowie in der chemischen Industrie als Rohstoff eingesetzt, zum Beispiel für die Wasserstoffproduktion, die Ammoniaksynthese und die Stickstoffdüngerherstellung. In Deutschland, Dänemark, anderen europäischen Ländern

**Primärenergie**
Mit Primärenergie bezeichnet man jene Energie, die man in einem Kraftwerk, Ofen oder in einem Motor aufwenden muss, um elektrischen Strom, Wärme oder Bewegung zu erzeugen. Darüber hinaus gibt es den Begriff der Endenergie. Damit bezeichnet man Energie, die der Verbraucher direkt in Form von Strom und Heizwärme nutzt.

und auch in China ersetzt Erdgas zunehmend Kohle als Brennstoff für Kraftwerke. Denn Gas verbrennt sauberer als Kohle. Das Gas wird dabei in modernen Gas- und Dampfkraftwerken eingesetzt, die zugleich Strom produzieren und die Abwärme nutzen und dadurch einen besonders hohen Wirkungsgrad haben, die Energie also besonders gut ausnutzen. Klassische Kohlekraftwerke hingegen liefern in vielen Fällen nur Strom. Die Abwärme bleibt ungenutzt. In Europa sank die Gasnachfrage zwischen 2010 und 2011 um 8 Prozent. Gründe dafür waren die schwache Wirtschaft, relativ hohe Preise, warmes Wetter, aber auch der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien. Weltweit gesehen hingegen stieg der Erdgasverbrauch im selben Zeitraum um 2 Prozent.




**1.4 > Erdgas wird zum größten Teil für die Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt.**

Der Grund ist die starke Nachfrage in Asien und in den Schwellenländern. China zum Beispiel erhöhte seinen Verbrauch um 20 Prozent. Japan wiederum importierte nach dem Unfall im Kernkraftwerk Fukushima Daiichi 19 Prozent mehr Erdgas. Aufgrund seiner Insellage führt Japan Gas in flüssiger Form (Liquefied Natural Gas, LNG) auf dem Seeweg ein. Weil das teurer ist als der Transport per Pipeline, sind die Gaspreise in Japan vergleichsweise hoch.

Im weltweiten Vergleich waren die Vereinigten Staaten von Amerika im Jahr 2011 der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von der Russischen Föderation und dem Iran. Der hohe Verbrauch im Iran ist einerseits auf einen großen Gasbedarf durch die Gebäudeheizung aufgrund kalter Winter und andererseits auf die Injektion von Gas in Ölfelder zurückzuführen. Durch das Einpressen wird das Öl aus den Lagerstätten herausgedrückt. Auf Platz 4 der Liste der größten Erdgasverbraucher steht China, auf Platz 5 Japan.

**1.5 > Die Vereinigten Staaten von Amerika führen die Liste der 10 größten Ölverbraucher mit weitem Abstand an.**

**Mineralölverbrauch 2011**

| Rang – Land/Region | Milliarden Tonnen | Anteil in % |
|---|---|---|
| 1 Vereinigte Staaten | 814,6 | 20,1 |
| 2 China | 457,9 | 11,3 |
| 3 Japan | 221,7 | 5,5 |
| 4 Indien | 162,3 | 4,0 |
| 5 Russische Föderation | 136,0 | 3,4 |
| 6 Saudi-Arabien | 121,1 | 3,0 |
| 7 Brasilien | 120,7 | 3,0 |
| 8 Deutschland | 111,9 | 2,8 |
| 9 Republik Korea | 110,8 | 2,7 |
| 10 Mexiko | 105,9 | 2,6 |
| Übrige Welt | 1682 | 41,6 |
| Gesamt | 4044,9 | 100 |

**1.6 > Auch was Erdgas angeht, sind die USA die größten Verbraucher. Ähnlich wie beim Öl stehen allein die 10 größten Länder für gut 60 Prozent des weltweiten Gesamtbedarfs.**

**Erdgasverbrauch 2011**

| Rang – Land/Region | Milliarden Kubikmeter | Anteil in % |
|---|---|---|
| 1 Vereinigte Staaten | 690,1 | 20,8 |
| 2 Russische Föderation | 474,3 | 14,3 |
| 3 Iran | 153,3 | 4,6 |
| 4 China | 130,7 | 3,9 |
| 5 Japan | 112,5 | 3,4 |
| 6 Kanada | 104,8 | 3,2 |
| 7 Saudi-Arabien | 92,2 | 2,8 |
| 8 Deutschland | 84,4 | 2,5 |
| 9 Ver. Königreich | 80,2 | 2,4 |
| 10 Italien | 77,9 | 2,3 |
| Übrige Welt | 1316,9 | 39,7 |
| Gesamt | 3317,3 | 100 |

## Reserven oder Ressourcen?

In der Diskussion um die Endlichkeit der fossilen Rohstoffe werden die Begriffe Reserve und Ressource, aber auch Reichweite und statische Reichweite häufig synonym verwendet, obwohl sie sich in einigen Aspekten voneinander unterscheiden.

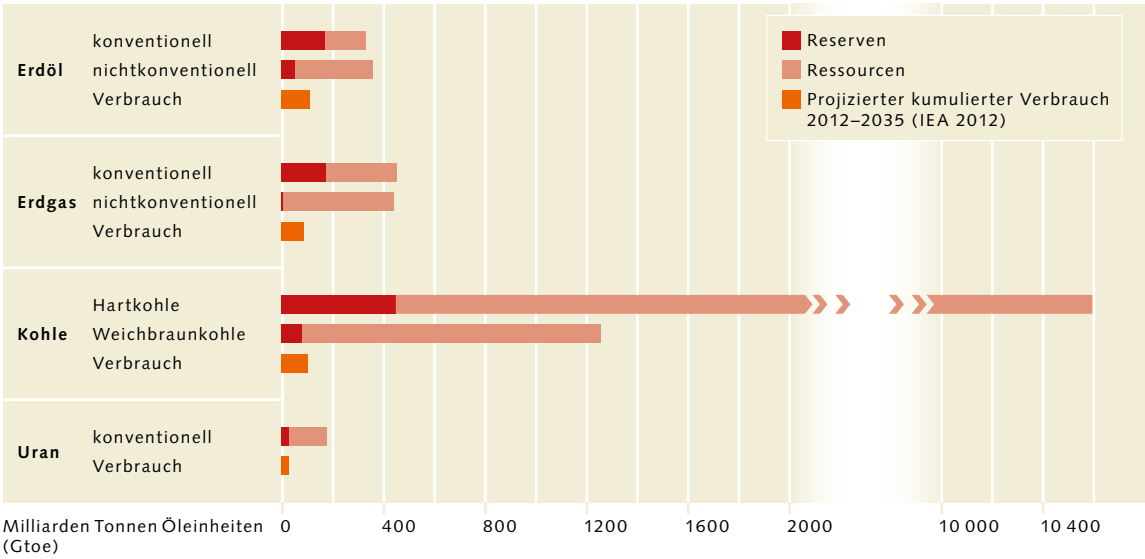
**Reserve:** Damit ein Erdöl- oder Erdgasvorkommen als Reserve eingestuft wird, muss es 3 Bedingungen erfüllen: Erstens muss das Vorkommen durch Bohrungen bestätigt und der Vorrat mit großer Genauigkeit erfasst worden sein. Zweitens muss das Vorkommen mit heutiger Technik förderbar sein. Drittens muss die Förderung bei heutigen Rohstoffpreisen wirtschaftlich sein.

**Ressource:** Ressourcen sind einerseits die Mengen eines Energierohstoffs, die geologisch nachgewiesen sind, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewonnen werden können, weil man neue und teure Technik benötigt; andererseits jene Mengen, die noch nicht nachgewiesen wurden, aber in einem Gebiet aufgrund der geologischen Charakteristika zu erwarten sind. Die Übergänge zwischen Reserve und Ressource sind manchmal fließend. So ist der Abbau von Ölsanden in Kanada das jüngste Beispiel für die Entwicklung von Ressourcen zu Reserven. Noch vor einigen Jahren war es nicht möglich, diese wirtschaftlich zu erschließen. Heute steht Kanada dank der Ölsandvorkommen in der Liste der Länder mit den größten Reserven weit oben. Da die Vorkommen mit neuer und aufwendiger Technik gefördert werden, gelten sie aber nach wie vor als nichtkonventionell.

**Reichweite:** Der Begriff Reichweite wird häufig verwendet, um zu verdeutlichen, wie viele Jahre ein Rohstoff noch verfügbar ist. Eine solche Angabe ist allerdings sehr unsicher, da niemand genau weiß, wie sich der Rohstoffbedarf künftig entwickeln wird. In der Diskussion um die Endlichkeit der Rohstoffe wird zudem nur selten definiert, ob die Reichweite jenen Zeitpunkt bezeichnet, an dem alle Lager erschöpft sind, oder jenen Zeitpunkt, an dem nicht mehr alle Bedürfnisse befriedigt werden können – beispielsweise wenn ein Mangel an Treibstoff herrscht. Fachleute verwenden daher meist den klarer definierten Begriff der statischen Reichweite.

**Statische Reichweite:** Die statische Reichweite ist das Verhältnis der Reserven oder der Ressourcen zur weltweiten Jahresförderung. Das Ergebnis ist eine Zahl, die angibt, für wie viele Jahre der Rohstoff bei gleichbleibendem Verbrauch und fixen Reserven beziehungsweise Ressourcen, also in einem theoretisch statischen Szenario, noch reichen wird. Da sich die Fördermenge und vor allem der Verbrauch eines Rohstoffs aber ständig ändern, ist selbst die statische Reichweite eine unsichere Größe. Künftige politische und wirtschaftliche Entwicklungen, die den weltweiten Verbrauch wie auch die Ölförderung und Ölmärkte beeinflussen können, sind nicht genau vorhersehbar. Wie sich in den vergangenen Jahren gezeigt hat, wurden außerdem immer wieder neue große Rohstoffvorkommen entdeckt, die wiederum die statische Reichweite beeinflusst haben. Die statische Reichweite kann daher lediglich ein momentanes Bild der Rohstoffwirtschaft liefern.

**1.7 > Dank der Ölsande verfügt Kanada über erhebliche Ölreserven. Allerdings hat der Tagebau dort große Waldgebiete zerstört.**




**1.8 > Stellt man die Reserven und Ressourcen dem von der IEA bis zum Jahr 2035 aufsummierten Gesamtverbrauch gegenüber, wird deutlich, dass vor allem die Kohle noch lange Zeit in ausreichender Menge verfügbar sein wird. Die Ölreserven hingegen werden Mitte dieses Jahrhunderts bereits stark ausgeschöpft sein. Zwar kann der Ölbedarf weiter gedeckt werden, allerdings wird man in absehbarer Zeit auch auf nichtkonventionelle Ressourcen zurückgreifen müssen. Weil dafür neue und anspruchsvolle Technik eingesetzt werden muss, dürfte sich das Öl deutlich verteuern. Beim Gas ist die Situation etwas entspannter, da der Verbrauch geringer und die Menge der konventionellen Ressourcen größer ist. Allerdings erwarten Experten, dass der Erdgasverbrauch künftig stark zunehmen könnte.**

**Konventionell und nichtkonventionell**
Fachleute unterscheiden konventionelle von nichtkonventionellen Reserven und Ressourcen. Konventionelle Lagerstätten können mit herkömmlicher Technik erschlossen und ausgebeutet werden. Die Förderung nichtkonventioneller Reserven und Ressourcen hingegen benötigt neue, technisch anspruchsvolle und daher teure Fördertechnologien. Die Schiefergasvorkommen in den USA sind ein Beispiel für eine nichtkonventionelle Ressource.

## Wie lange reichen die Rohstoffe?

In den vergangenen Jahrzehnten wurde immer wieder diskutiert, wie lange die Vorräte an fossilen Energieträgern noch reichen werden. Man befürchtete, dass vor allem das Öl knapp werden könnte. Dieser Fall ist bis heute nicht eingetreten. Weltweit steht derzeit noch genug Öl zur Verfügung, um auch den wachsenden Bedarf zu decken. Das liegt vor allem daran, dass man dank besserer Technik immer wieder neue Öllagerstätten an Land und im Meer entdeckt und außerdem Offshore-Vorkommen in immer größeren Wassertiefen erschließen kann. Ferner machen es neue Fördertechnologien möglich, mehr Öl aus einer Lagerstätte herauszupumpen als früher. Zum Teil werden stillgelegte Lagerstätten wieder geöffnet, um auch noch das restliche Öl herauszuholen, das man in der Vergangenheit nicht fördern konnte.

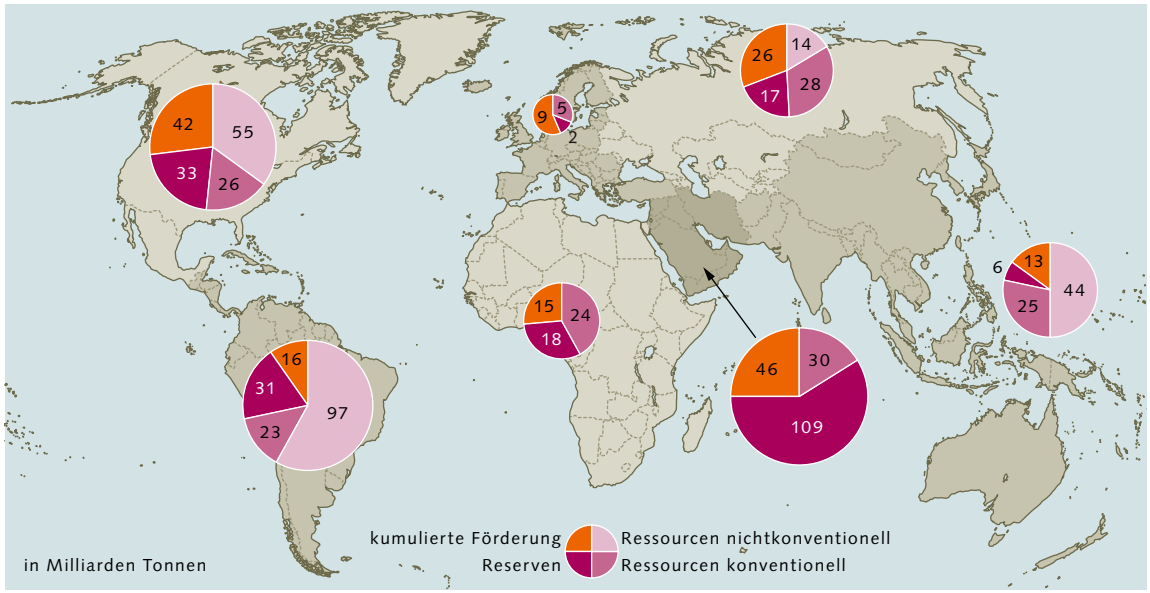
Um die künftige Versorgungssituation einzuschätzen, versuchen verschiedene Wissenschaftler und Ölkonzerne, die Rohstoffnachfrage in den nächsten Jahrzehnten mithilfe von Energieszenarien abzuschätzen. Derartige Szenarien liefert unter anderem regelmäßig die IEA. Die Ergebnisse können den aktuellen Schätzungen der Reserven und Ressourcen gegenübergestellt werden.

## Es gibt noch genügend Öl

Insgesamt umfassten die bekannten Ölreserven und -ressourcen im Jahr 2011 rund 585 Milliarden Tonnen. Davon waren 258 Milliarden Tonnen nichtkonventionelles Erdöl. Dabei sind die Ölvorräte weltweit sehr unterschiedlich verteilt. Allein auf die in der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) versammelten Staaten, zum Beispiel Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien oder Venezuela, entfallen fast 50 Prozent der Ölreserven und -ressourcen. Die Regionen Australasien, Afrika und Europa hingegen bringen es zusammen nur auf etwa 20 Prozent.

Angesichts der Größe der derzeitigen Ölreserven und -ressourcen wird deutlich, dass in den kommenden Jahren aus geologischer Sicht auch bei einem moderaten Anstieg

**1.9 > LNG-Tanker sind Spezialschiffe, die Flüssigerdgas transportieren und aufgrund ihrer charakteristischen kugelförmigen Tanks schon von Weitem erkennbar sind.**




**1.10 > Die Ölreserven und -ressourcen sind weltweit ungleich verteilt. Die wichtigste Region ist der Nahe Osten mit der Arabischen Halbinsel. 2011 standen einem Verbrauch von etwa 4 Milliarden Tonnen Öl Vorräte in Höhe von 585 Milliarden Tonnen gegenüber. Die kumulierte Förderung verdeutlicht, wie viel Öl in den verschiedenen Regionen bereits aus Lagerstätten gewonnen wurde.**

des Verbrauchs weltweit ausreichend Öl zur Verfügung stehen wird. Ob dieser Rohstoff zukünftig aber immer dann in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden kann, wenn er benötigt wird, kann nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden. In jedem Fall konnte bis heute der Bedarf an Erdöl durch entsprechende Förderung gedeckt werden.

Manche Kritiker hingegen hatten schon mehrfach den sogenannten Peak Oil vorhergesagt. Mit diesem Begriff bezeichnet man den Punkt, an dem die weltweite jährliche Ölfördermenge ihren historischen Höchststand erreicht, den historischen Scheitelpunkt der weltweiten Ölförderung. Nach dieser Definition schrumpft die Ölförderung von diesem Zeitpunkt an. Da aber immer wieder neue Ölvorkommen entdeckt und zudem die Fördertechniken verbessert wurden, ist die Fördermenge bis heute weltweit gewachsen.

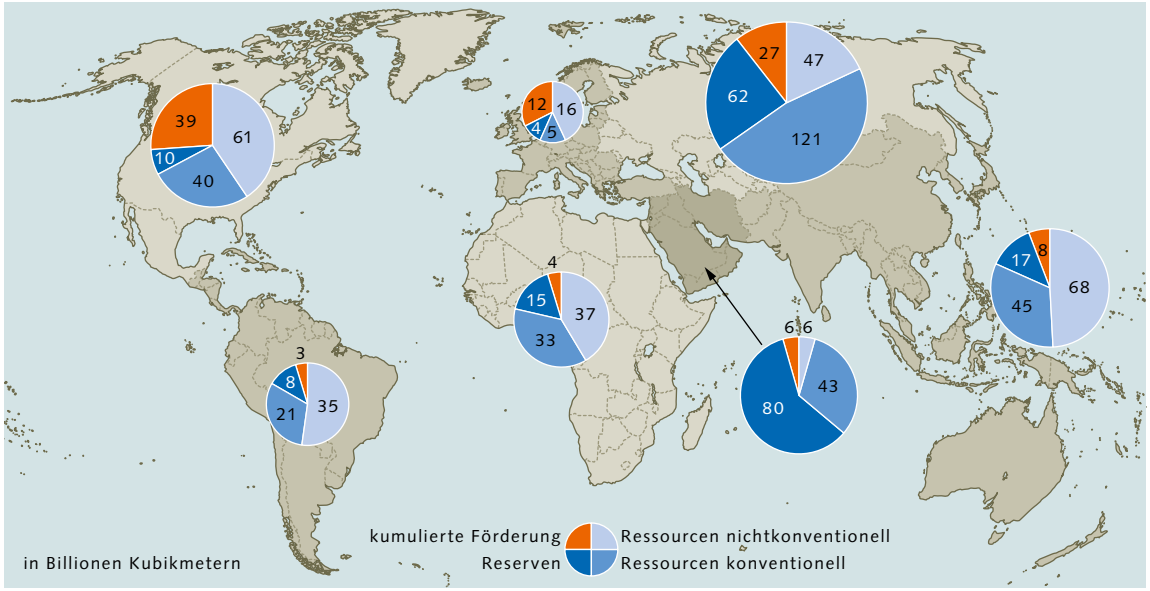
Für die folgenden Jahre erwarten einige Experten heute ein Peakplateau, also eine über eine längere Phase gleichbleibend hohe Fördermenge. Allerdings wird der Ölpreis weiter steigen, da zunehmend nichtkonventionelle Lagerstätten mit hohem technischem Aufwand erschlossen werden. Dazu zählen Ölsande, die in großem Stil in Kanada abgebaut werden, sowie Schieferöl, das in kaum durchlässigen Erdschichten lagert und deshalb nur mit hohem technischem Aufwand gefördert werden kann.

Auch die Ölförderung in immer größeren Meerestiefen wird den Ölpreis weiter nach oben treiben. So gehen Fachleute davon aus, dass der Anteil des Erdöls, das aus Wassertiefen von mehr als 200 Metern gefördert wird, bis zum Jahr 2015 auf 12 Prozent gestiegen sein wird. 2001 betrug er nur 2 Prozent.

Wann die globale Ölfördermenge sinken oder sich das Öl tatsächlich verknappen wird, ist heute schwer zu sagen. Bis 2035 wird dieser Punkt bei konsequenter Erschließung sämtlicher Ressourcen vermutlich noch nicht erreicht sein. Einzelne Staaten haben ihren Peak Oil inzwischen aber durchaus erreicht, Großbritannien zum Beispiel bereits 1999.

## Fracking – Chancen und Risiken

Insgesamt umfassten die Gasreserven und -ressourcen 2011 rund 772 Billionen Kubikmeter Erdgas, das rund 230-Fache des Weltgasverbrauchs des Jahres 2011. Dabei machen die Ressourcen mit 577 Billionen Kubikmetern den Löwenanteil aus. 60 Prozent der Ressourcen wiederum sind nichtkonventionell. Ein Beispiel sind Kohleflözgase, die in Kohleschichten lagern und heute bereits in einigen Ländern wie Australien mit nichtherkömmlicher Technik gefördert werden können. Von besonderem Interesse sind derzeit die großen nichtkonventionellen Schie-




**1.11 > Auch Erdgas findet man weltweit in verschiedenen Regionen in unterschiedlicher Menge. Die Mengen an Gashydraten im Meeresboden wurden aufgrund unsicherer Schätzungen nicht berücksichtigt.**

fergasressourcen in den USA. Dabei handelt es sich um Erdgas, das in kaum durchlässigen Bodenschichten gefangen ist. Zwar sind diese Böden porös, sodass sie Erdgas speichern können. Allerdings sind die Poren voneinander isoliert und nicht wie in konventionellen Lagerstätten durch sogenannte Porenhälse miteinander verbunden. In den USA hat man vor einigen Jahren begonnen, diese Gasvorräte zu erschließen, indem man in den gashaltigen Gesteinen künstliche Risse erzeugt. Dazu wird Wasser mit chemischen Zusätzen unter hohem Druck in den Boden gepresst. Hydraulic Fracturing (hydraulisches Aufbrechen) oder kurz: Fracking wird diese vergleichsweise neue Methode zur Erdgasförderung aus Schiefergas genannt.

Das Fracking hat in Amerika eine Art Schiefergasrevolution ausgelöst. So wird sich die USA in den nächsten Jahren vermutlich gänzlich von Erdgasimporten unabhängig machen können. Die Schiefergasressourcen der USA werden derzeit auf fast 14 Billionen Kubikmeter geschätzt. Weltweit dürften es rund 157 Billionen Kubikmeter sein. Noch aber ist das Wissen über die Ausdehnung der weltweiten Schiefergaslagerstätten lückenhaft. Insofern sind diese Schätzungen gleichermaßen relativ unsicher. Auch ist das Fracking zum Teil stark umstritten. Kritiker fürchten, dass die Chemikalien aus Fracking-Bohrungen entweichen und das Grundwasser verschmutzen könnten.

## Die Zukunft der Öl- und Gasförderung im Meer

Obwohl heute noch das meiste Gas und Öl an Land gefördert wird, ist ihr Anteil aus dem Meer (Offshore-Gas und -Öl) beachtlich. So trägt Offshore-Öl mit 37 Prozent zur weltweiten Ölförderung bei. Offshore-Gas hat einen Anteil von 28 Prozent an der globalen Gasförderung – Tendenz steigend. Kohle wird bis heute nicht im Meer abgebaut.

Lange blieb die Erdgas- und Erdölförderung auf Flachwasserbereiche wie etwa die Nordsee oder küstennahe Gebiete der USA beschränkt. Da aber zahlreiche alte Lagerstätten versiegten, sind die Konzerne inzwischen in die Tiefe vorgedrungen. Dabei unterscheidet man 3 verschiedene Tiefenbereiche:

- den Flachwasserbereich, der bis in eine Tiefe von etwa 400 Metern reicht;
- den Tiefwasserbereich, der bis in eine Tiefe von etwa 1500 Metern reicht;
- den Tiefstwasserbereich, der unterhalb von etwa 1500 Metern liegt.

Dank neuer geophysikalischer Erkundungsverfahren sind Wissenschaftler heute in der Lage, den Meeresboden und andere Bodenschichten bis in eine Tiefe von 12 Kilome-

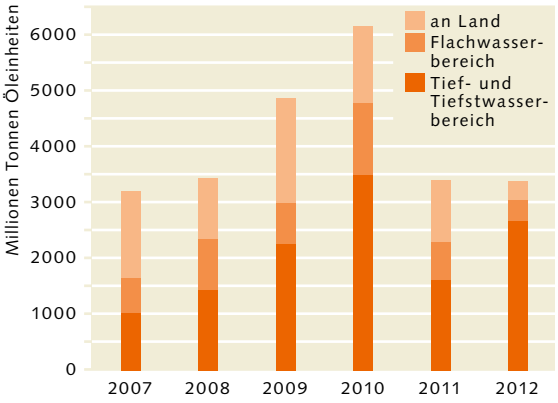
tern unter dem Meeresboden in hoher Auflösung nach Gas- und Öllagerstätten abzusuchen. Dabei wurden in den vergangenen Jahren immer wieder neue große Lagerstätten entdeckt oder neu vermessen. Aktuelle Untersuchungen haben ergeben, dass zwischen 2007 und 2012 481 größere Felder im Tief- und Tiefstwasserbereich neu entdeckt worden sind. Das sind mehr als 50 Prozent der insgesamt neu entdeckten größeren Offshore-Felder, also jener Felder, die eine Größe von mindestens 170 Milliarden Barrel Öleinheiten haben, was in etwa 23 800 Millionen Tonnen Öleinheiten entspricht. Der Tief- und Tiefstwasserbereich wird also immer wichtiger. Interessant ist auch, dass die neu entdeckten Offshore-Felder in der Regel 10-mal größer als neu entdeckte Felder an Land sind, was die Tief- und Tiefstwasserförderung trotz höherer Kosten attraktiv macht. Betrachtet man die derzeitige Öl- und Gasproduktion weltweit, ist der Anteil der Förderung unterhalb von 400 Metern mit rund 7 Prozent aber noch relativ gering. Das liegt nicht zuletzt daran, dass derzeit nur 38 Prozent der bekannten Tief- und Tiefstwasserfelder in Betrieb sind. Die meisten Gebiete werden derzeit noch im Detail erkundet. In einigen Fällen wurden erste Probebohrungen durchgeführt.

Viele Experten sind sich darin einig, dass die Tief- und Tiefstwasserbereiche die letzten Bastionen der Ölgewinnung sind. Da viele ehemals ertragreiche Felder an Land und im Flachwasser bereits weitgehend ausgebeutet sind, gibt es heute und in den kommenden Jahren kaum mehr eine Alternative. Wann sich die Förderung lohnt, hängt letztlich davon ab, wie hoch der Ölpreis ist. Grundsätzlich aber gilt: Je tiefer das Wasser ist, desto höher sind die Kosten der Förderung.

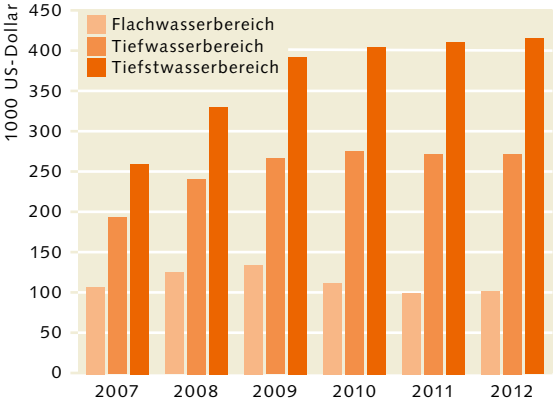
Erschlossen werden im Meer heute fast ausschließlich konventionelle Ölvorkommen. Sollte der Ölpreis in den kommenden Jahrzehnten aber weiter deutlich steigen, könnte es künftig vielleicht sogar interessant sein, nichtkonventionelle Vorkommen wie etwa Schieferöl nicht nur an Land, sondern auch im Meer auszubeuten. Noch ist man davon aber weit entfernt.

## Vielversprechende Meeresgebiete

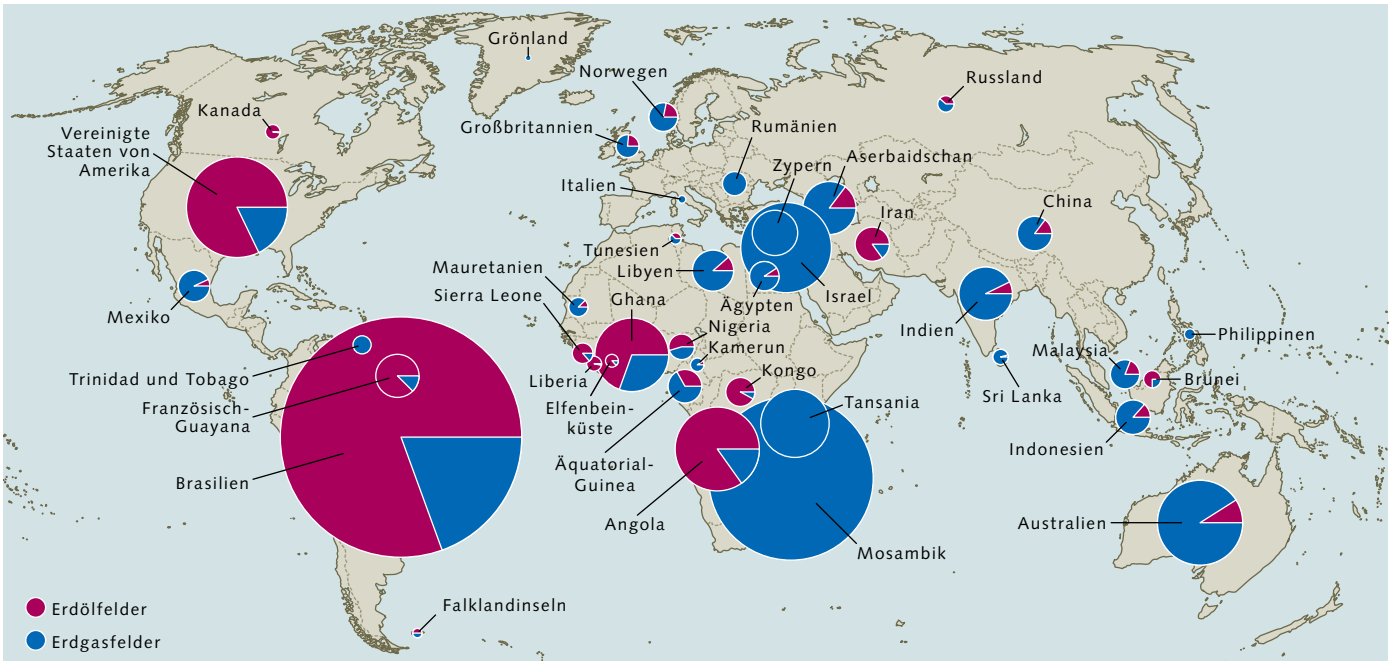
Bedeutende Neuentdeckungen im Meer wurden seit 2007 unter anderem im Santos-Becken vor Brasilien gemacht. Hierbei handelt es sich um mehrere große Gas- und Ölvorkommen von bis zu 1 Milliarde Tonnen Erdöl und 1 Milliarde Kubikmeter Erdgas, die unter einer mächtigen Salzschicht (pre-salt layer) mehrere Tausend Meter tief im Meeresboden verborgen sind. Lagerstätten dieser Größe könnten den weltweiten Gas- und Ölbedarf für mehrere Monate decken. Diese Vorkommen sind bei geophysikalischen Untersuchungen des Bodens lange unentdeckt geblieben, weil die Salzschichten die Signale der Messgeräte abgeschirmt haben. Dank eines verbesserten Verfahrens konnten die Vorkommen vor wenigen Jahren aufgespürt werden.




**1.12 > Betrachtet man die Volumina der zwischen 2007 und 2012 neu entdeckten Felder von Offshore-Öl und -Gas, wird deutlich, dass die Rohstoffmengen in einer Tiefe unterhalb von etwa 400 Metern den größten Anteil haben.**




**1.13 > Je tiefer das Wasser, desto höher die Kosten: Im Tiefstwasserbereich unterhalb von etwa 1500 Metern war ein Bohrtag im Jahr 2012 rund 4-mal so teuer wie im Flachwasserbereich.**




**1.14 > Die bedeutendsten Neuentdeckungen von Gas- und Ölfeldern in Wassertiefen von mehr als 400 Metern wurden in den vergangenen Jahren vor allem im Südatlantik und vor Westafrika gemacht.**

Inzwischen konnte man auch auf der anderen Seite des Atlantiks im Kwanza-Becken vor Angola Ölvorkommen unter einer 2000 Meter mächtigen Salzschicht nachweisen. Im Schwarzen Meer und im Kaspischen Meer wurden in den vergangenen Jahren ebenfalls neue Gas- und Ölfelder unterhalb von 400 Metern entdeckt beziehungsweise erschlossen. Damit sind auch Staaten wie der Iran, Rumänien und Russland in den Tiefwasserbereich vorgestoßen.

Wichtige neue Ölfelder wurden im Golf von Mexiko und vor Ghana entdeckt sowie auch vor Französisch-Guayana. Motiviert durch diese Funde, will man hier jetzt nach weiteren Vorkommen in ähnlichen Bodenschichten vor den Küsten der beiden Nachbarstaaten Suriname und Brasilien suchen. Heute gelten die Tief- und Tiefstwasserregionen im Golf von Mexiko und im Atlantik vor Südamerika und Westafrika als am vielversprechendsten.

Bedeutende Gasfelder wurden zwischen 2007 und 2012 vor allem vor Mosambik und Tansania sowie im Mittelmeer vor Israel und Zypern entdeckt. Beide Gebiete sind so ergiebig, dass sie die Gasversorgung der Regionen verändern werden. Israel beispielsweise wird sich damit für lange Zeit von Gasimporten aus den arabischen Nachbarstaaten unabhängig machen können.

## Sonderfall Arktis

Mit dem durch den Klimawandel verursachten Schmelzen des arktischen Meereises wächst die Hoffnung der arktischen Nationen, künftig die Erdgas- und Erdölvorräte in der Nordpolarregion ausbeuten zu können. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass dort tatsächlich beträchtliche Vorkommen zu finden sind. So wird vermutet, dass in den Meeresgebieten nördlich des Polarkreises etwa 30 Prozent der bislang noch unentdeckten Gasmengen und 13 Prozent des unentdeckten Öls ruhen. Dabei sollen die beträchtlichen Gasvorräte vor allem in den russischen Gewässern liegen.

Ob und wann eine Förderung in der Arktis beginnt, kann derzeit aber noch keiner sagen, nicht zuletzt weil noch eine Reihe rechtlicher Fragen zu klären ist. So ist in den vergangenen Jahren zwischen den Anrainerstaaten ein Streit darüber entbrannt, welchem Hoheitsgebiet der arktische Meeresboden tatsächlich zuzurechnen ist. Die Anrainer versprechen sich große Rohstoffgewinne, werden aber noch warten müssen. Erschwerend kommt hinzu, dass eine Förderung in diesen Gebieten derzeit nicht wirtschaftlich ist, da man sie nur mit aufwendigen und teuren Eisbrechereinsätzen erkunden kann.

# Erdgas und Erdöl gewinnen

**> Erdgas und Erdöl sind im Laufe der Erdgeschichte aus den Überresten von Meeresalgen und Landpflanzen entstanden. Diese konnten sich in bestimmten Gesteinsschichten zu großen Vorkommen ansammeln. Mit moderner Bohrtechnik und riesigen Plattformen holt man die Rohstoffe heute aus immer größeren Tiefen. Sogar auf dem Meeresboden werden Förderanlagen errichtet.**

## Millionen Jahre alte Biomasse

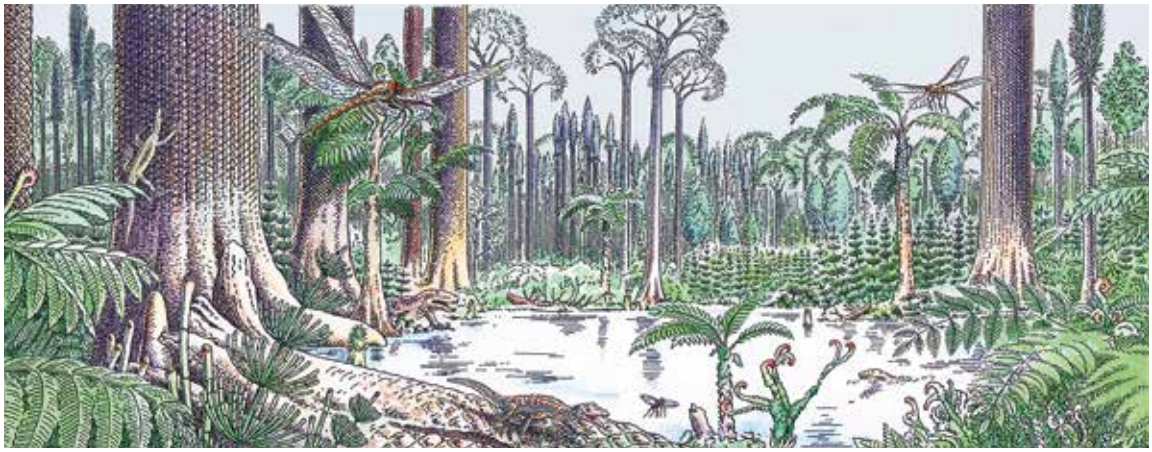
Erdgas und Erdöl sind in mehreren Hundert Millionen Jahren aus abgestorbenem biologischem Material entstanden, das sich am Grund von Meeren, Seen und Sümpfen angesammelt hatte. Erdöl bildetete sich insbesondere aus abgestorbenen Mikroalgen, dem **Phytoplankton**, Kohle und Erdgas hingegen vor allem aus Landpflanzen. Vorwiegend in warmen Regionen mit üppiger Vegetation oder starkem Algenwachstum lagerte sich besonders viel Biomasse ab. Für gewöhnlich verwest abgestorbene Biomasse im Wasser. Sie wird vor allem von Bakterien zu Kohlendioxid und Wasser abgebaut. Dabei wird Sauerstoff verbraucht. Sinkt sehr viel Biomasse herab, wird der Sauerstoff durch die Bakterien vollständig aufgezehrt. Es entstehen sauerstofffreie Zonen, in denen keine Verwesung mehr stattfindet. So konnten sich im Laufe der Zeit mächtige Biomassepakete von mehreren Hundert oder Tausend Meter Dicke am Meeresboden ablagern. Ob sich aus der Biomasse nun Erdgas oder Erdöl entwickelte, hing insbesondere von den Temperaturen in der Tiefe ab.

## Plankton verkocht zu Öl

Erdöl bildete sich in mehreren aufeinanderfolgenden Prozessen. Zunächst häufte sich das Phytoplankton am Meeresboden an. Zusammen mit feinen Gesteins- und Tonpartikeln, die aus dem Gebirge und aus dem Flachland ins Meer gespült wurden, ergab diese Algenbiomasse einen Faulschlamm. In vielen Millionen Jahren lagerte sich am Meeresboden so viel Faulschlamm ab, dass er schließlich durch sein enormes Gewicht nach und nach zu sogenannten Tonsteinen und schließlich zu Tonschiefer zusammengepresst und weiter verfestigt wurde. In diesen porösen Tonschieferschichten in 2000 bis 4000 Meter Tiefe findet teilweise auch heute noch bei Temperaturen zwischen 65 und 120 Grad Celsius die Umwandlung der Biomasse in Erdöl statt. Diesen Temperaturbereich bezeichnet man als Erdölfenster. In diesem verkocht die Biomasse wie in einem Chemielabor zu diversen chemischen Verbindungen, die ausschließlich aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen und deshalb Kohlenwasserstoffe genannt werden. Erdöl ist also eine Mischung aus vielen Hundert verschiedenen Substanzen, die man in Raffinerien zunächst voneinander trennt oder in kleinere Molekülketten aufspaltet. Dieses Aufspalten wird als Cracking bezeichnet. So entstehen aus dem Erdöl nicht nur Treibstoffe wie etwa Benzin oder Diesel, sondern auch andere Produkte wie beispielsweise die Gase Ethylen und Propylen. Diese nur wenige Atome großen Kohlenwasserstoffmoleküle nutzt man unter anderem für die Herstellung von Kunststoffen.

Gesteine wie der Tonschiefer, in denen sich Erdöl bildet, werden Erdölmuttergesteine genannt. Sie enthalten bis zu 20 Prozent organisches Material. Innerhalb von Jahrmillionen wurden die Muttergesteine durch die auf ihnen lagernden Sediment- und Gesteinsschichten nach und nach zusammengepresst. Dadurch bildete sich Erdöl. Je mehr Erdöl entstand, desto mehr entwich davon aus dem Muttergestein und stieg langsam auf. In manchen Gegenden gelangte es bis an die Oberfläche. In der Nähe der norddeutschen Stadt Celle etwa bildeten sich so auf natürliche Weise sogenannte Teerkuhlen, deren schwarze Flüssigkeit als Lampenöl, Schmierstoff und sogar als Heilmittel genutzt wurde.

Erdöllagerstätten entstanden immer dann, wenn das Öl durch undurchlässige Schichten wie etwa Salz- und Tonschichten am Aufsteigen gehindert wurde. Befand sich unter diesen Schichten ein poröses, speicherfähiges Gestein, zum Beispiel Sand- oder Kalkstein, konnte sich das Öl darin wie in einem Schwamm sammeln. Fachleute nennen derartige Formationen im Untergrund Fallen-



**1.15 > Vor 300 Millionen Jahren gab es ausgedehnte Bärlapp- und Schachtelhalmwälder. Die Pflanzen waren mehrere Meter hoch und damit deutlich größer als heute. Aus ihnen entstanden Kohle und Erdgas.**

strukturen. Die porösen Gesteine enthalten aber nicht nur Öl und andere Kohlenwasserstoffe, sondern auch große Mengen an sogenanntem Porenwasser, das bei der Förderung vom Öl abgetrennt werden muss.

Da sich die Kontinente im Laufe von vielen Millionen Jahren durch die Kontinentalwanderung bewegt haben, gibt es die alten Meere, in denen sich die Tonschiefer gebildet haben, heute nicht mehr. Vor rund 120 Millionen Jahren etwa begannen Südamerika und Afrika ausei-nanderzubrechen. Dabei entstand zunächst ein kleines, von Land umgebenes tropisches Meer, in dem sich sehr viel Biomasse ablagerte. Dieses Meer weitete sich dann zum Südatlantik aus. Die alten Sedimente des alten tropischen Meeres liegen heute vor den Küsten Südamerikas und auch vor denen Westafrikas.

## Torfschicht auf Torfschicht

Erdgas entwickelte sich in der Regel aus Landpflanzen, die einst in flachen Küstengebieten oder in küstennahen Sümpfen unter subtropischem und tropischem Klima wuchsen. In den Sümpfen bildete sich zunächst meist Torf. Da der Meeresspiegel im Verlauf von Jahrtausenden steigt und fällt, wurden diese Feuchtgebiete immer wieder überspült. Feine Sand- und Tonpartikel, die vom Land ins Meer getragen wurden, lagerten sich dann auf den alten Torfschichten ab. Zog sich das Wasser wieder zurück, weil der Meeresspiegel sank, siedelten sich in den Gebieten wieder Landpflanzen an, sodass eine neue Torflage entstehen konnte. Mit dem Steigen und Sinken des Meeresspiegels entstanden in Millionen Jahren baumkuchenartige Sedimente, in denen sich sandige und tonige Schichten mit mächtigen Torflagen abwechselten. Ideale Voraussetzungen für die Bildung von Torf gab es in großen Teilen Mittel- und Nordeuropas und in Nordamerika vor 290 bis 315 Millionen Jahren. Diese Gebiete lagen damals nahe am Äquator, also im warmen tropischen Bereich, und waren reich an Vegetation. Erst später drifteten diese Landesteile mehrere Tausend Kilometer nach Norden an ihre jetzige Position.

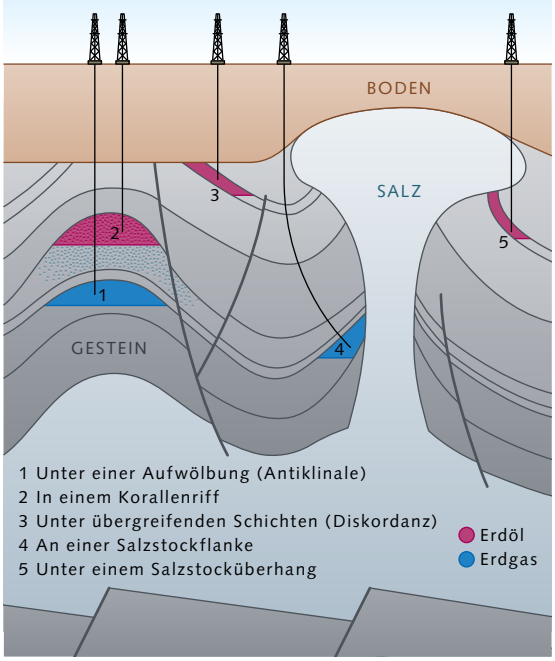
Auch die baumkuchenartigen Torf-Ton-Schichten wurden mit der Zeit von neuen Sedimenten überlagert und durch deren enormes Gewicht zusammengepresst. Allerdings entstand aus den alten Torfschichten kein Öl, sondern zunächst Braunkohle und später Steinkohle. In einer Tiefe von 4000 bis 6000 Metern und bei Temperaturen zwischen 120 und 180 Grad Celsius entstand in der Kohle während vieler Millionen Jahre Erdgas. Damit sich Erdgas bilden kann, sind also höhere Temperaturen als bei der Erdölentstehung nötig.

Erdgas besteht in der Regel zu etwa 90 Prozent aus Methan. Hinzu kommen andere gasförmige Kohlenwasserstoffe, zum Beispiel Äthan, Propan und Butan, sowie nicht brennbare Gase wie etwa Kohlendioxid und Stickstoff. Eine weitere Komponente ist Schwefelwasserstoff, der aber aus dem Erdgas entfernt werden muss, bevor man dieses nutzen kann. Denn Schwefelwasserstoff kann sich bei der Gasverbrennung in Säure umwandeln, die zu Korrosion in Kraftwerken und auch in Heizanlagen führen kann.

**Torf**
Als Torf bezeichnet man Böden, die mehr als 30 Prozent organisches Material enthalten. Dabei handelt es sich um teilweise vermoderte Pflanzenreste, die im sauerstofffreien, stehenden Wasser der Sümpfe nicht weiter zersetzt werden.

Erdgas mit einem besonders hohen Anteil an Schwefelwasserstoff oder Kohlenstoffdioxid nennt man Sauergas. Will man dieses nutzen, muss es zuvor aufwendig gereinigt werden. Auch das Erdgas wandert nach und nach aus dem Muttergestein heraus. Wird es nicht durch dichte Gesteinsschichten aufgehalten, kann es wie das Erdöl bis zur Erdoberfläche aufsteigen. Durch aufsteigendes Gas und **Kondensat,** das sich vermutlich durch Blitzeinschläge entzündet hat, sind die „Ewigen Feuer" im Iran entstanden. Weltweit gibt es viele Orte, wo solche durch unterirdisches Gas gespeisten Feuer immer noch brennen. Einige entwickelten sich zu heiligen Stätten.

Sofern im Untergrund Fallenstrukturen vorhanden waren, konnte sich das Erdgas genau wie das Erdöl zu Lagerstätten ansammeln. Grundsätzlich spricht man nur dann von einer Lagerstätte, wenn sie groß genug und ihr Gestein zudem so durchlässig ist, dass sich die Kohlenwasserstoffe wirtschaftlich fördern lassen. Das gilt für Gas und Öl gleichermaßen. Gas- oder Ölansammlungen, die zu klein für eine wirtschaftlich relevante Förderung sind, sind allerdings weit häufiger zu finden.




**1.16 > Gas und Öl sammeln sich in verschiedenen Arten von Lagerstätten im Untergrund.**

## Erdgas und Erdöl in der Falle

Die Experten unterscheiden verschiedene Typen von Lagerstätten, in denen sich große Mengen an Erdgas oder Erdöl angesammelt haben. Typische Lagerstätten sind unter anderem:

ANTIKLINALE: Eine Antiklinale ist ein Aufwölbung von Gesteinsschichten, eine Art Hügel im Untergrund. Sie entsteht, wenn dichte Gesteinsschichten durch die Bewegung der Erdkruste seitlich zusammengestaucht werden. Sofern die Antiklinale aus undurchlässigem Gestein besteht, können sich dort aufsteigendes Erdgas und Erdöl wie unter einer Käseglocke sammeln.

SALZSTOCKFLANKE: Salzstöcke sind große Ansammlungen von festem Steinsalz im Erdboden, die mehrere Tausend Meter mächtig sein können. Endet eine undurchlässige Gesteinsschicht, eine Fallenstruktur, an der Flanke eines Salzstocks, so sind Erdgas und Erdöl zwischen Gestein und Flanke gefangen, da auch das Salz undurchlässig ist.

DISKORDANZ: Bei einer Diskordanz liegen Gesteinsschichten schräg bzw. verwinkelt aufeinander. Diskordanzen entstehen durch Hebungen, Senkungen oder Stauchungen von Gesteinspaketen, die später von jüngeren Sedimenten überlagert werden. Sind diese Sedimentschichten undurchlässig, können sich in den darunterliegenden Gesteinspaketen aufsteigendes Erdgas und Erdöl sammeln.

KORALLENRIFFE: Erdgas und Erdöl sammeln sich oftmals in porösem Kalkstein, der sich aus alten Korallenriffen gebildet hat.

SALZSTOCKÜBERHANG: Manche Salzstöcke sind oben pilzhutartig verbreitert und bilden eine Art Schirm, den man als Überhang bezeichnet. Unter diesem können sich Erdgas und Erdöl sammeln. Salzstocküberhänge entstehen meist aufgrund des enormen Drucks im Boden. Salz steigt auf, da es eine geringere Dichte als die auf ihm lagernden Schichten hat. Dabei wölbt es sich zu Domen oder den pilzhutartigen Überhängen auf. Diese Bewegungen bezeichnet man als Salztektonik.

## Die Suche nach Erdgas und Erdöl

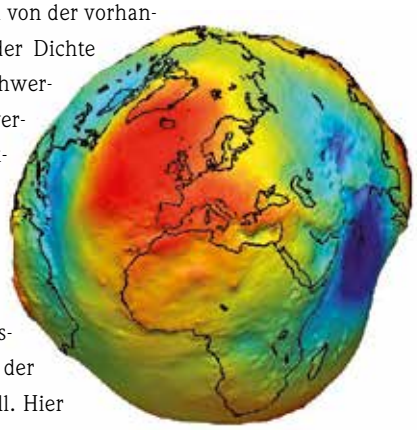
Dass es bis heute trotz eines weltweit steigenden Energiebedarfs ausreichend Erdgas und Erdöl gibt, liegt unter anderem daran, dass in den vergangenen Jahrzehnten immer wieder neue Lagerstätten an Land und im Meer entdeckt worden sind, nicht zuletzt weil sich die Verfahren, mit denen sich Lagerstätten aufspüren lassen, weiterentwickelt haben. Die Suche nach Rohstoffen umfasst die Prospektion und die Exploration. Mit Prospektion bezeichnet man die Suche nach noch unbekannten Lagerstätten. Daran schließt sich die Exploration an, die genaue Untersuchung und Erschließung der gefundenen Lagerstätten und Rohstoffvorkommen. Hat man im Zuge der Exploration Vorkommen entdeckt, werden weitere Bohrungen durchgeführt, um die Größe und Ausdehnung der Lagerstätte einzuschätzen. Diese Phase wird als Bewertung bezeichnet. Ist die Lagerstätte ausreichend groß, beginnt man mit der Förderung.

Die Prospektion beginnt damit, herauszufinden, ob in einem bestimmten Gebiet überhaupt Erdgas und Erdöl zu erwarten sind. Dazu werden zunächst Daten über die tiefen Gesteinsschichten beziehungsweise zur erdgeschichtlichen Entwicklung des Areals gesammelt. Zum Einsatz kommen auch Computerprogramme, mit deren Hilfe man die Erdgeschichte des Gebiets nachspielt, sogenannte Beckenanalysen. Diese Programme simulieren die jahrtausendelange Sedimentation in den prähistorischen Meeresbecken und die Wandlung vom Sediment zum Gestein in der Tiefe. Simuliert wird auch die Bildung von Rissen, Fallenstrukturen und Salzstöcken sowie die Auswirkungen der Erdkrustenbewegungen etwa aufgrund der Kontinentalverschiebung.

Daran schließen sich ausführliche geophysikalische Untersuchungen an, mit denen der Untergrund wie ein Patient bei einer medizinischen Untersuchung durchleuchtet wird. Prinzipiell nutzt man an Land und im Meer die gleichen Verfahren. Für die Erkundung des Meeresbodens aber sind Flugzeug- und Schiffseinsätze und spezielle Geräte nötig. Wichtige geophysikalische Verfahren sind:

SEISMIK: Die Seismik ist das weltweit wichtigste Prospektionsverfahren. Die Methode funktioniert ähnlich wie die Ultraschalluntersuchung beim Arzt, bei der Ultraschallwellen von einem Schallkopf in den Körper geschickt werden und verschiedene Organe oder Knochen die Wellen unterschiedlich stark reflektieren. Aus diesem Reflexionsmuster erzeugt das Ultraschallgerät dann Bilder des Körperinneren. Bei der Seismik nun werden von Forschungsschiffen aus mit sogenannten Airguns akustische Wellen im Wasser erzeugt, die bis in den Erdboden dringen. Je nach Gesteinsart wandern sie unterschiedlich schnell. Im Untergrund werden die Wellen an den Gesteinsgrenzen reflektiert. Aus den Laufzeitunterschieden der Schallwellen können die Computer dann auf die Bodenbeschaffenheit schließen. Vor wenigen Jahrzehnten lieferte die Seismik nur einfache Schnitte durch den Untergrund. Heute kommt die moderne 3-D-Seismik zum Einsatz. Diese ist nicht zuletzt dank immer leistungsfähigerer Computer in der Lage, Bodenstrukturen und Lagerstätten auch räumlich darzustellen (Kapitel 3).

GRAVIMETRIE: Die Gravimetrie war eine der ersten geophysikalischen Techniken, die man bei der Suche nach Erdöl und Erdgas einsetzte. Die Methode macht sich die Schwerkraft (Gravitation) der Erde zunutze, die nicht an allen Punkten gleich stark ist, sondern von der vorhandenen Masse im Untergrund bzw. der Dichte des Gesteins abhängt. Mithilfe der Schwerkraftmessung kann man folglich verschiedene Gesteine oder Bodenstrukturen voneinander unterscheiden und damit auf mögliche Lagerstätten schließen. Allerdings muss der Unterschied zwischen den Gesteinen ausreichend groß sein. Das ist beispielsweise in den Erdschichten unter der Barentssee im Nordostatlantik der Fall. Hier gibt es große Salzstöcke, die eine wesentlich geringere Dichte als das umgebende Gestein haben. So lassen sich unter anderem Salzstockflanken und -überhänge entdecken. Die Schwerkraft wird mit Gravimetern gemessen, die auf Schiffen, Flugzeugen und seit etwa 10 Jahren auch auf Satelliten eingesetzt werden.



**1.17 > Die Schwerkraft der Erde ist an verschiedenen Punkten unterschiedlich groß. Sie hängt insbesondere von der Dichte des Gesteins ab. Mithilfe von Satelliten werden seit einigen Jahren sehr genaue Schwerkraftkarten erstellt. Gebiete mit großer Schwerkraft sind auf dieser Abbildung rot und leicht erhaben dargestellt. Regionen mit geringer Schwerkraft sind blau und als Vertiefung, als Delle, abgebildet. Fachleute bezeichnen die Erde als Gravitationskartoffel.**

MAGNETIK: Die Erde besitzt ein Magnetfeld, das sich zwischen dem Nordpol und dem Südpol erstreckt. Dieses Magnetfeld ist sehr gleichmäßig. Allerdings können

bestimmte Bodenstrukturen zu Abweichungen in diesem Magnetfeld führen, zu sogenannten magnetischen Anomalien, die messbar sind. Wie groß die Abweichungen sind, hängt unter anderem davon ab, wie stark der Untergrund magnetisiert ist. Diese Magnetisierung wiederum ist von den Eisenverbindungen abhängig, die im Untergrund enthalten sind: Magnetit, Maghemit und Hämatit. So ist Hämatit schwächer magnetisch als die beiden anderen Verbindungen. An einer Lagerstätte ist das Magnetfeld in der Regel schwächer, weil das Sedimentgestein, in dem Öl und Gas lagern, weniger magnetisch ist als das umgebende Gestein, beispielsweise vulkanisches Gestein. Magnetfeldmessungen werden meist von Flugzeugen aus mit hochempfindlichen Messgeräten gemacht. So lassen sich in kurzer Zeit große Flächen untersuchen.

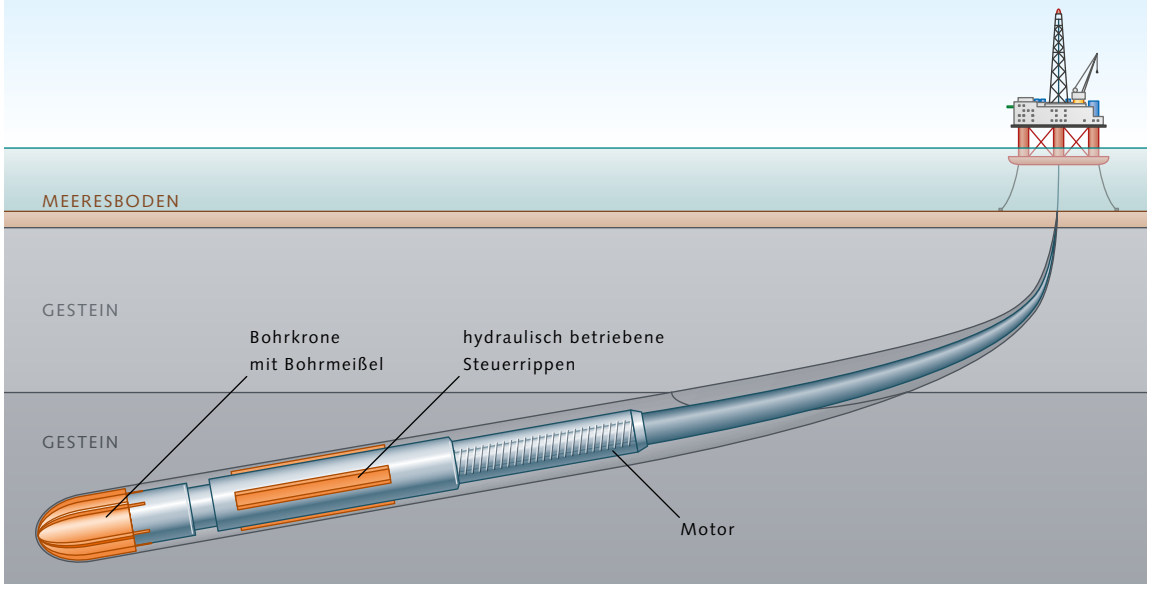
ELEKTROMAGNETIK (Georadar): Bei elektromagnetischen Verfahren werden wie bei der Rundfunkantenne elektromagnetische Impulse, in diesem Fall Radarwellen, ausgesendet. Ähnlich wie die Schallwellen bei der Seismik werden die elektromagnetischen Signale von Bodenstrukturen verändert.

Hat man mit den geophysikalischen Methoden ein Meeresgebiet erkundet, schließen sich Explorationsbohrungen an, die meist von schwimmenden Bohranlagen, sogenannten Halbtauchern, aus durchgeführt werden. Während des Bohrens wird das Bohrklein permanent von den Spezialisten an Bord untersucht. Von Interesse sind die Gesteinsart und das Alter sowie die Zusammensetzung der durchbohrten Schichten. Tonschiefer kann auf Muttergesteine hindeuten, Sandstein auf Lagerstätten. Die Überreste von Meeresorganismen wiederum, etwa die Kalkschalen von Meeresalgen, die zu bestimmten Zeiten und unter bestimmten Klimabedingungen gelebt haben, geben Hinweise darauf, wie alt die Gesteinsschichten sind.

Während des Bohrens wird außerdem ständig der Erdgas- und Kohlenwasserstoffgehalt des Bohrkleins gemessen. Gibt es konkrete Hinweise auf eine Lagerstätte, wird durch zusätzliche Bohrungen untersucht, wie groß die Lagerstätte ist, wie gut sich die Rohstoffe daraus fördern lassen und welche Qualität das Gas oder Öl hat. Erst wenn all diese Informationen vorliegen, kann die Förderung beginnen.

## Lieber horizontal als senkrecht

Um Gas- und Ölvorkommen zu erschließen, müssen mehrere Tausend Meter mächtige Gesteinsschichten durchbohrt werden. Dafür benötigt man baumstammdicke Bohrmeißel, die mit großen Zähnen aus Hartmetall oder Keramik besetzt sind. Die Bohrmeißel zertrümmern das




**1.18 > Dank der Richtbohrtechnik können von einer Plattform aus Lagerstätten in weitem Umkreis erschlossen werden.**

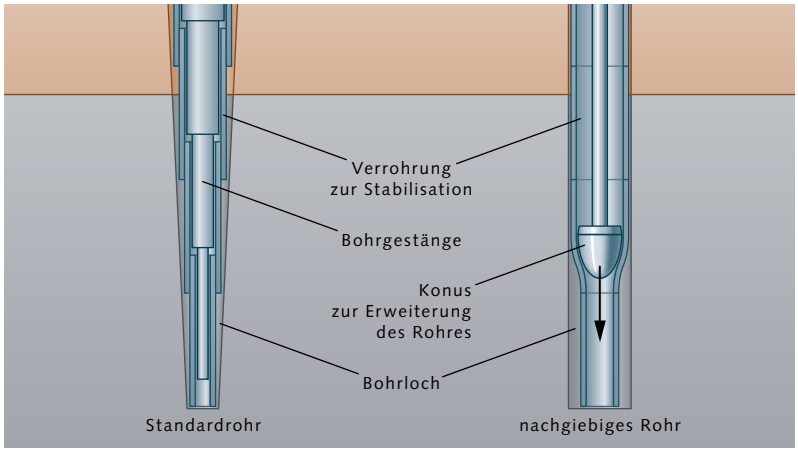
Gestein. Sie werden heute meist durch eine Turbine bewegt, die hinter dem Meißel sitzt. Diese Turbine wiederum wird durch Spülflüssigkeit in Rotation versetzt, die man unter hohem Druck ins Bohrloch einpresst. Diese Spülflüssigkeit transportiert auch das zerkleinerte Gestein ab. Sie steigt mit dem Bohrklein auf, wird auf der Bohranlage gereinigt und dann wieder in die Tiefe gepumpt. Um den Bohrmeißel in die Erde zu treiben, wird das Bohrgestänge Stück für Stück um etwa 10 Meter lange Rohre verlängert, die angeschraubt werden. Dieses Rotary-Bohrverfahren ist seit rund 100 Jahren im Einsatz.

Je nach Härte der durchbohrten Schicht wird ein Meißel mehr oder weniger schnell stumpf. Er muss dann ausgewechselt werden. Für eine 5000-Meter-Bohrung benötigt man ungefähr 30 Meißel. Um den Meißel auszuwechseln, wird das Bohrgestänge nach und nach aus dem Bohrloch gezogen, auseinandergeschraubt und anschließend wieder eingebaut. Ein Meißelwechsel dauert je nach Bohrlochtiefe unterschiedlich viele Stunden.

Anfangs konnte man nur senkrecht in die Tiefe bohren. Um ein großes Gas- oder Ölfeld zu erschließen, musste man daher Bohrturm neben Bohrturm errichten, weil ein Bohrloch nicht reichte, um das Erdöl aus den weit entfernten Bereichen der Lagerstätte zu fördern. Inzwischen gibt es die Richtbohrtechnik, mit der man in Kurven bohren kann. Damit lassen sich von einer Bohrinsel aus viele Löcher in den Untergrund treiben und selbst mehrere Kilometer entfernte Gas- und Ölfelder erschließen.

Bei den ersten Richtbohrverfahren war es zunächst nur möglich, in einem vorher genau eingestellten Winkel zu bohren. Dazu wurde in den vorderen Teil des Bohrgestänges, die Bohrkrone, ein Hydraulikmotor eingebaut, dessen Achse um wenige Grad zum Bohrgestänge gekippt war. Auch in diesem Fall wurde das Bohrgestänge vom Bohrturm aus angetrieben. Schaltete man nun den Hydraulikmotor zu, wurde die Bohrung um den vorgegebenen Winkel abgelenkt. Der Winkel betrug nur wenige Grad, sodass die Bohrung in weitem Bogen abgelenkt wurde. Diese Krümmung war so gering, dass sich das Bohrgestänge nur minimal verbog.

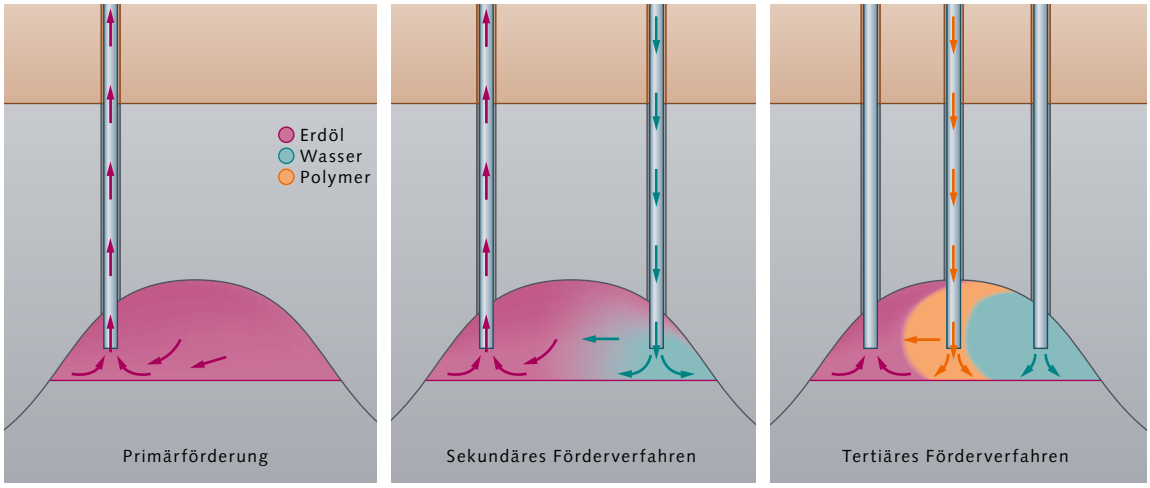
Zudem kam dabei ein spezieller Stahl zum Einsatz, der leicht gebogen werden konnte, ohne zu brechen – so wie ein Strohhalm, der sich ein wenig biegen lässt, ohne zu knicken.




**1.19 > Damit sich das Bohrloch nach unten hin nicht teleskopartig verengt, werden in jüngster Zeit auch spezielle dehnbare Rohre eingesetzt. Diese werden im Untergrund geweitet, indem man einen hydraulisch betriebenen Konus hindurchdrückt. Ein solches Verfahren wird Solid-Expandable-Tubular-Verrohrung genannt.**

Mit modernen Richtbohrverfahren hingegen kann man die Richtung während des Bohrens verändern. Dazu wird hinter der Bohrkrone eine Steuereinheit mit sogenannten Steuerrippen, der Steuersub, montiert. Dieser sitzt wie ein Ring auf dem Bohrgestänge, das von der Bohranlage angetrieben wird. Die Steuerrippen lassen sich hydraulisch gegen die Bohrlochwand pressen und der Steuersub auf diese Weise verkeilen. Dadurch wird eine Kraft aufgebaut, die die Bohrkrone von ihrem Pfad ablenkt. Indem man jeweils andere Steuerrippen aktiviert und gegen die Wand presst, kann man die Bohrkrone in jede gewünschte Richtung ablenken. Sensoren überwachen während des Vortriebs die Lage der Bohrkrone im Raum. Über eine Computersteuerung wird der Kurs bei Bedarf automatisch korrigiert. Die Motoren und Generatoren für die Hydraulik sitzen direkt hinter dem Steuersub.

Heute sind Bohrspezialisten in der Lage, Horizontalbohrungen mit einer Länge von mehr als 12 Kilometern durch den Erdboden zu treiben, sogenannte Extended-Reach-Bohrungen. Zudem ist es möglich, aus einer Horizontalbohrung weitere Bohrungen abzweigen zu lassen. Experten sprechen von Multilateralbohrungen. Wie das Wurzelwerk eines Baumes verästeln sich solche Horizontalbohrungen, wodurch die Vorkommen sehr gut erschlossen werden können. Extended-Reach-Bohrungen werden unter anderem dafür eingesetzt, um von Land aus Offshore-Lagerstätten zu erschließen. Diese Methode wird seit vielen Jahren zum Beispiel bei der Erdölförderung an der deutschen Nordseeküste sowie bei aktuellen Projekten im Kaspischen Meer eingesetzt.




**1.20 > Die Ölförderung wird in 3 Phasen unterteilt: Bei der Primärförderung fließt das Öl zunächst von selbst ins Bohrloch. Später halten Pumpen den Ölfluss aufrecht. Bei der sekundären Förderung wird Wasser in die Lagerstätte gepumpt, um den Lagerstättendruck künstlich zu erhöhen. Um zu verhindern, dass das eingepresste Wasser am Öl vorbei ins Bohrloch strömt, wird bei der tertiären Förderung zwischen Wasser und Öl ein Polymer injiziert. Alternativ lässt sich die Zähflüssigkeit des Öls durch Einpumpen von Heißwasser oder Lösemitteln verringern.**

Wichtig für eine erfolgreiche Bohrung ist die Spülung des Bohrlochs mit einer wässrigen Lösung. Sie transportiert nicht nur das Gestein ab, sondern kühlt auch den Meißel – und sie erzeugt durch ihr Eigengewicht einen Gegendruck, der die Bohrlochwand stützt und verhindert, dass sie einstürzt. Die wässrige Lösung wird durch das Bohrgestänge bis hinab zum Bohrmeißel gepumpt und tritt dort in den Spalt zwischen Bohrgestänge und dem umgebenden Stein ein. In diesem Spalt steigt sie auch wieder nach oben.

Die Spülung ist jedoch ungeeignet, das Bohrloch auf Dauer zu sichern. Deshalb werden nach und nach Stahlrohre in das Bohrloch einzementiert, die die Wand stützen. Das Problem: Da sich der Bohrmeißel ständig weiter in die Tiefe vorarbeitet, müssen neue Rohrabschnitte durch den bereits zementierten Teil hinabgeschoben werden. Die Durchmesser der nachfolgenden Rohre müssen also immer kleiner sein als die der schon zementierten Rohrabschnitte. Dadurch verjüngt sich das Bohrloch nach unten hin teleskopartig. So hat eine Bohrung an der Oberfläche einen Durchmesser von bis zu 70 Zentimetern, in mehreren Kilometer Tiefe aber nur noch von wenig mehr als 10 Zentimetern. Für eine künftige Förderung mit hohen Förderraten ist jedoch ein möglichst großer Durchmesser sinnvoll. In jüngster Zeit kommen in Pilotprojekten deshalb nachgiebige Stahlrohre zum Einsatz. Sobald sie eingebaut sind, schickt man eine Art hydraulischen Kolben, einen Konus, hindurch, der sie weitet. So entsteht ein Rohr mit einheitlichem Durchmesser.

## Wenn der Ölstrom versiegt

Beim Bohren nach Gas und Öl kommen grundsätzlich die gleichen Verfahren zum Einsatz. Die Förderung aber unterscheidet sich, denn Öl ist zähflüssig und strömt nur für begrenzte Zeit von allein zum Bohrloch. Das ist dann der Fall, wenn der Lagerstättendruck noch hoch genug ist. Dieser Strom versiegt aber, wenn sich die Lagerstätte entleert und der Druck zu stark abfällt. Der Lagerstättendruck muss demzufolge durch technische Verfahren nach und nach künstlich erhöht werden. Fachleute unterscheiden daher 3 Phasen der Ölförderung:

1. PRIMÄRFÖRDERUNG:
Während der Primärförderung strömt das Öl zunächst von sich aus zum Bohrloch. Wenn der Lagerstättendruck nachlässt und sich der Ölstrom verlangsamt, kommen sogenannte Tiefenpumpen, Pumpjacks, zum Einsatz, die das Öl an die Oberfläche saugen. Mit der Primärförderung können im Durchschnitt nur etwa 5 bis 30 Prozent des ursprünglich in der Lagerstätte vorhandenen Öls gefördert werden.

2. SEKUNDÄRE FÖRDERVERFAHREN:
Um die Lagerstätten besser auszubeuten, setzt man sekundäre Förderverfahren ein. Die am weitesten verbreitete Methode ist das Wasserfluten. Dabei wird am Rand der Lagerstätte Wasser eingepresst, das das Öl Richtung Bohrloch treibt. Der Lagerstättendruck wird durch das Einpum-

pen von Wasser also künstlich erhöht. In seltenen Fällen wird Erdgas in die Lagerstätten eingepresst. Das ist in Regionen der Fall, in denen Erdgas in großen Mengen zur Verfügung steht. Der wertvolle Rohstoff Erdgas wird später zurückgewonnen. Mit der sekundären Förderung lässt sich der Anteil des gewinnbaren Öls auf bis zu 45 Prozent erhöhen.

3. TERTIÄRE FÖRDERVERFAHREN:
Auch die sekundären Förderverfahren stoßen irgendwann an eine Grenze. Da Wasser und Öl eine ähnliche Dichte haben, kann es bei der sekundären Förderung geschehen, dass das eingepresste Flutwasser am Öl vorbei in die Bohrung fließt, sodass sich kaum noch Öl gewinnen lässt. Daher versucht man mithilfe sogenannter tertiärer Förderverfahren, die Zähflüssigkeit, die Viskosität, des Öls zu verringern. Dazu werden Heißwasser oder Lösemittel in die Lagerstätte eingepresst. Alternativ kann man verhindern, dass das Wasser am Öl vorbeiströmt, indem man zwischen Öl und Flutwasser einen Flüssigkunststoff, ein Polymer, einbringt. Dieses Polymer ist so viskos, dass das Wasser nicht hindurchströmen kann. So wird der Druck des eingepressten Flutwassers über das Polymer auf das Öl übertragen und das Öl aus der Lagerstätte herausgedrückt. Darüber hinaus werden derzeit Zusatzstoffe entwickelt, die die Viskosität des Wassers erhöhen. Auch dadurch lässt sich verhindern, dass das Wasser am Öl vorbeiströmt.

Tertiäre Verfahren werden auch als Enhanced Oil Recovery (EOR), übersetzt: verbesserte Ölgewinnung, bezeichnet. Sie werden heute eingesetzt, um ehemals stillgelegte Ölfelder zu erschließen. Zwar teurer als die Primärförderung, sind die EOR-Verfahren dennoch mit dem gestiegenen Ölpreis wirtschaftlich geworden. Mit den tertiären Verfahren können bis zu 60 Prozent des ursprünglichen Ölinhalts einer Lagerstätte gefördert werden. Das bedeutet, dass sich der Porenraum einer Lagerstätte nie völlig entleeren lässt, unter anderem weil physikalische Kräfte das Öl in den Poren zurückhalten. Rund 40 Prozent des Öls bleiben also im Untergrund.

Nach Schätzungen von Ölkonzernen trägt EOR heute 4 Prozent zur weltweiten Ölproduktion bei. Dieser Wert könnte bis zum Jahr 2030 auf 20 Prozent steigen, heißt es. Denn weltweit werden in den kommenden Jahrzehnten viele Ölfelder so weit ausgebeutet sein, dass man auf tertiäre Verfahren umsteigen muss.

Auch in Erdgasvorkommen lässt der Lagerstättendruck nach, wenn Erdgas gefördert wird. Um das übrige Gas zu gewinnen, reicht aber in der Regel der Einsatz von Pumpen, die das Gas ansaugen.

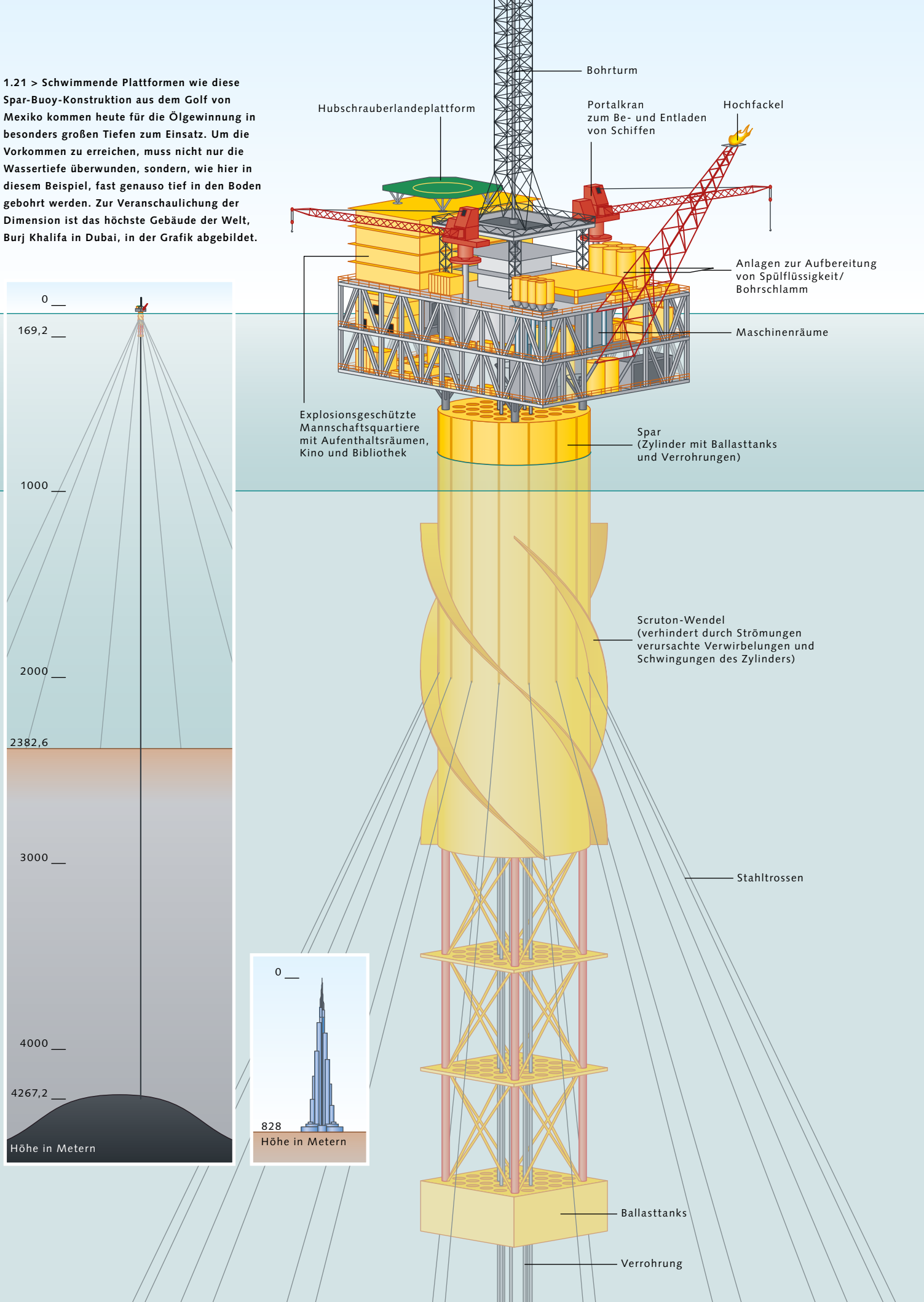
## Mächtige Technik für große Tiefen

Auf der Suche nach neuen Gas- und Ölvorkommen im Meer sind die Energiekonzerne in immer größere Tiefen vorgedrungen. Ein Grund dafür waren die Ölkrisen in den 1970er Jahren, in deren Folge viele neue Vorkommen erschlossen wurden, beispielsweise in der Nordsee. Inzwischen sind viele Lagerstätten an Land und in den flachen Schelfgebieten vor den Küsten ausgebeutet oder bereits in der Phase der Enhanced Oil Recovery. Damit werden neue Lagerstätten in der Tiefsee zunehmend interessant. In den 1940er Jahren wurden erste Gas- und Ölanlagen noch in weniger als 10 Meter Wassertiefe auf Stegen oder Rampen errichtet, die fest mit dem Ufer verbunden waren. Später wurden Plattformen gebaut, die fest auf dem Meeresboden standen. Einige von ihnen sind so groß, dass sie selbst das Empire State Building in New York überragen würden.

### Als das Öl knapp wurde – die Ölkrisen

Als Ölkrise bezeichnet man 2 Phasen in den 1970er Jahren, in denen sich das Ölangebot auf dem Weltmarkt aufgrund politischer Krisen verringerte, was nicht nur einen starken Ölpreisanstieg, sondern auch einen gesamtwirtschaftlichen Absturz zur Folge hatte. Die erste Ölkrise wurde 1973 durch den 20-tägigen Jom-Kippur-Krieg zwischen Israel auf der einen und Ägypten und Syrien auf der anderen Seite ausgelöst. Die von arabischen Staaten dominierte Organisation der Erdöl exportierenden Länder (Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC) drosselte die Fördermenge, um Druck auf die westlichen Länder auszuüben, Israel nicht weiter zu unterstützen. Die zweite Ölkrise folgte 1979/80, nachdem im Iran die Monarchie unter Schah Mohammad Reza Pahlavi durch die islamische Revolution beendet worden war. Kurz darauf erklärte der Irak dem Iran den Krieg. Die politische Unsicherheit bewirkte erneut eine Verknappung der Ölmenge auf dem Weltmarkt. Letztlich führten die Ölkrisen dazu, dass viele Länder neue, eigene Reserven erschlossen, um sich unabhängiger zu machen, zum Beispiel mit der Nordsee-Ölförderung.

**1.21 > Schwimmende Plattformen wie diese Spar-Buoy-Konstruktion aus dem Golf von Mexiko kommen heute für die Ölgewinnung in besonders großen Tiefen zum Einsatz. Um die Vorkommen zu erreichen, muss nicht nur die Wassertiefe überwunden, sondern, wie hier in diesem Beispiel, fast genauso tief in den Boden gebohrt werden. Zur Veranschaulichung der Dimension ist das höchste Gebäude der Welt, Burj Khalifa in Dubai, in der Grafik abgebildet.**



Heutzutage fördern Anlagen Gas und Öl aus annähernd 3000 Meter Wassertiefe. Da der Bau solcher Anlagen für Wassertiefen von mehr als 400 Metern technisch aufwendig und teuer ist, setzt man für große Tiefen heute vorwiegend schwimmende Anlagen ein.

Fachleute unterscheiden hierbei zwischen Bohr- und Förderanlagen. Bohranlagen werden genutzt, um ein Gas- oder Ölfeld zu erschließen. Häufig kommen schwimmende Bohrplattformen zum Einsatz, die bis hinunter zur Lagerstätte bohren. Anschließend werden sie zum nächsten Einsatzort geschleppt. Darüber hinaus gibt es auch große Bohrschiffe, die anders als die Plattformen nicht geschleppt werden müssen, sondern mit eigenem Antrieb von einem zum nächsten Vorkommen fahren.

Ist eine Bohrung fertig, wird das Bohrloch zunächst mit einem Bohrlochkopf am Meeresboden versiegelt. Dabei handelt es sich um eine Art Verschlusskappe von der Größe eines Pkw, die verhindert, dass Gas oder Öl austritt. Erst dann schleppt man die Bohrplattform weg. An ihrer Stelle wird dann zu einem späteren Zeitpunkt eine Förderplattform installiert. Der Bohrlochkopf wird wieder geöffnet und das Erdgas oder Erdöl aus der Lagerstätte gefördert.

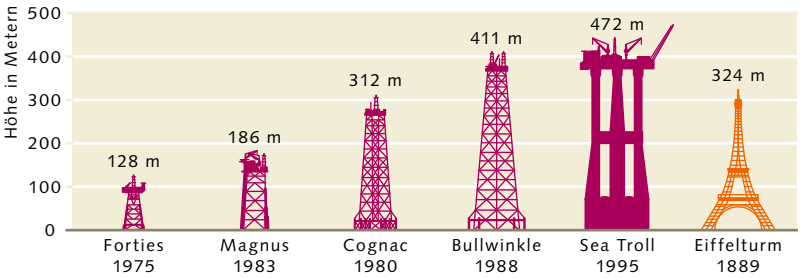
In moderaten Wassertiefen baut man auch heute noch Förderanlagen, die fest auf dem Meeresboden stehen. Für große Tiefen hingegen kommen schwimmende Förderplattformen zum Einsatz. Außerdem gibt es Förderschiffe, sogenannte Floating Production Storage and Offloading Units (FPSOs) – schwimmende Produktions- und Lagereinheiten. Diese sind besonders flexibel und werden oft für kleinere Gas- und Ölvorkommen eingesetzt. Ist die Lagerstätte erschöpft, fahren sie zur nächsten weiter. Im Einsatz sind auch Anlagen, die sowohl für die Bohrung als auch die Förderung geeignet sind.

## Kleine Industriestädte im Meer

Ganz gleich ob es sich um eine Bohr- oder Förderanlage, eine auf dem Grund installierte oder eine schwimmende Plattform handelt: Jede dieser Anlagen ähnelt einer kleinen Industriestadt. An Bord können sich Fitness- und Konferenzräume befinden, Schlaf- und Wohnzimmer für bis zu 200 Arbeiter – und natürlich die Technik, mit der gebohrt oder gefördert wird. Dazu zählt bei Bohrplattformen zunächst die Bohranlage mit dem Bohrturm, über den das Bohrgestänge im Gestein versenkt wird. Gedreht wird das Gestänge entweder über einen Antrieb im Turm oder den Drehtisch direkt auf der Plattform, eine Art rotierende Scheibe, in deren Mitte das Gestänge fixiert ist. Hinzu kommen Pumpen, die die Spülung ins Bohrloch pressen.

Für die Förderung wiederum benötigt man Pumpen, die das Gas und Öl an die Oberfläche saugen, wenn der Lagerstättendruck abfällt. Da die Rohstoffe stets mit Sand und Wasser vermengt sind, stehen an Deck Anlagen, mit denen das Gemisch getrennt und aufbereitet wird. Hinzu kommen Tanks für Gas und Öl sowie Pumpen, die die Rohstoffe via Pipeline ans Land drücken oder in Tankschiffe füllen. Der für die Anlagen und den Wohnbereich erforderliche Strom wird mithilfe von Generatoren erzeugt.

Da Öl meist durch geringe Mengen von Erdgas verunreinigt ist, benötig man auf Ölförderplattformen außerdem Prozessanlagen, die das Gas vom Öl abtrennen. Das Gas wurde früher meist abgefackelt und somit vergeudet. Das ist bedauerlicherweise auch heute noch der Fall. Inzwischen aber wird es häufiger genutzt – unter anderem um Stromgeneratoren auf Bohr- und Förderinseln anzutreiben. Fällt es in größeren Mengen an, wird es via Pipeline an Land gepumpt.




**1.22 > Die Ölförderung verlagerte sich im Laufe der Zeit immer weiter aufs Meer hinaus. Da die Bohrinseln noch auf dem Grund standen, wurden sie entsprechend immer größer und länger. Heute werden für große Tiefen meist schwimmende Plattformen eingesetzt.**

Heute gibt es eine ganze Reihe verschiedener stehender oder schwimmender Bohr- und Förderanlagen, die für bestimmte Einsatzzwecke entwickelt wurden. Diese lassen sich den folgenden 3 Kategorien zuordnen:

**FIXED PLATFORM:** Dieser Typ steht auf einem Gestell auf dem Meeresgrund. Dazu gehören:

- **Hubinseln:** Hubinseln sind große Schwimmplattformen mit ausfahrbaren Stützen, auf deren Deck Kräne,

1.23 > Die Hubinsel „Constellation II“ kommt unter anderem bei der Erschließung von Erdgasfeldern vor Südamerika zum Einsatz. Während der Fahrt sind ihre Stützen hochgefahren, sodass sie wie Türme aufragen.

1.24 > Die Fachwerkkonstruktion der „Bullwinkle“-Plattform wurde an Land vorgefertigt und 1988 in den Golf von Mexiko geschleppt.

Unterkünfte, Bohr- oder Förderanlagen installiert sind. Sie werden mithilfe von Schiffen oder einem eigenen Antrieb an ihren Bestimmungsort gebracht. Dort werden die Stützen bis zum Meeresboden ausgefahren, sodass die Insel fest auf dem Grund steht. Der Vorteil ist, dass die Insel nach ihrem Einsatz an einen neuen Ort geschleppt werden kann. Ein Beispiel ist die Bohrplattform „Constellation II“. Diese wird unter anderem für Probebohrungen nach Erdgas eingesetzt.

- **Stahlplattformen:** Stahlplattformen werden auf einem Turm aus Stahlfachwerk errichtet. Das Stahlgestell hat den Vorteil, dass es Wind und Wellen wenig Widerstand bietet. Stahlkonstruktionen sind unter anderem im Golf von Mexiko und in der Nordsee häufig anzutreffen. Die Rohre, mit denen man den Turm im Meeresboden verankert, sind mehrere Meter dick, da sie Konstruktionen mit einem Gewicht von mehreren 10 000 Tonnen tragen müssen. Die größte Plattform dieser Art ist die Ölplattform „Bullwinkle“, die 1988 als Förderplattform im Golf von Mexiko aufgestellt wurde. Sie hat eine Höhe von 529 Metern. Die Wassertiefe beträgt vor Ort 412 Meter. Die Stahlkonstruktion wurde an Land vorgefertigt und dann aufs Meer geschleppt. Stahlkonstruktionen von „Bullwinkle“-Größe werden als Förderplattform nur für große und ergiebige Gas- oder Ölfelder eingesetzt.

- **Betonplattformen:** Betonplattformen ruhen auf riesigen Hohlkörpern aus Stahlbeton. Auch sie werden sowohl wegen ihrer Größe als auch der aufwendigen Herstellung meist als Förderplattformen für große Gas- oder Ölfelder eingesetzt. Da der Wasserdruck in der Tiefe sehr hoch ist, sind die Hohlkörper kugelförmig oder zylindrisch geformt. Sie werden an Land vorgefertigt und dann an den Einsatzort geschleppt. Damit die Konstruktion nicht kippt, wird sie zum Teil geflutet. Dabei verbleibt in den Hohlkörpern noch so viel Luft, dass die Konstruktion wie ein riesiges Schiff stabil im Wasser liegt und schwimmt. Am Einsatzort dann wird die Konstruktion ganz auf den Meeresboden hinabgelassen. Später während des Betriebs dienen die Hohlkörper als Tanks, in denen das geförderte Erdgas und Erdöl gelagert werden kann. Ein Beispiel ist die Erdgasförderplattform „Sea Troll“, die 1996 im norwegischen Troll-Gasfeld in Betrieb genommen wurde. Die 472 Meter hohe Konstruktion wurde an Land vorgefertigt und dann aufs Meer geschleppt. Die Wassertiefe vor Ort beträgt 303 Meter.

**COMPLIANT PLATFORM:** Auch von diesem (anpassungsfähigen) Plattformtyp gibt es verschiedene Varianten, beispielsweise Stahltürme, die zusätzlich mit Stahltrossen am Meeresboden verankert werden. Besonders häufig sind:

**1.25 > Die norwegische „Sea Troll" ist die größte Erdgasplattform weltweit. Sie wurde mit mehreren Schleppern an ihren Einsatzort gezogen.**

**1.26 > Das FPSO „Kizomba A" ist Teil einer großen Ölförderanlage, die aus einer Förderplattform und mehreren Subsea-Einheiten besteht.**

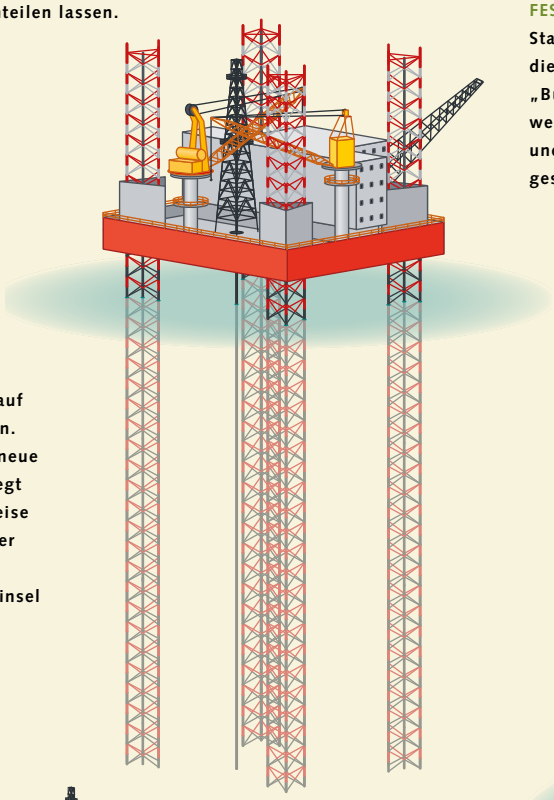
- **Tension Leg Platforms:** Die Tension Leg Platform (TLP) gehört zu den am weitesten verbreiteten Varianten. Diese besteht in der Regel aus einer Plattform, die mit mehreren Stützen auf einem großen Schwimmkörper ruht. Die TLP steht also nicht mit einem Turm auf dem Meeresboden. Stattdessen ist sie mit dicken Stahltrossen permanent am Grund verankert. Das Besondere ist, dass die Stahltrossen gespannt gehalten werden, damit die TLP ruhig im Wasser liegt. Dazu wird der Schwimmkörper zunächst teilweise geflutet und die Konstruktion abgesenkt. Dann werden die Stahltrossen montiert. Anschließend lässt man den Ballast wieder ab, wodurch die TLP etwas aufschwimmt. So werden die Stahltrossen zwischen Meeresboden und Schwimmkörper gespannt. Da der Schwimmkörper tief im Wasser liegt, bewegt sich die TLP anders als ein Schiff, das bei Seegang auf den Wellen reitet, auch bei Sturm nicht. Die Wellen rollen einfach unter der Plattform hinweg und an den Stützen vorbei. Ein weiterer Vorteil: Da man keinen festen Turm benötigt, können diese Konstruktionen auch für Erdgas- und Erdölfelder eingesetzt werden, die sich in großer Tiefe befinden.

- **Spar Buoys:** Eng verwandt mit der TLP sind Spar-Buoy-Konstruktionen. Bei diesen ruht die Plattform nicht auf mehreren Stützen, sondern auf einem einzigen langen zylindrischen Körper, der wie ein gigantisches Rohr senkrecht im Wasser steht. Wie bei einer Boje (englisch *buoy*) sorgt dieser Körper für Auftrieb. Dieser Typ wird erst seit knapp 20 Jahren in der Ölförderung eingesetzt. Ein Vorteil ist, dass die Zylinderkonstruktion Meeresströmungen wenig Widerstand bietet und damit auch wenig belastet wird. Der zylindrische Körper enthält Tanks für Gas und Öl sowie Ballasttanks, mit denen die Spar-Buoy-Konstruktion wie eine TLP auf- und absteigen kann. Wie die TLP wird die Spar-Buoy-Anlage mit permanent gespannten Stahltrossen am Meeresboden verankert. Der englische Begriff *spar* ist keine Abkürzung, sondern bedeutet, in Anlehnung an die zylindrische Struktur, schlicht Rundholz.

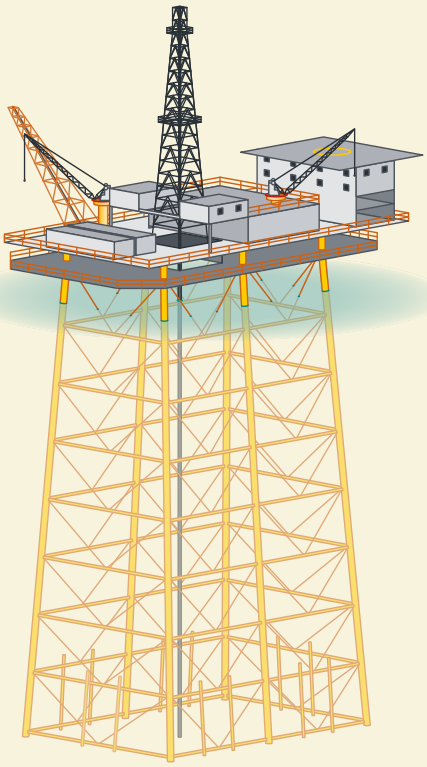
**FLOATING PLATFORM:** Zu den Floating Platforms zählen unter anderem kleinere Halbtaucherkonstruktionen, sogenannte Semi-Submersibles, die meist durch ihren eigenen Antrieb oder einfache Anker auf Position gehalten werden. Eine permanente Verankerung im Meeresboden wie die TLPs haben diese Plattformen in der Regel nicht. Diese Anlagen werden häufig für Bohreinsätze zu neuen Lagerstätten gefahren. Zu den Floating Platforms gehören auch Bohrschiffe sowie die FPSOs. Diese werden meist in der Nähe von Förderplattformen oder Subsea-Anlagen eingesetzt, mit denen sie über Leitungen verbunden sind. An

# Die Plattformtypen der Gas- und Ölindustrie

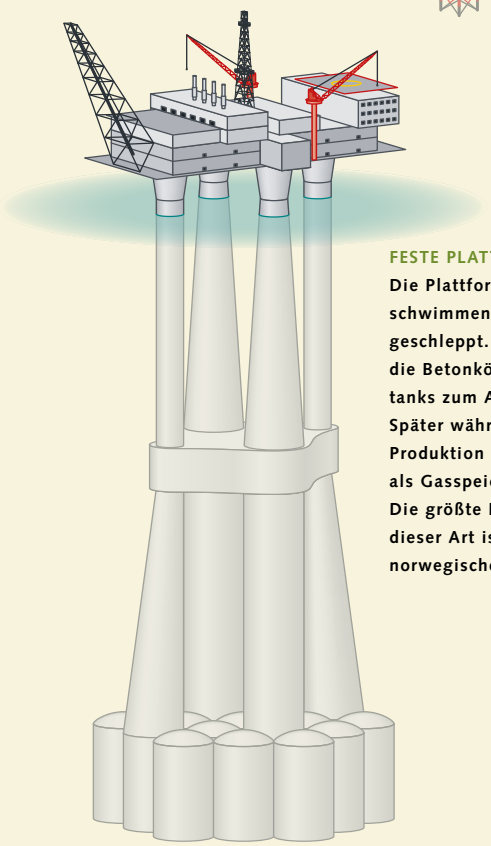
**1.27 > Um Erdgas und Erdöl aus dem Meer zu gewinnen, wurden in den vergangenen Jahrzehnten verschiedenste Bohr- und Förderplattformen entwickelt, die sich in mehrere Klassen einteilen lassen.**



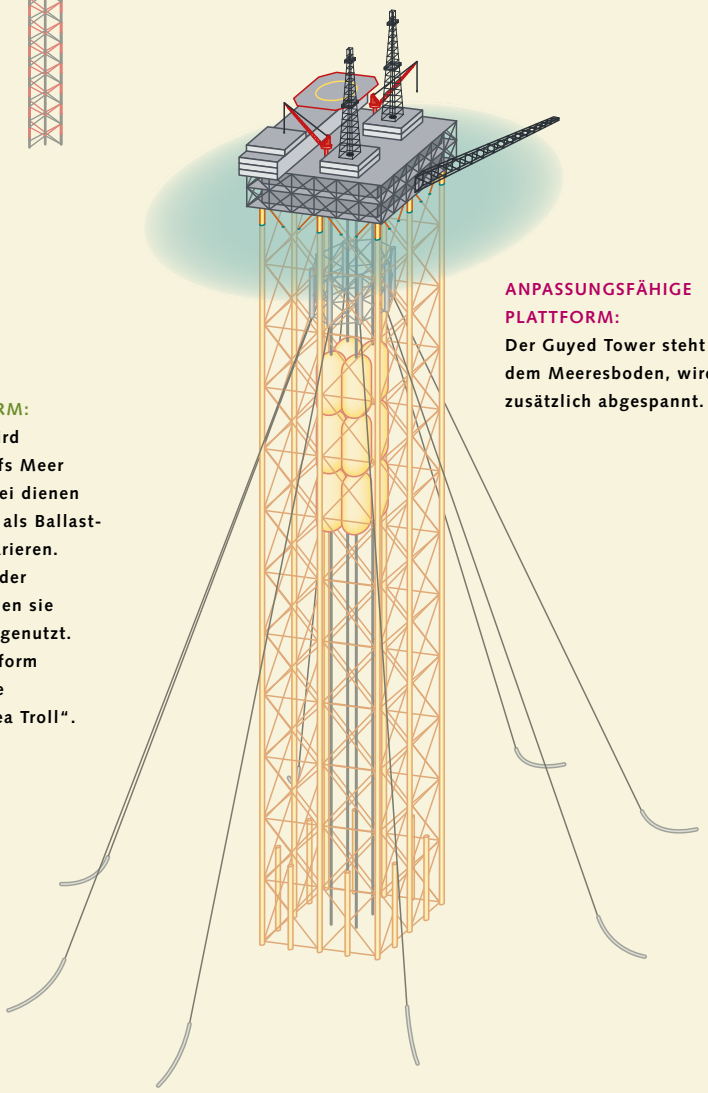
**FESTE PLATTFORM:**
Die Hubinsel steht auf ausfahrbaren Stützen. Sie kann schnell in neue Einsatzgebiete bewegt werden, beispielsweise um neue Erdgasfelder zu erschließen. Ein Beispiel ist die Hubinsel „Constellation II“.



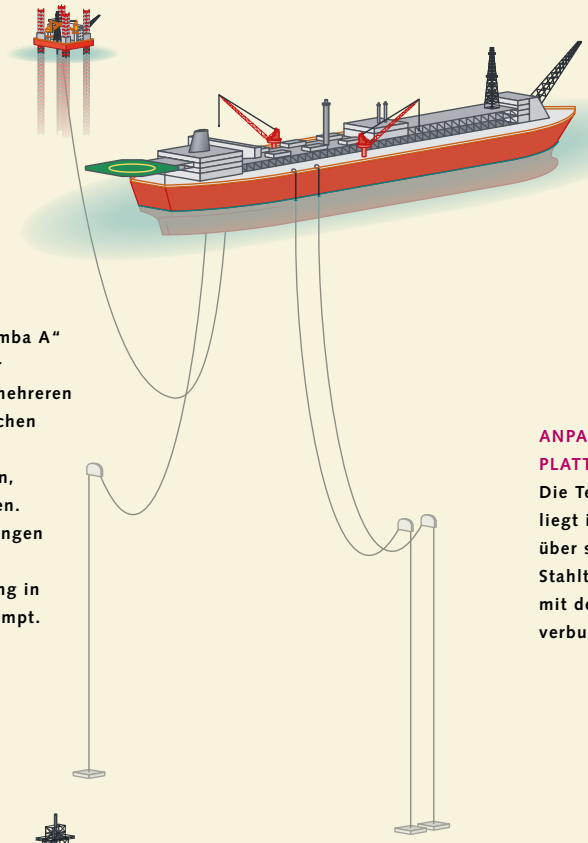
**FESTE PLATTFORM:**
Stahlkonstruktionen wie die US-amerikanische „Bullwinkle“-Plattform werden an Land vorgefertigt und dann aufs Meer geschleppt.



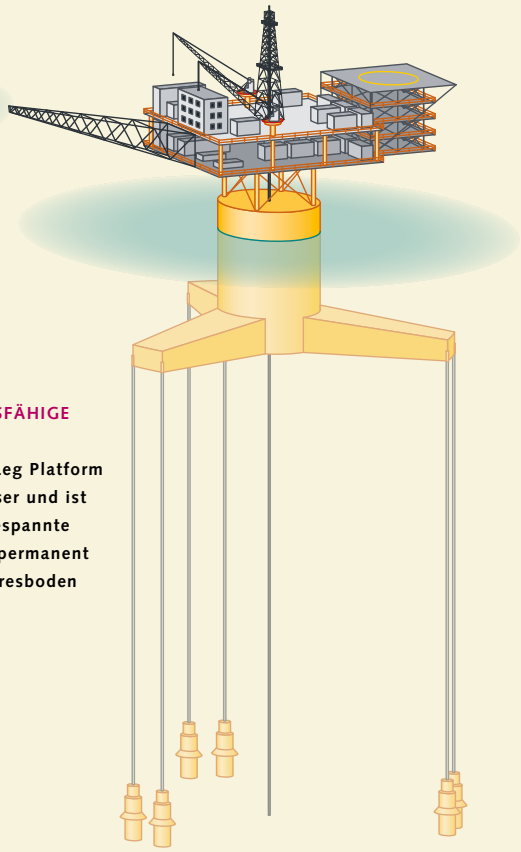
**FESTE PLATTFORM:**
Die Plattform wird schwimmend aufs Meer geschleppt. Dabei dienen die Betonkörper als Ballasttanks zum Austarieren. Später während der Produktion werden sie als Gasspeicher genutzt. Die größte Plattform dieser Art ist die norwegische „Sea Troll“.



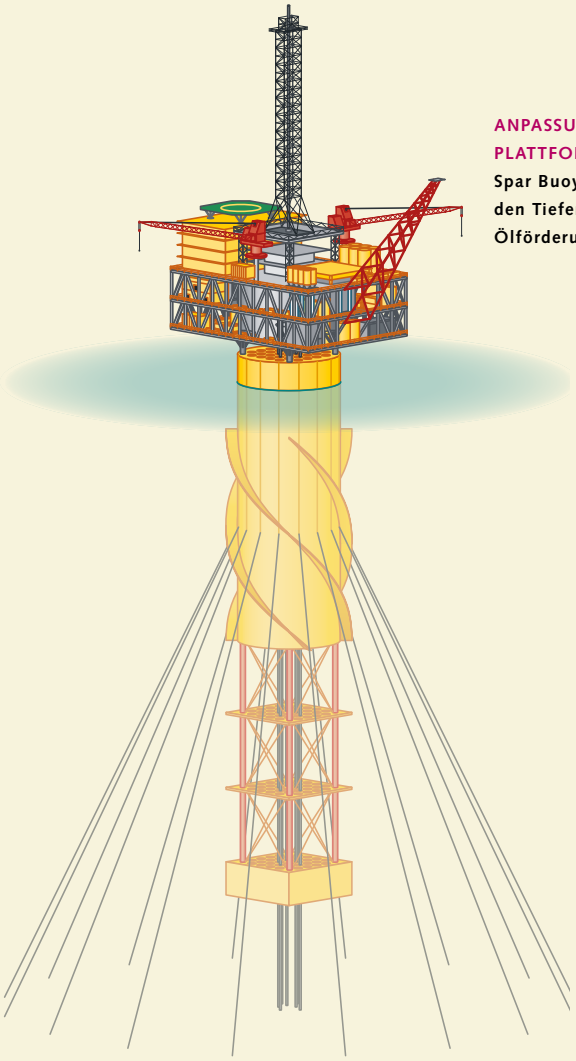
**ANPASSUNGSFÄHIGE PLATTFORM:**
Der Guyed Tower steht auf dem Meeresboden, wird aber zusätzlich abgespannt.



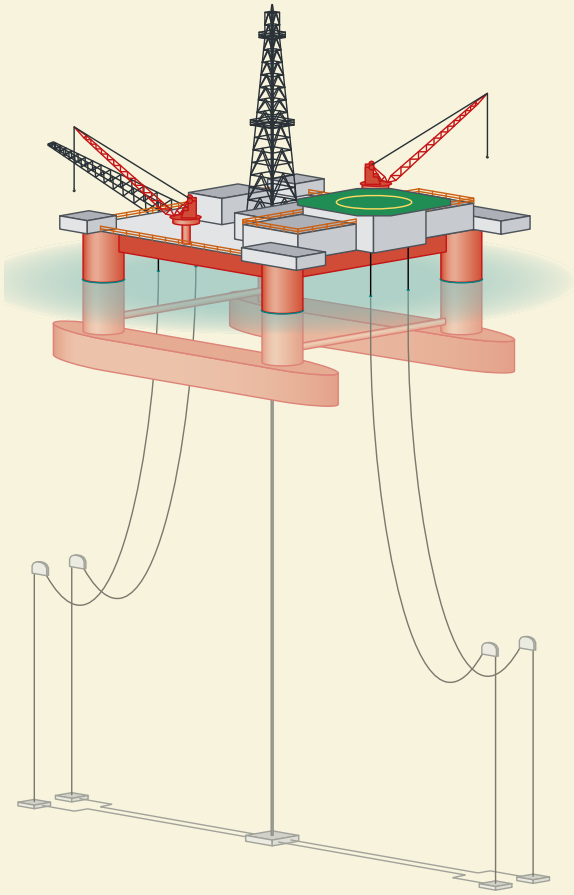
**SCHWIMMENDE PLATTFORM:**
FPSOs wie die „Kizomba A“ liegen frei im Wasser und halten sich mit mehreren Antrieben oder einfachen Ankern auf Position. Sie können Öl fördern, lagern und aufbereiten. Über einige der Leitungen wird Wasser für die sekundäre Ölförderung in den Untergrund gepumpt.



**ANPASSUNGSFÄHIGE PLATTFORM:**
Die Tension Leg Platform liegt im Wasser und ist über straff gespannte Stahltrossen permanent mit dem Meeresboden verbunden.



**ANPASSUNGSFÄHIGE PLATTFORM:**
Spar Buoys gehören zu den Tiefenrekordhaltern der Ölförderung.



**SCHWIMMENDE PLATTFORM:**
Die Semi-Submersible-Plattform liegt frei im Wasser. Sie hält sich mit Motoren oder mehreren einfachen Ankern auf Position und kann schnell in neue Einsatzgebiete bewegt werden. Für die sekundäre Ölförderung wird Wasser über die Leitungen in die Lagerstätte gepumpt. Über das Bohrgestänge unter der Plattform wird das Öl dann gefördert.

**1.28 > Förderplattformen gehören seit Jahrzehnten zur Offshore-Industrie von Öl und Gas. Wichtige Förderregionen sind die küstennahen Meeresgebiete vor Südamerika oder Westafrika – oder, wie hier im Bild zu sehen, der Golf von Thailand.**

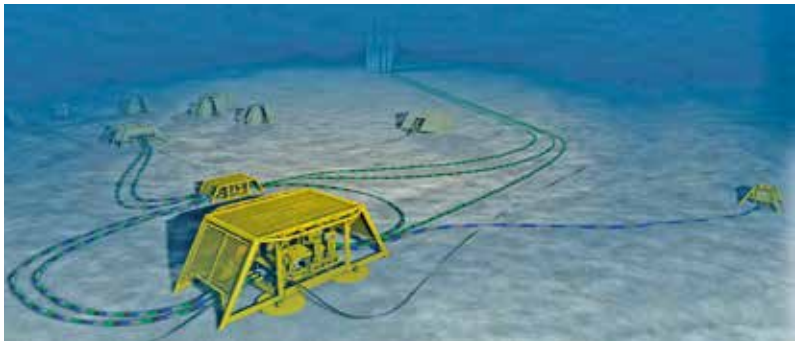
Bord der FPSOs befinden sich oftmals Reinigungsanlagen für Gas und Öl sowie große Tanks, über die meist Tankschiffe befüllt werden. Ein Beispiel ist die 285 Meter lange FPSO „Kizomba A“, die vor Angola bei der Ölförderung zum Einsatz kommt.

## Fördertechnik am Boden

Die Gas- und Ölförderung ist heute nicht mehr auf große Plattformen auf der Meeresoberfläche beschränkt. Eine Alternative sind Subsea-Completion-Anlagen. Dabei werden auf Stahlgestellen verschiedene wasserdichte Komponenten wie etwa Kompressoren, Pumpen oder Separatoren für die Gas- und Ölreinigung direkt auf dem Grund abgesetzt. Mithilfe von Unterwasserrobotern werden die Komponenten dann zu großen Förder-Ensembles verknüpft. Die Subsea-Completion-Systeme werden nicht zu den Plattformen gezählt und sind eine eigene Klasse von Offshore-Anlagen. Sie werden in der Regel im Tief- und Tiefstwasserbereich eingesetzt.

Subsea-Vorrichtungen haben mehrere Vorteile. Zum einen arbeiten die Anlagen effizienter, wenn Pumpen und Verdichter näher an der Quelle sind – das heißt: am Meeresboden –, und zum anderen kann man dann das Gas- oder Öl-Wasser-Sand-Gemisch, das aus dem Bohrloch aufsteigt, bereits vor Ort reinigen und aufbereiten, ohne es bis zur Bohrinsel pumpen zu müssen. Dadurch kann die Fördertechnik kleiner ausgelegt werden, was beträchtliche Kosten spart. Zudem kommt man dank der Unterwassertechnik in großen Gas- und Ölfeldern mit weniger Fördertechnik aus. Selbst wenn man mit Richtbohrtechnik von einer Bohrplattform aus arbeitet, bleibt der Radius, in dem man fördern kann, beschränkt. Setzt man die Pumpen und Verdichter hingegen auf den Meeresgrund, können Gas und Öl aus vielen Bohrstellen, die in weitem Umkreis liegen, zu einer gemeinsamen Förderstation gepumpt und von dort an Land oder beispielsweise zu einer FPSO gedrückt werden.

Derartige Subsea-Installationen gibt es heute im Golf von Mexiko, vor Südamerika, Westafrika oder Norwegen. Im Perdido-Ölfeld im Golf von Mexiko beispielsweise sind einzelne Ölplattformen auf der Wasseroberfläche mit bis zu 30 Bohrlochköpfen in der Tiefe verbunden. Eine Plattform fördert damit Öl aus einer Vielzahl von Bohrungen.



**1.29 > Gas und Öl werden in großer Tiefe immer öfter mit Subsea-Anlagen gewonnen, die auf dem Meeresboden liegen. Diese Anlagen sind modular aufgebaut. Einzelne Komponenten wie Bohrlochköpfe oder Kompressoren sind über Leitungen zu Ensembles verknüpft.**

Im Gasfeld Ormen Lange vor Norwegen wiederum wurden auf einer Fläche von knapp 500 Quadratkilometern rund 50 Bohrlochköpfe am Meeresboden installiert. Diese sind mit einigen wenigen gemeinsamen Subsea-Förderstationen unter Wasser verbunden, die das Gas via Pipeline zum Land pumpen. Für derartige Projekte müssen immer wieder spezielle Geräte und Maschinen entwickelt werden. Bereits am Markt sind Unterwasserkompressoren, die den Druck in den Erdgasreservoirs erhöhen, wenn sie sich langsam leeren und der Lagerstättendruck sinkt.

Die Entwicklung von Subsea-Geräten bleibt eine Herausforderung, denn die Bauteile und Maschinen sowie die elektronischen Komponenten müssen nicht nur wasserfest sein und hohe Wasserdrücke aushalten können, sondern auch sehr zuverlässig arbeiten. Auf Offshore-Plattformen können Kompressoren, Pumpen und Verdichter jederzeit gewartet werden; bei Anlagen in der Tiefe ist das nicht ohne Weiteres möglich. Dort wäre ein Maschinenschaden fatal.

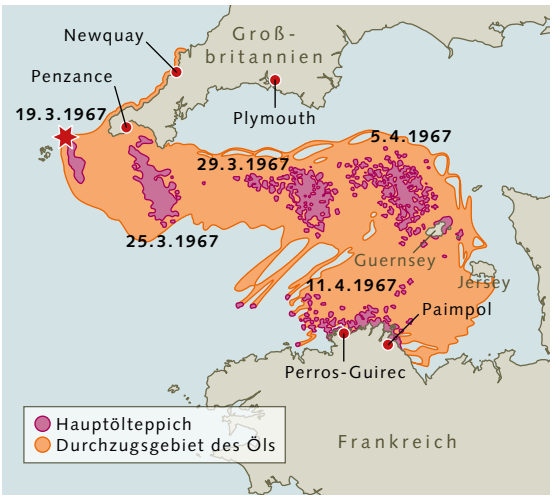
Weltweit arbeitet man daher an der Entwicklung von robusten Systemen, die über viele Jahre rund um die Uhr funktionieren, zum Beispiel Kompressoren, die das Erdgas in die Pipelines pumpen. Normalerweise werden die Lager von Kompressoren mit Öl geschmiert. In den Subsea-Geräten hingegen kommen heute bereits elektrisch geregelte Magnetlager zum Einsatz, in denen die Welle schwebt. Die Verarbeitung von Öl und Gas mit Subsea-Anlagen erwirtschaftet heute gut 20 Milliarden US-Dollar. Fachleute schätzen, dass sich dieser Wert bis 2020 verdoppeln könnte.

# Von der Verölung der Ozeane

**> Immer noch ist das Meer durch Ölverschmutzung gefährdet. Ölunfälle haben allerdings einen geringen Anteil daran. Das größte Problem bleibt die schleichende Verölung durch Abwässer oder die Schifffahrt. Schutzkonventionen, eine bessere Überwachung der Seewege und Notfallpläne aber tragen dazu bei, dass inzwischen weniger Öl ins Meer gelangt. Und auch aus der Explosion der Plattform „Deepwater Horizon“ scheint man gelernt zu haben.**

## Das böse Erwachen nach der Havarie der „Torrey Canyon“

Die weltweite Ölförderung führt immer wieder zu Umweltproblemen. An Land verseuchen marode Pipelines die Böden, und im Meer vergiften havarierte Öltanker Lebewesen, verkleben das Gefieder von Seevögeln und verdrecken Küsten. Welche Probleme die Gewinnung und der Transport von Erdöl mit sich bringen, wurde insbesondere in den 1960er und 1970er Jahren deutlich. Als damals die ersten Supertanker in den Dienst gestellt wurden, stieg zugleich auch das Gefahrenpotenzial für die Umwelt. Von den ersten schweren Ölunfällen, die sich in diesen Jahren ereigneten, waren meist viele Tausend Menschen betroffen. Die erste große Ölkatastrophe geschah 1967, als der Tanker „Torrey Canyon“ bei den Scilly-Inseln vor der Südwestspitze Englands mit einer Ladung von 119 000 Tonnen Öl auf ein Riff lief und leckschlug. Das Öl bildete einen 1000 Quadratkilometer großen Ölteppich, der die Küste von Cornwall, der Kanalinsel Guernsey und von Frankreich stark verschmutzte.

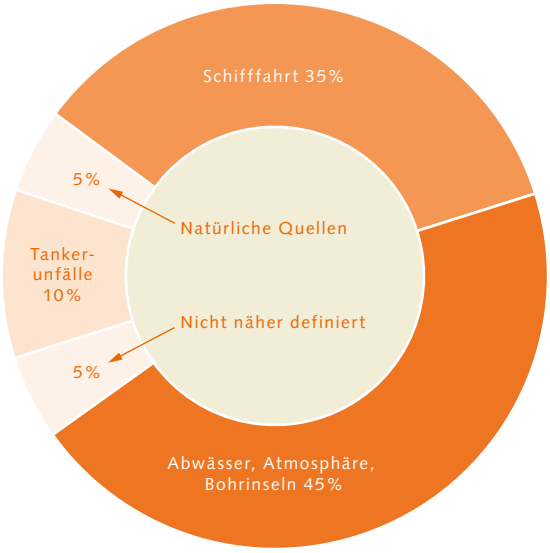



**1.30 > Die „Torrey Canyon“ lief im März 1967 vor Südengland auf ein Riff. Das Öl des havarierten Tankers verschmutzte nicht nur die englische Südküste, sondern trieb innerhalb von 3 Wochen bis zur Bretagne und zur Normandie.**

## Die schleichende Ölpest

Auch heute noch ereignen sich immer wieder Schiffsunglücke oder Explosionen von Bohrinseln wie die der „Deepwater Horizon“ im Frühjahr 2010, bei denen in kurzer Zeit viel Öl frei wird. Am meisten Öl gelangt aber nicht durch derartige spektakuläre Ereignisse, sondern auf unauffälligeren Wegen ins Meer. Insgesamt geht man heute von gut 1 Million Tonnen Öl jährlich aus, die ins Meer fließt. Rund 5 Prozent stammen aus natürlichen Quellen, zum Beispiel im Golf von Mexiko, wo Öl durch Risse und Spalten im Untergrund aus den Lagerstätten bis zum Meeresboden aufsteigt. In anderen Regionen wie etwa dem Kaspischen Meer gelangt Erdöl in großen Mengen durch Schlammvulkane aus dem Untergrund ins Wasser. Schlammvulkane sind keine Vulkane im eigentlichen Sinn, sondern Erhebungen im Meeresboden, aus denen wasserhaltiges Sediment hervorquillt. Das Sediment erhitzt sich in großer Tiefe im Untergrund, steigt dadurch auf und kann Öl aus benachbarten Lagerstätten mit nach oben tragen.

**1.31 > Die Royal Air Force bombardierte das Schiff, um es samt seiner restlichen Ladung zu versenken, und steckte den Ölteppich in Brand. Die Rauchfahne war mehr als 100 Kilometer weit zu sehen.**




**1.32 > Öl gelangt auf verschiedenen Wegen ins Meer. Die größte Menge stammt aus Abwässern und dem Routinebetrieb von Bohr- und Förderinseln.**

10 Prozent tragen Tankerunfälle zur Verölung bei. 35 Prozent gelangen während des regulären Schiffsbetriebs ins Meer. Dazu zählt Öl, das bei Unfällen von allen möglichen anderen Schiffstypen frei wird, sowie Öl, das durch illegale Tankreinigungen ins Wasser gelangt. Der mit 45 Prozent größte Teil der Ölverschmutzungen stammt aus industriellen oder kommunalen Abwässern sowie aus dem Routinebetrieb von Bohr- und Förderinseln und zu einem kleinen Teil aus der Atmosphäre, über die flüchtige Ölbestandteile von Verbrennungsprozessen an Land ins Wasser eingetragen werden. Etwa 5 Prozent lassen sich nicht näher zuordnen. Dazu zählen kleinere Ölverschmutzungen im Meer, deren Verursacher unentdeckt bleiben. Für 2010 und andere Jahre, in denen sich große Ölunfälle ereignet haben, gelten diese Verhältnisse natürlich nicht. So wurden allein mit dem Untergang der „Deepwater Horizon“ rund 700 000 Tonnen Öl frei – mehr als zwei Drittel der Menge, die sonst weltweit in einem ganzen Jahr ins Meer gelangt.

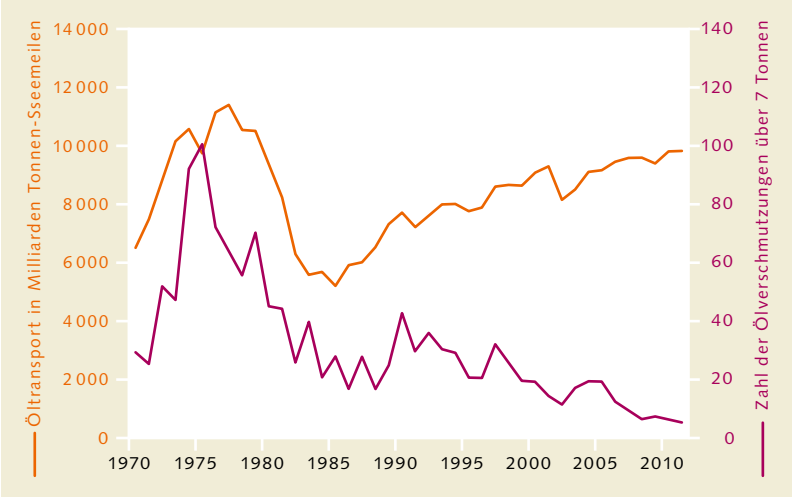
## Erfolge im Kampf gegen die Verölung

Positiv zu bewerten ist, dass die Zahl der Ölverschmutzungen, die durch Tankerunfälle oder technische Defekte und Explosionen auf Tankern verursacht werden, in den vergangenen Jahrzehnten deutlich abgenommen hat. Und das, obwohl von Jahr zu Jahr mehr Öl transportiert wird. Gab es in den 1970er Jahren noch zwischen 50 und 100 größere Verschmutzungen pro Jahr, so sind es seit Anfang dieses Jahrtausends weniger als 20 jährlich. Berücksichtigt werden dabei Ölverschmutzungen von mindestens 7 Tonnen; kleinere Mengen sind statistisch nicht systematisch erfasst.

Entsprechend verringerte sich allmählich die Menge des freigesetzten Öls. Nur etwa 3,7 Prozent des zwischen 1970 und 2009 aus Tankern ausgelaufenen Öls entfallen auf die Zeit nach der Jahrtausendwende. Am meisten Öl gelangte in den 1970er Jahren ins Meer – etwa 15-mal mehr als zwischen 2000 und 2009.

Diesen Rückgang führen Fachleute insbesondere auf internationale Konventionen und Vorschriften zum Schutz der Meere zurück, die als Folge der verschiedenen Ölunfälle nach und nach eingeführt wurden. Zu den wichtigsten zählt das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, MARPOL 73/78), mit dem 1983 unter anderem Meeresschutzgebiete ausgewiesen wurden, in denen der Tankerverkehr ganz oder teilweise eingeschränkt ist. Das Übereinkommen bewirkte einen Rückgang der Tankerunfälle während der 1980er Jahre. Außerdem ebnete MARPOL 73/78 den Weg zum Bau von Doppelhüllentankern. So muss heute jeder Tankerneubau eine doppelte Schiffswand haben. Bricht bei einer Kollision die Außenhaut, bleiben die Tanks innen meist intakt.

**1.33 > Obwohl die über die Ozeane transportierte Ölmenge seit den 1970er Jahren gestiegen ist, hat die Zahl der durch Tankerunfälle verursachten Ölverschmutzungen im Meer abgenommen. Berücksichtigt sind Ölverschmutzungen von mindestens 7 Tonnen.**



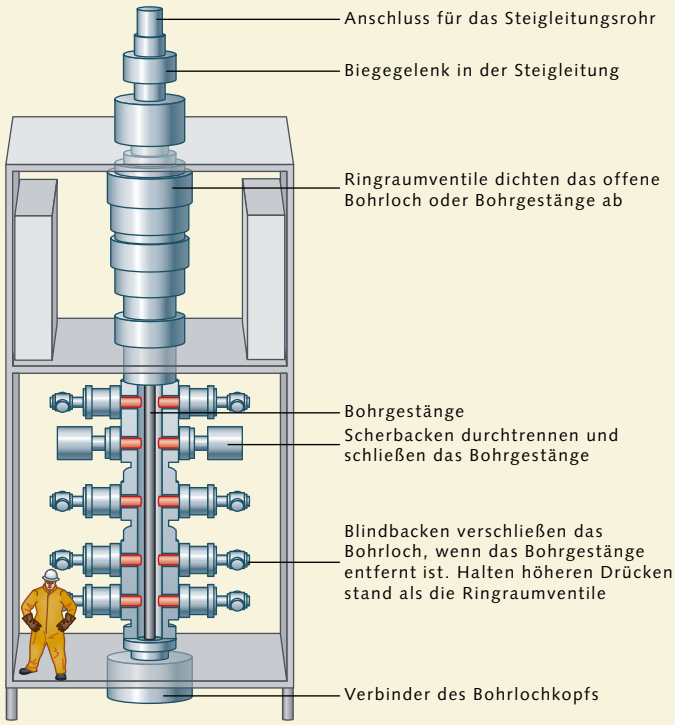
# „Deepwater Horizon“ – der GAU der Offshore-Ölindustrie

Die Explosion der schwimmenden Bohrinsel „Deepwater Horizon“ am 20. April 2010 war der größte Ölunfall aller Zeiten, bei dem rund 700 000 Tonnen Rohöl in den Golf von Mexiko flossen; nur während des Golfkriegs in Kuwait im Jahr 1990 gelangte noch mehr Öl ins Meer. 11 Arbeiter starben, 16 wurden schwer verletzt. In seinem Untersuchungsbericht kam ein US-Expertenkomitee im Dezember 2011 zu dem Schluss, dass eine ganze Reihe von technischen Defekten und Fehlentscheidungen zu dem Unglück geführt hatten. In der Folge wurde kontrovers diskutiert, wer dafür verantwortlich ist beziehungsweise wie sich derartige Unfälle künftig vermeiden lassen.

Die „Deepwater Horizon“ war eine sogenannte Halbtaucheranlage, eine schwimmende Bohrplattform, mit der neue Ölfelder in großer Tiefe erschlossen werden. Derartige Anlagen werden von Dienstleistungsunternehmen betrieben, die für Ölkonzerne die Bohrarbeiten übernehmen. Zu Beginn einer Bohrung bohrt man zunächst nur wenige Meter tief in den Meeresboden hinein. Dann sichert man das Bohrloch mit einem Standrohr ab, das in das Bohrloch getrieben wird. Dieses Standrohr hat 2 Funktionen: Erstens verhindert es, dass das Bohrloch gleich wieder einstürzt. Zweitens trägt es den sogenannten Blowout-Preventer (BOP), der am Meeresboden auf das Standrohr aufgesetzt wird. Dieser BOP ist ein etwa 10 Meter hoher Aufbau, der mithilfe von Ventilen verhindern soll, dass während der Bohrung oder nach Abschluss der Bohrarbeiten unkontrolliert Erdgas und Erdöl aus dem Bohrloch schießen. Er umgibt das Bohrgestänge wie eine überdimensionale Manschette. Für den Fall, dass die Ventile versagen, ist er außerdem mit Schlagbolzen, Shear Rams, ausgestattet. Wie 2 Zähne quetschen die Shear Rams das Bohrgestänge zusammen, sodass kein Öl mehr aus dem Bohrloch beziehungsweise dem BOP austreten kann.

Hat der Dienstleister ein Ölvorkommen erschlossen, ist seine Arbeit beendet. Das Bohrgestänge wird entfernt, die BOP-Ventile geschlossen und das Bohrloch so gesichert. Die Bohrinsel wird zur nächsten Bohrstelle gefahren oder geschleppt. Der BOP bleibt so lange verschlossen, bis über ihm eine Förderanlage installiert worden ist. Erst wenn er per Rohr oder Schlauch an die Förderanlage angeschlossen ist, werden seine Ventile geöffnet und die Förderung kann beginnen.

Die Explosion der „Deepwater Horizon“ ereignete sich zum Schluss der Bohrarbeiten beim Versiegeln der Bohrung in etwa 1500 Meter Wassertiefe, also noch vor Beginn der Ölförderung. Kritisch war der Moment, in dem die Spülflüssigkeit aus dem Bohrloch gepumpt wurde. Diese Spülflüssigkeit wird beim Bohren in die Tiefe gepumpt, um das zertrümmerte Gestein aus dem Bohrloch zu fördern. Darüber hinaus stabilisiert sie das Bohrloch. Immerhin herrscht in der Lagerstätte hoher Druck, der normalerweise dazu führen würde, dass das Erdöl und das oft in ihm enthaltene Erdgas die Bohrlochwand zerreißen und aus dem Bohrloch schießen. Die Spülflüssigkeit erzeugt den erforderlichen Gegendruck. Ist der Bohrvorgang beendet, wird das Bohrgestänge mitsamt dem Bohrkopf aus dem Bohrloch gezogen und die Spülflüssigkeit




**1.34 > Der turmhohe Blowout-Preventer hat die Funktion eines überdimensionalen Stöpsels. Er sichert Bohrlöcher am Meeresboden mit Ventilen und Schlagbolzen, den Shear Rams. Dass es zur Katastrophe kam, lag auch daran, dass die BOP-Technik versagte.**

durch Meerwasser ersetzt. Wasser hat allerdings eine deutlich geringere Dichte und übt damit weniger Druck auf das in der Lagerstätte anstehende Erdgas und Erdöl aus. Die Bohrung wird deshalb tief im Gestein zusätzlich mit Zement verstopft. Währenddessen testen die Bohrspezialisten an Deck durch Druckmessungen, ob der Zement in der Tiefe tatsächlich dicht hält. Auch diese Zementierungsarbeiten werden von spezialisierten Dienstleistern übernommen. Das heißt also, dass auf einer Bohrinsel wie auf einer gewöhnlichen Baustelle auch stets Arbeiter von mehreren Firmen aktiv sind, zwischen denen die Arbeit genau abgestimmt werden muss.

Im Fall der „Deepwater Horizon“ wiesen die Tests auf Druckprobleme und unsachgemäße Zementierungen hin. Die Ingenieure an Bord aber interpretierten die Ergebnisse fatalerweise als Messfehler und tauschten weiter Spülflüssigkeit gegen Meerwasser aus. Dann kam es zum Unglück: Erdgas schoss aus der Lagerstätte unter hohem Druck in die Bohrung. Da der Zement versagte, konnte das Gas durch das Bohrgestänge bis zur Förderplattform aufsteigen. Es sammelte sich dort an Deck und entzündete sich vermutlich durch einen Funken im Maschinenraum. Normalerweise hätte der bereits am Meeresboden installierte

1.35 > Nach der Explosion am 20. April 2010 brannte die Bohrplattform „Deepwater Horizon" noch mehrere Tage lang. Versuche, sie mit Wasserkanonen zu löschen, schlugen fehl. Schließlich kenterte die Insel und versank im Golf von Mexiko.

**1.36 > Trotz solcher Barrieren schwappte Öl an die Küste von Louisiana.**

**1.37 > Auch Schutzwände konnten Dauphin Island nicht retten.**

Blowout-Preventer diesen Gasausbruch verhindern müssen. Doch auch die Shear Rams versagten. Durch die Explosion geriet die Bohrstelle völlig außer Kontrolle, sodass fast 3 Monate lang Öl in großen Mengen austreten konnte. Mit ferngesteuerten Unterwasserrobotern versuchte man vergeblich, die Shear Rams am BOP auszulösen.

Das Komitee zählte in seinem Untersuchungsbericht im Detail technische Mängel und Fehlentscheidungen auf, die in der Summe zum Unglück geführt haben. Es kam zu dem Schluss, dass in der Tiefseeölförderung erhebliche Verbesserungen nötig sind. Das betrifft die Technik, beispielsweise die BOP-Konstruktion, Sicherheitsmaßnahmen beim Management und vor allem auch die Kommunikation zwischen den verschiedenen Dienstleistern und dem Bohrleiter, dem Operator. Dass die Tiefseeölförderung besonders anspruchsvoll und problematisch ist, zeigte sich auch darin, dass es dem Auftraggeber BP lange nicht gelang, das Leck am Meeresboden zu schließen. Erst im Juli 2010, 3 Monate nach dem Unglück, konnten die Ingenieure einen sogenannten Capping Stack, einen Stahlaufsatz, auf den BOP montieren. Der Capping Stack fing das aus dem BOP strömende Öl auf und leitete es zu einer Förderplattform.

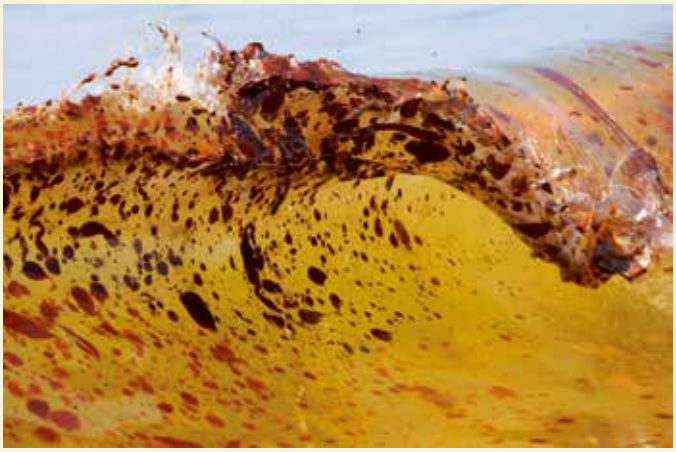
Das Komitee schätzt die wirtschaftlichen Kosten der Katastrophe auf mehrere 10 Milliarden US-Dollar. Um zu verhindern, dass mit giftigen Kohlenwasserstoffen belastete Fische und Meeresfrüchte auf den Markt kommen, wurde im Anschluss an den Unfall im Golf von Mexiko beispielsweise ein Gebiet von rund 200 000 Quadratkilometern für die Aquakultur und den Fischfang gesperrt.

Zwar wurde inzwischen ein Großteil davon wieder freigegeben, aber in manchen stark betroffenen Gebieten wie etwa im Mississippi-Delta ist die Austernzucht bis heute untersagt. Auch die Tourismusindustrie in Louisiana, Mississippi, Alabama und im Nordwesten von Florida ist stark betroffen. Der Verband der US-Tourismusbranche schätzt die Verluste allein in den 3 Jahren nach dem Unfall auf rund 23 Milliarden US-Dollar. Für die entstandenen Schäden wurde BP bereits zu einer Strafe von 4 Milliarden US-Dollar verurteilt. Hinzu kommen Entschädigungszahlungen in Höhe von rund 8 Milliarden US-Dollar aus Zehntausenden Zivilklagen, die außergerichtlich beigelegt wurden. Nach Aussage von Wirtschaftsexperten hat die Explosion der „Deepwater Horizon" das Unternehmen insgesamt rund 42 Milliarden US-Dollar gekostet.

Bislang gibt es noch keine umfassende wissenschaftliche Untersuchung darüber, wie viele und welche Maßnahmen durchgeführt wurden, um die Offshore-Ölförderung sicherer zu machen. Verschiedene Aspekte aber wurden inzwischen verbessert. Unter anderem haben die Hersteller ihre BOP-Systeme mit zuverlässigeren Ventilen und Shear Rams ausgestattet. Darüber hinaus hat die zuständige US-Behörde für Sicherheit und Umweltrecht, das Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), die Sicherheitsauflagen verschärft. Inzwischen wurde beispielsweise das sogenannte Stoppkartenprinzip durchgesetzt. Das besagt, dass jeder Arbeiter auf einer Bohrinsel einen anderen auf seine Fehler hinweisen darf und muss – ungeachtet seiner Position. Erkennt ein Arbeiter einen Fehler, muss auch ein vorgesetzter Ingenieur entsprechend reagieren und seine Entscheidung korrigieren. Zwar gab es dieses Stoppkartenprinzip schon vor dem Unglück, doch wurden Hinweise von Untergebenen häufig ignoriert.

Darüber hinaus muss heute schriftlich im Detail festgelegt werden, welche Person auf der Bohrinsel die Entscheidungsbefugnis hat. Diese Person muss künftig über jeden Arbeitsschritt informiert werden. Genau das war bei der Zusammenarbeit der verschiedenen Dienstleister früher oft nicht der Fall. Entscheidungen wurden nicht immer klar abgestimmt oder von verschiedenen Personen getroffen. Wie im Fall der „Deepwater Horizon" blieben Fehler so mitunter unbemerkt. Unabhängige Gutachter überprüfen heute vor Ort auf den Bohrinseln, ob die Entscheidungsgewalt klar geregelt ist. Untersucht wird auch, ob das Stoppkartenprinzip umgesetzt oder die Kommunikation verbessert wurde. Ob alle diese Maßnahmen ausreichend sind, um Unfälle zu vermeiden, wird sich in Zukunft zeigen.

**1.38 > Lastkähne riegelten den Pontchartrain-See bei New Orleans ab.**



**1.39 > Durch Wind, Wellen und Strömungen breitete sich das Öl aus.**

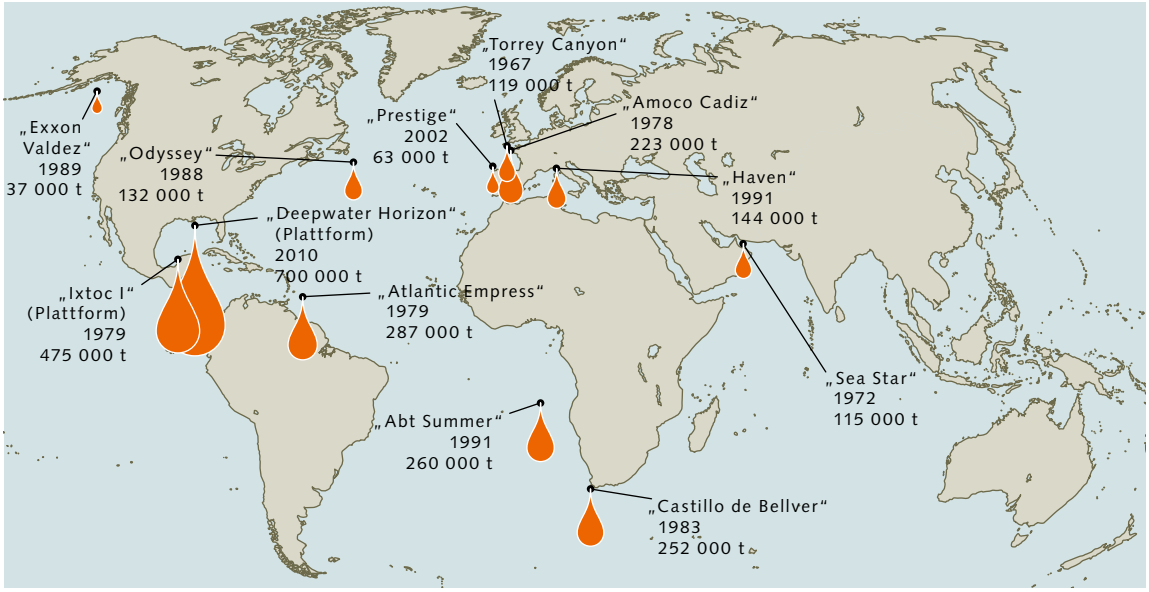
Bemerkenswert ist, dass sich in den vergangenen drei Jahren eine neue Industrie entwickelt hat, die auf die Produktion und den Einsatz von Capping Stacks für die Tiefsee spezialisiert ist. Zum Teil handelt es sich dabei um etablierte Offshore-Firmen, zum Teil aber auch um Neugründungen. Außerdem haben sich verschiedene Ölkonzerne zusammengeschlossen und eigene Gesellschaften gegründet, die Personal und Capping-Technologie für den Ernstfall bereithalten oder weiterentwickeln. Diese soll im Bedarfsfall nicht nur im Golf von Mexiko zum Einsatz kommen, sondern weltweit. So haben die Unternehmen inzwischen unter anderem Stützpunkte in Stavanger in Norwegen, in Kapstadt in Südafrika, in Angra dos Reis bei Rio de Janeiro und in Singapur aufgebaut, in denen jeweils zwischen 6 und 10 Capping Stacks für den Notfall lagern. Ziel ist es, ein defektes Bohrloch innerhalb weniger Stunden oder Tage zu erreichen. Die Capping Stacks werden dann von Spezialschiffen auf den fehlerhaften BOP gesetzt. Anschließend kann das Öl aus dem Capping Stack kontrolliert zu einer Förderplattform geleitet werden. Inzwischen gibt es eine Reihe von Notfallplänen für Unfälle von „Deepwater Horizon"-Dimension. Diese wurden auf Drängen der US-Regierung zum Teil von mehreren Ölkonzernen gemeinsam ausgearbeitet und sind durchaus profund. Sie sehen auch den Einsatz von Halbtaucherförderanlagen vor, die an die Unglücksstelle geschleppt werden sollen, um das Öl aus den Capping Stacks in Tanker zu pumpen.

Bis heute erforschen Biologen vor Ort, welche Folgen die Verölung des Wassers und der Küste im Detail hatte. In Feldstudien wird der Zustand der verschiedenen Organismen oder Lebensräume untersucht. Diese Feldarbeit wurde in 9 Arbeitspakete aufgeteilt: die Wassersäule und die Sedimente im Golf, die Uferbereiche, die Fischerei, Schildkröten und Delfine, Lebewesen im Übergangsbereich zwischen Land und Meer, Korallen, Krebse und Muscheln, Vögel und die Meeresvegetation.

Wie stark die Organismen und Lebensräume vom Ölunfall betroffen sind, ist zum großen Teil noch unklar. Die Schwierigkeit besteht darin, festzustellen, ob bestimmte Schäden an Pflanzen und Tieren tatsächlich von Giften im Öl herrühren oder eventuell schon vorher da waren. Das Problem: Das betroffene Gebiet erstreckt sich über 5 US-Bundesstaaten und die dazugehörigen Meeresabschnitte. Das Areal ist also riesig. Außerdem wurde der Golf noch nie so intensiv untersucht wie heute. Für viele Gebiete oder auch Pflanzen- und Tierarten fehlt es schlicht an Daten, die aus der Zeit vor der Katastrophe stammen. Auch die Zahl der gestorbenen größeren Lebewesen ist bis heute unsicher. Nach Zählungen von US-Behörden sammelten Helfer an der besonders betroffenen US-Küste zwischen Louisiana und Alabama bis zum November 2010 rund 6000 Seevögel, 600 Meeresschildkröten und 100 Meeressäuger wie etwa Robben und Delfine ein, die offensichtlich durch das Öl getötet worden waren. Manche Experten gehen davon aus, dass bis zu 5-mal mehr Tiere gestorben sein könnten.

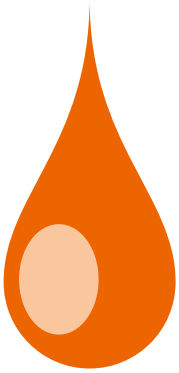
Darüber hinaus hat sich die Zahl der tot angespülten Tiere seit dem Unfall erhöht. Nach Angaben der National Wildlife Federation wurden zwischen 2007 und 2009 pro Jahr durchschnittlich 24 Meeresschildkröten tot angespült. 2011 waren es 525, 2012 354 und im Jahr 2013 mehr als 400. Die Wetter- und Ozeanografiebehörde der USA zählte an den Stränden des Golfs zwischen 2002 und 2009 jährlich durchschnittlich 63 tote Delfine. 2010 waren es 229, 2011 335, 2012 158 und 2013 mehr als 200 Delfine. Was zu der höheren Todeszahl geführt hat, weiß man noch nicht mit Sicherheit. Unklar ist auch, wie stark das in der Tiefe am Bohrloch ausgetretene Öl die Lebensräume am Meeresboden geschädigt hat. Einige Forscher gehen davon aus, dass die Vermehrung und das Wachstum vieler Bodenorganismen für lange Zeit gestört sein werden. Andere Wissenschaftler sind der Meinung, dass die Auswirkungen des Öls geringer als erwartet sind, weil große Mengen des Öls relativ schnell durch Bakterien abgebaut worden sind.

Nicht bestätigt haben sich die Befürchtungen, dass Öl mit dem Golfstrom an Florida vorbei aus dem Golf von Mexiko bis über den Atlantik und sogar nach Europa treiben könnte. Relativ schnell wurde klar, dass die Ängste unbegründet waren. Das Öl blieb im Golf von Mexiko.




**1.40 > Die Explosion der „Deepwater Horizon“ ist der größte Ölunfall aller Zeiten. Die Karte zeigt die 10 größten Unglücke und weitere Unfälle.**

**1.41 > Von der gesamten Ölmenge, die zwischen 1970 und 2009 weltweit bei Tankerunfällen freigesetzt wurde, entfällt der größte Teil auf die 1970er Jahre, der kleinste auf die Jahre 2000 bis 2009.**



1970er: 56%

1980er: 20,5%

1990er: 19,8%

2000er: 3,7%

Ein Meilenstein war auch das Ölverschmutzungsgesetz der USA (Oil Pollution Act, OPA). Es trat 1990 in Kraft – im Jahr nach der Havarie des Tankers „Exxon Valdez“, der im März 1989 im Prinz-William-Sund vor Alaska auf Grund gelaufen war. Damals wurde ein Küstenstreifen mit mehreren Vogelschutz- und Naturschutzgebieten auf einer Länge von rund 2000 Kilometern verschmutzt. Noch heute sind einige Gebiete durch Ölreste belastet, die aufgrund der niedrigen Temperaturen nur schlecht abgebaut werden. Der Unfall führte dazu, dass die USA beim Meeresschutz die Initiative ergriffen und mit dem OPA noch vor anderen Staaten ein Gesetz für die eigenen Gewässer erließen. Demnach wurden Schiffe, die das Gebiet der Vereinigten Staaten befahren, regelmäßig überprüft, insbesondere was die Sicherheitsvorkehrungen und die Qualifizierung der Crew betrifft. Zudem wurde mit dem OPA in den US-Gewässern der Einsatz von Doppelhüllentankern verpflichtend. Vieles von dem, was der OPA vorschrieb, ist heute auch international gültig, etwa eine zuverlässige Funktechnik für die Verständigung an Bord sowie ein Schiffserkennungssystem, mit dem die Verkehrsüberwachungsbehörden jederzeit den Kurs und die Position eines Schiffs abrufen können.

Eine ausführliche Analyse der Tankerunglücke der 1980er Jahre führte schließlich dazu, dass die Internationale Seeschifffahrts-Organisation (International Maritime Organization, IMO) in London 1994 den ISM-Code (International Safety Management Code, vollständig: International Management Code for the Safe Operation of Ships and for Pollution Prevention) verabschiedete. Es hatte sich gezeigt, dass Fehler der Besatzung oftmals zu schweren Unfällen geführt hatten. Der ISM-Code enthält daher vor allem Vorschriften für den sicheren Betrieb eines Schiffs und soll damit zum Schutz der Menschen an Bord und der Umwelt beitragen. Nach dem ISM-Code muss ein Schiffsbetreiber unter anderem sicherstellen, dass seine Schiffsbesatzungen gut ausgebildet und körperlich fit sind, und zudem regelmäßig Notfalltrainings absolvieren. Damit sollen Unfälle vermieden werden.

## Besser gemeinsam als allein

Trotz dieser Abkommen aber funktionierte die grenzüberschreitende Bekämpfung von Ölunfällen lange Zeit nicht. Zwar verabschiedeten bereits 1969, 2 Jahre nach dem Unfall der „Torrey Canyon“, Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, die Niederlande, Norwegen und Schweden in Bonn das Bonn-Übereinkommen, nach dem man bei künftigen Notfällen kooperieren wollte. 1983 traten die Europäische Union und mit ihr weitere europäische Staaten als Vertragspartner bei. Doch lange fehlte es an gut abgestimmten Notfallplänen, um große

Ölmengen systematisch zu bekämpfen. Noch vor wenigen Jahren waren die Zuständigkeiten oft unklar.

Ein Beispiel war der Fall des Frachtschiffs „Pallas“, das 1998 in der Nordsee in Brand geriet. Deutsche und dänische Rettungskräfte holten zwar die Crew von Bord, ließen das Schiff aber im Sturm führungslos zurück. Die „Pallas“ trieb aus dem dänischen ins deutsche Hoheitsgebiet. Die deutschen Behörden wiederum waren sich uneins darüber, welche Institution für die „Pallas“ zuständig ist. Schließlich strandete das Schiff im deutschen Wattenmeer. Glücklicherweise liefen nur 90 Tonnen Öl aus. Dennoch wurden zahlreiche Seevögel und einige Quadratkilometer des empfindlichen Wattenmeers verölt. In Deutschland wurde in der Folge das Havariekommando gegründet, eine Einsatzzentrale, die heute sowohl für Gefahrgut- und Ölunfälle auf See als auch für Schiffsbrände zuständig ist. Das Havariekommando dirigiert auch den Einsatz großer Hochseeschlepper, die in den vergangenen Jahren an der Nord- und Ostseeküste stationiert worden sind. Diese starken Fahrzeuge können Schiffe mit Maschinenschaden abschleppen und so verhindern, dass diese wie die „Pallas“ auf Grund laufen und leckschlagen.

Auch die internationale Zusammenarbeit klappt heute besser, denn mittlerweile gibt es entsprechende Notfallpläne, die jedes Jahr mit mehrtägigen internationalen Ölbekämpfungsübungen trainiert werden. Dabei sind bis zu 50 Schiffe aus verschiedenen Nationen im Einsatz. So kommen zum Beispiel in der Nordsee Schiffe aller Anrainerstaaten zur Bonnex-Übung (Bonn Convention Exercise) zusammen.

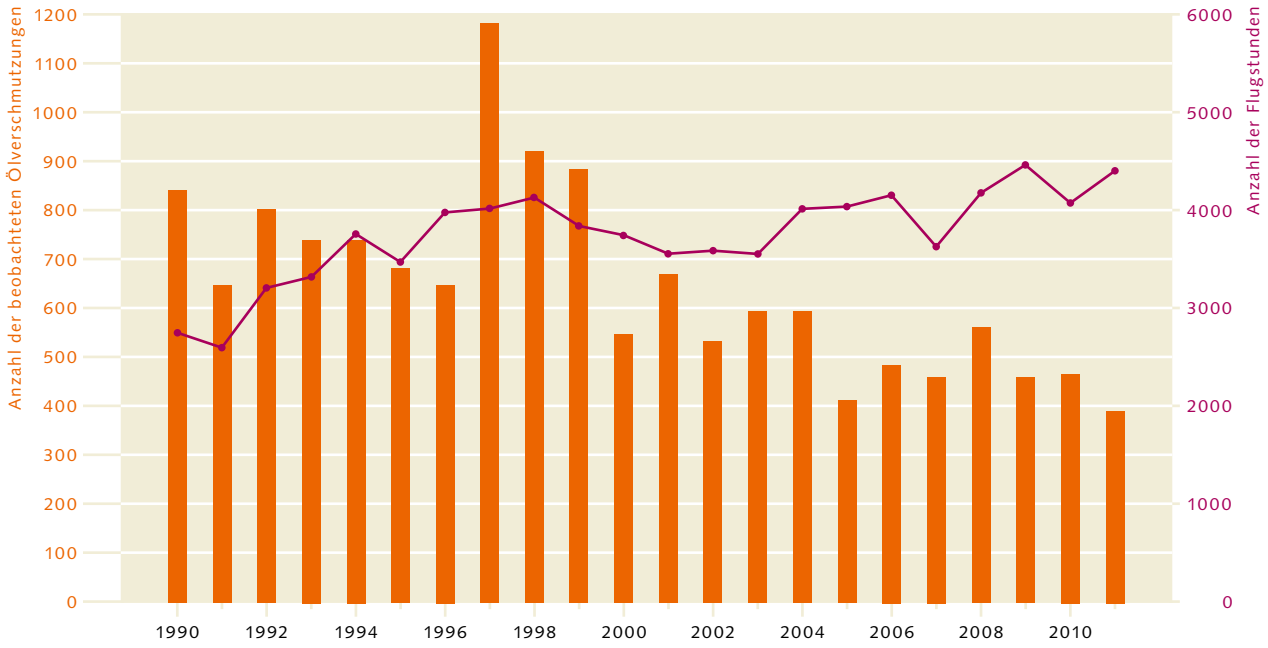
Der Schutz der Ostsee wird nach der Helsinki-Konvention geregelt, die im Jahr 2000 in Kraft trat. Auch diese sieht eine Übung aller Anrainerstaaten vor. Diese sogenannte Balex (Baltic Exercise) findet jedes Jahr im Sommer in einem anderen Ostseegebiet statt. In den Notfallplänen ist unter anderem geregelt, auf welchen Wegen Informationen weitergeleitet werden, etwa per E-Mail, Funk oder Telefax, und wer Entscheidungen trifft. Ferner ist festgelegt, wann welche Schiffe zum Einsatz kommen.

Für den Schutz des Mittelmeers gibt es entsprechend zu den Abkommen für die Nord- und Ostsee das Übereinkommen von Barcelona, das 1976 in Kraft trat. Im selben Jahr wurde auf Malta ein regionales Notfallzentrum für den Schutz des Mittelmeers (Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea, REMPEC) etabliert, das nicht nur für Öl, sondern auch für andere Verschmutzungen zuständig ist. Eines seiner Ziele war es zunächst, in den Anrainerstaaten technisches Know-how für die Bekämpfung von Verschmutzungen aufzubauen. REMPEC organisiert auch Übungen, die allerdings nicht so regelmäßig wie in Nordeuropa abgehalten werden. Zudem nehmen meist nicht alle Mittelmeeranrainer an den Übungen teil, sondern nur Staaten aus einer bestimmten Mittelmeerregion. Veranstaltet werden zudem Workshops, die sich aber ebenfalls meist an Anrainer einer bestimmter Region richten – an solche im europäischen oder im arabischen Raum.

Die Geschichte der Ölunfälle zeigt, dass viele der erwähnten Maßnahmen erst nach schweren Unfällen ergriffen wurden. Das gilt auch für die Ölbekämpfung in Südostasien. Am 7. Dezember 2007 rammte ein Schwimmkran vor dem südkoreanischen Nationalpark Taeanhaean den Tanker „Hebei Spirit“. Das Schiff schlug leck und verlor 11 000 Tonnen Öl. Binnen weniger Stunden breitete sich der Ölteppich kilometerweit aus. Er verschmutzte die Touristenstrände und vergiftete Muschelzuchten. Experten schätzen, dass der Unfall einen Schaden von etwa 250 Millionen Euro verursacht hat. Schon 1994 hatten Südkorea und die Nachbarstaaten China, Japan und Russland mit dem Northwest Pacific Action Plan (NOWPAP)

### Das MARPOL-Übereinkommen

Das MARPOL-Übereinkommen ist eine weltweit geltende Konvention, mit der die Verschmutzung der Meere durch die Schifffahrt deutlich verringert wurde. Es wurde 1973 von der Internationalen Seeschifffahrts-Organisation (International Maritime Organization, IMO) verabschiedet. 1978 wurde das Übereinkommen noch einmal erweitert, woher die Bezeichnung MARPOL 73/78 stammt. Es besteht aus einem allgemeinen Vertragswerk und mehreren Anhängen. Während das Vertragswerk nur allgemeine Regeln und den Anwendungsbereich definiert, enthalten die Anhänge klare Vorschriften für den Umgang mit Abwasser, Müll, Öl und Schadstoffen auf Schiffen. Anhang 1 regelt den Umgang mit Öl und trat im Oktober 1983 in Kraft. Er schreibt unter anderem vor, Auffanganlagen für Altöl in Häfen zu installieren, und regelt die Einführung von Doppelhüllentankern. Gemäß Anhang 1 muss die Besatzung zudem ein Öltagebuch führen, in dem der Verbleib sämtlicher Mengen an Öl und ölverschmutztem Wasser an Bord protokolliert wird.




**1.42 > Die Zahl der Ölverschmutzungen im Bereich der Nordsee hat sich seit 1990 halbiert.**

ein Abkommen zum Schutz der Meeresregion unterzeichnet, ein gemeinsamer Notfallplan aber fehlte. 11 Tage nach dem Unfall der „Hebei Spirit“ besserte man nach: Auf Drängen Südkoreas verabschiedeten die Mitgliedsstaaten den Regional Oil Spill Contingency Plan. Seitdem haben die Länder mehrere gemeinsame Ölbekämpfungsübungen abgehalten, zuletzt China und Südkorea im Mai 2012 vor der südkoreanischen Küste.

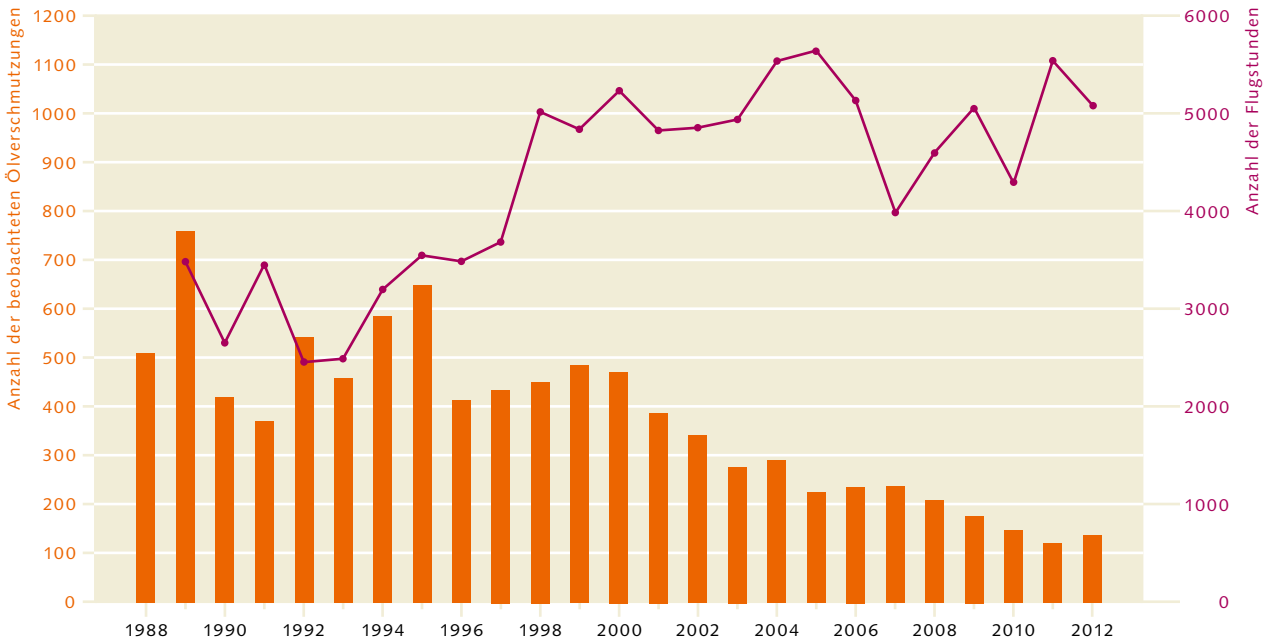
In den Erdöl exportierenden Entwicklungsländern ist man zum Teil noch nicht ganz so weit. Das gilt beispielsweise für die west- und südwestafrikanischen Staaten. Zwar hat man in den vergangenen Jahren in vielen dieser Nationen Notfallpläne ausgearbeitet, doch fehlt es oft an einer stringenten Koordination sowie an technischer Ausrüstung. Gemäß einer internationalen Studie mangelt es selbst in den wichtigen Ölexportnationen Kamerun, Ghana, Nigeria und Angola an Spezialschiffen. In Kamerun und Ghana stehen für den Notfall nur kleine Schlepper und einige Ölsperren zur Verfügung. Angola und Nigeria haben gar keine eigene Notfallausrüstung. Diese soll gemäß Notfallplan bei Bedarf von den Ölfirmen gestellt werden. Dazu zählen Geräte zum Säubern der Küste wie etwa Lkws mit Saugtechnik. Hinzu kommen Sprühanlagen für Dispergatoren, die man im Notfall mit gecharterten Schiffen oder Hubschraubern verteilen will.

Problematisch ist laut Studie darüber hinaus, dass es in vielen west- und südwestafrikanischen Staaten zwar Notrufnummern gibt, diese aber oft nicht funktionieren. Zudem verläuft der Austausch von Dokumenten und Informationen zwischen den beteiligten Behörden und Institutionen schleppend. Zum Teil sind auch die Informationen lückenhaft. Das erschwert im Notfall eine gute Koordination aller Beteiligten.

In anderen Staaten West- und Südwestafrikas ist die Lage noch ernüchternder. 6 Staaten haben gar keine Notfallpläne. In anderen fehlt es an Selbstverständlichkeiten wie einer zentralen Notrufnummer oder einer entsprechenden Sprechfunkfrequenz. Insofern ist fraglich, ob diese Nationen einen großen Ölunfall aus eigener Kraft bekämpfen können.

## Überwachungsflüge gegen Umweltsünder

Auch im Hinblick auf die schleichende Verölung der Meere durch die Schifffahrt hat sich die Situation in verschiedenen Regionen der Welt verbessert. Dazu beigetragen hat wiederum das MARPOL-Abkommen. So wurden mit MARPOL weltweit 7 Meeresregionen zu sogenannten Sondergebieten erklärt, die unter besonderem Schutz stehen. So dürfen diese Gebiete nur von solchen Tankern



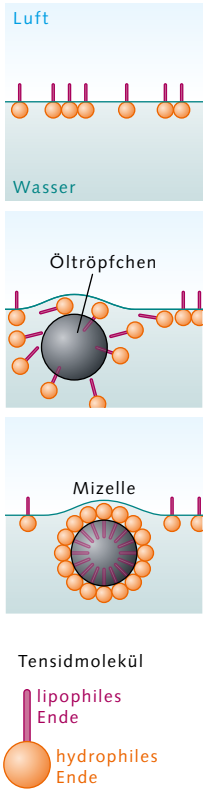

**1.43 > In der Ostsee nahm die Zahl der Verschmutzungen sogar um fast drei Viertel ab. Dass sich die Lage in den nordeuropäischen Gewässern verbessert hat, führen Fachleute unter anderem auf die abschreckende Wirkung von Überwachungsflügen zurück.**

durchfahren werden, die bestimmte Sicherheitsstandards einhalten, die beispielsweise die Größe der einzelnen Tanks im Schiffsrumpf beschränkt haben, um zu verhindern, dass bei einem Unfall und bei einer Beschädigung des Rumpfes große Ölmengen freigesetzt werden. Die Sondergebiete sind:

- die Antarktis (seit 1992),
- die arabisch-persische Golfregion (seit 2008),
- das Mittelmeer (seit 1983),
- die Nordsee beziehungsweise die nordwesteuropäischen Gewässer (seit 1999),
- die Ostsee (seit 1983),
- das Schwarze Meer (seit 1983),
- die südlichen südafrikanischen Gewässer (seit 2008).

In mehreren dieser Sondergebiete, etwa dem Mittelmeer oder der Nord- und Ostsee, werden seit vielen Jahren Überwachungsflüge durchgeführt. Da sich Ölverschmutzungen aus dem Flugzeug mit Spezialkameras sehr gut identifizieren lassen, kann man Schiffe, deren Besatzung die Tanks auf See gereinigt oder Öl abgelassen hat, schnell entdecken. Da Umweltsünder im Bereich der Sondergebiete strafrechtlich verfolgt werden, haben die Flüge abschreckende Wirkung, sodass die Zahl der illegalen Einleitungen deutlich gesunken ist. Schwarze Ölklumpen, die man in den 1980er Jahren noch häufig am Strand fand, sind heute in Westeuropa selten. Seit einigen Jahren wird die Suche nach Verölungen zusätzlich auch durch Satellitendaten unterstützt, doch sind solche Daten in manchen Fällen noch zu ungenau. So werden mitunter auch Algenblüten als Ölteppich interpretiert. Viele Behörden überprüfen einen Verdacht daher in der Regel per Befliegung. Die Satellitenbeobachtung hat aber den Vorteil, dass durch den Blick aus dem Weltraum große Meeresgebiete leicht erfasst werden können. In China und einigen europäischen Ländern gibt es Forschungsprojekte, die das Ziel haben, die Datenauswertung zu verbessern. In Norwegen wurde außerdem ein Kooperationsprogramm aufgesetzt, in dem das Militär, Umweltschutzbehörden, meteorologische Institute sowie Hochschulen gemeinsam untersuchen sollen, inwieweit sich Satellitendaten künftig für die Überwachung der heimischen Hoheitsgewässer nutzen lassen.

Obwohl es in Europa einen eindeutig positiven Trend gibt, ist die Zahl der Ölverschmutzungen hier im internationalen Vergleich noch relativ hoch. Die Ursache ist der starke Handelsschiffsverkehr, insbesondere im Ärmelkanal, der immer wieder zu Verdreckungen führt. Nur in Asien gibt es noch mehr Ölverschmutzungen, hier vor




**1.44 > Für die Ölbekämpfung werden auch Tenside eingesetzt. Diese Moleküle haben ein hydrophiles Ende, das sich zum Wasser orientiert, und ein lipophiles Ende, das ins Öl taucht. Sie sind dadurch in der Lage, kleine Öltröpfchen einzuschließen beziehungsweise größere Ölmengen aufzulösen.**

allem in der Straße von Malakka zwischen Indonesien und Singapur. In den chinesischen Gewässern hat die Zahl der Verunreinigungen in den vergangenen Jahren sogar zugenommen, weil dort aufgrund des Wirtschaftswachstums und der zunehmenden Ex- und Importe deutlich mehr Schiffe unterwegs sind. In den USA wiederum hat die Menge des Öleintrags in die Umwelt seit 1990 stark abgenommen. Dies ist nach Aussage der US-Behörden vor allem auf die strengen Vorgaben durch den Oil Pollution Act zurückzuführen.

## Die Grenzen der Ölbekämpfung

Gelangt Rohöl ins Wasser, breitet es sich zunächst zu einem dünnen Film auf der Wasseroberfläche aus. Je nach Temperatur verdampfen dabei vor allem sogenannte leicht flüchtige Bestandteile des Öls wie etwa Benzol innerhalb weniger Stunden. Diese können 30 bis 50 Prozent der ursprünglichen Ölmenge ausmachen.

Darüber hinaus wird das Öl durch Sauerstoff und die ultraviolette Strahlung der Sonne chemisch verändert. Letztlich bildet sich innerhalb weniger Tage ein zäher Ölschlick, der vor allem aus großen Kohlenwasserstoffmolekülen besteht. Im Detail tragen folgende Faktoren zur chemischen und physikalischen Veränderung des Öls in den ersten Stunden und Wochen bei:

- Verdunstung von flüchtigen Ölbestandteilen;
- Ausbreitung des ausgelaufenen Öls in Form von Ölteppichen, die auf der Wasseroberfläche treiben;
- Bildung von Dispersionen (kleine Öltröpfchen in der Wassersäule) und Emulsionen (größere Öltropfen im Wasser oder Wasser in Öl);
- Photooxidation (molekulare Veränderung von Ölbestandteilen durch das Sonnenlicht) und Lösung.

Hat sich das Öl erst einmal chemisch und physikalisch verändert, lässt es sich fatalerweise kaum noch mit Ölbekämpfungsschiffen von der Wasseroberfläche saugen. Zum Teil sinkt es zu Boden. Daher ist es bei Ölunfällen besonders wichtig, dass schnell gehandelt wird.

In Westeuropa setzt man bei der Ölbekämpfung vor allem auf Spezialschiffe, die das Öl-Wasser-Gemisch mit Schwenkarmen (sweeping arms) von der Oberfläche schöpfen und dann in den Schiffsrumpf saugen. Bis in die 1990er Jahre war die Kapazität dieser Schiffe allerdings gering, und sie waren schnell vollgepumpt. Seit etwa 15 Jahren aber sind viele Schiffe mit Ölabscheidern ausgestattet, die das Öl vom Wasser abtrennen und das gereinigte Wasser ins Meer zurückpumpen können. Entsprechend sind die Schiffe in der Lage, mehr Öl aufzunehmen. Ihre Einsatzmöglichkeit ist allerdings begrenzt, denn bei starkem Wind und Wellengang können die dünnen Schwenkarme nicht ausgeklappt werden. Seit einigen Jahren arbeiten deutsche Forscher daher an einem seegangsunabhängigen Ölskimmer (SOS). Dieses Doppelrumpfboot soll auch bei Sturm und hohen Wellen in einen Ölteppich hineinfahren und das Öl vom Wasser abschöpfen können.

Um die Bildung von Ölschlick zu verhindern, können auch Dispergatoren verwendet werden. Diese Substanzen lösen Ölteppiche nach demselben Prinzip auf wie ein Spülmittel das Speisefett. Die Dispergatoren enthalten Tenside. Diese haben sowohl ein fettliebendes (lipophiles) als auch ein wasserliebendes (hydrophiles) Molekülende. Dadurch können sie sich zugleich an Fette wie an Wassermoleküle anlagern. Damit sind sie in der Lage, den Ölteppich in feine Tröpfchen aufzulösen, die sie wie eine Hülle umschließen und isolieren. Fachleute nennen diese Tröpfchen Mizellen. Der Vorteil: Bakterien können die vielen kleinen Mizellen sehr viel besser abbauen als einen zusammenhängenden Ölteppich.

Nach der verheerenden Explosion der Plattform „Deepwater Horizon“ wurden große Mengen an Dispergatoren eingesetzt. Zum einen wurden sie mit Flugzeugen versprüht, zum anderen im Wasser am Meeresboden direkt mit dem Öl vermischt, das aus dem Bohrloch austrat. Kritiker halten die Dispergatoren deshalb für problematisch, weil manche Tenside giftig sind. Die Befürworter wiederum führen ins Feld, dass die Tenside im Wasser sehr stark verdünnt werden und somit für Meeresorganismen ungefährlich sind. Für die Verfechter überwiegen die Vorteile der Dispergatoren bei der Ölbekämpfung die möglichen Umweltrisiken bei Weitem.

Allerdings hat auch der Einsatz der Dispergatoren seine Grenzen. Bei Sturm lassen sich die Mittel kaum gezielt versprühen. Zudem dürfen Flugzeuge dann oftmals gar nicht erst starten.

**1.45 > Während einer Ölbekämpfungsübung vor Helsinki fängt das Mehrzweckschiff „Hylje“ mit einem Schwenkarm einen Spezialschaum ein, der Öl simulieren soll.**

Auch heute noch können große Ölverschmutzungen nur unzureichend bekämpft werden. Für Notfallexperten ist daher die Vermeidung die beste Strategie. Zur Vorsorge gehört unter anderem, die Schiffsverkehrswege mit moderner Verkehrsleittechnik und gut ausgebildeten Lotsen zu überwachen. Außerdem haben die Schiffseigner dafür zu sorgen, dass die Schiffe technisch gut in Schuss sind und die Mannschaft hoch qualifiziert ist.

## Gefährdete Küsten

Erdöl ist ein natürliches Stoffgemisch, das auf biologischem Weg von Bakterien abgebaut wird. Diese Bakterien sind vor allem dann aktiv, wenn folgende Bedingungen gegeben sind:

- hohe Temperaturen (fördert Bakterienaktivität);
- feine Verteilung des Öls (gegebenenfalls Bildung von Dispersionen durch den Einsatz von Dispergatoren), sodass eine große Oberfläche entsteht, an der Bakterien angreifen können;
- gute Versorgung mit Sauerstoff;
- gute Versorgung mit weiteren wichtigen Nährstoffen;
- geringe Menge an Fressfeinden, die die Zahl der Bakterien reduzieren würden.

Da der bakterielle Abbau durch niedrige Wassertemperaturen stark verlangsamt wird, sind Ölkatastrophen in Kaltwassergebieten besonders schwerwiegend. So findet man zum Beispiel in den Bodenschichten am Ufer des Prinz-William-Sunds auch heute noch an vielen Stellen Reste des Öls, das bei der Havarie der „Exxon Valdez“ angespült wurde. In manchen Fällen ist das Öl mehrere Zentimeter tief in den Boden eingedrungen.

Wie schnell verschmutzte Küstengebiete vom Öl befreit werden, hängt aber auch von der Art des Küstenabschnitts ab. Stark umspülte Fels- und Sandküsten sind durch die Wasserströmungen und Wellen meist innerhalb weniger Monate, in seltenen Fällen im Laufe weniger Jahre wiederhergestellt. Sandstrände sind unterschiedlich stark betroffen. Sofern sie grobkörnig sind, kann das Öl tief eindringen, was den Abbau verlangsamt. Stark um-

1.46 > Im Monat nach dem Untergang der „Deepwater Horizon“ sammelten sich Öltropfen am Strand von Grand Terre Island vor Louisiana.

spülte Strände wiederum sind meist schneller wieder sauber als weite flache Gebiete mit geringer Strömung.

Problematisch sind Ölverschmutzungen vor allem in Mangrovenwäldern, die einzigartige, artenreiche Lebensräume sind. Unter der Ölschicht sterben die Pflanzen ab. Mit ihnen gehen die Habitate vieler anderer Tier- und Pflanzenarten verloren. Hinzu kommt, dass das Öl tief in das weiche Sediment der Mangrovenwälder eindringt, wo es lange bleibt. Ähnlich betroffen sind Salzwiesen. Auch hier bilden die Pflanzen charakteristische und zugleich seltene Lebensräume mit speziell angepassten Organismen. Diese Ökosysteme gehen verloren, wenn die Pflanzen durch das Öl vernichtet werden.

Besonders gefährdet sind ferner Weichböden und Platen, wie man sie im Wattenmeer an der Nordseeküste findet. Hier leben die meisten Tiere im oder auf dem Boden und sind daher durch einen Ölteppich besonders stark bedroht. Mangroven, Salzwiesen und Weichböden benötigen zwischen 2 und mehr als 20 Jahren, um sich von einer Verölung zu erholen. In derart empfindlichen Lebensräumen können also auch kleinere Verölungen zu einem großen Problem werden.

Als besonders bedroht sehen Umweltschützer zudem die arktischen Gewässer an, denn die Anrainerstaaten planen, in Zukunft in der Arktis nach Öl zu bohren. Vor allem Russland und die USA haben Ambitionen, die Erdgas- und Erdölreserven im Norden zu erschließen. Doch die Förderung ist schwierig. Driftendes Eis könnte Bohr- und Förderanlagen zerstören. Darüber hinaus könnten Tanker im Eis havarieren.

Als die Firma Shell im Jahr 2012 zum ersten Mal nach 20 Jahren in Alaska Probebohrungen durchführte, sah sie sich massiven Protesten der Umweltschutzverbände ausgesetzt. Diese warnten vor den besonderen Risiken des Bohrens im Meereis, vor möglichen Tankerunfällen und vor den Folgen einer Ölkatastrophe.

Die Arktis ist nach wie vor in weiten Teilen ein natürlicher Lebensraum mit einzigartigen und weitgehend unberührten Ökosystemen, die durch das Öl massiv geschädigt werden könnten. Nicht zuletzt, weil sich das Öl im Eis kaum bekämpfen lässt und in der Kälte fast gar nicht abgebaut wird. Tatsächlich gab es während des Bohrprogramms Probleme. Geräte wurden durch das Eis beschädigt. Zu guter Letzt lief die Bohrinsel „Kulluk“ auf Grund. Für 2013 sagte das Unternehmen weitere Bohrungen ab, nachdem das Unterfangen in einem staatlichen Bericht in den USA an den Pranger gestellt worden war. Darin hieß es, dass die Sicherheitsstandards für die Bohrvorhaben in der Arktis nicht ausreichend sind.

Im Frühjahr 2013 unterzeichnete Shell einen Kooperationsvertrag mit dem russischen Energieunternehmen Gazprom für eine Ölförderung in der russischen Arktis. Kritiker fürchten, dass die Sicherheitsstandards dort noch niedriger sind, und warnen vor einem großen Ölunfall. Wie sich die Exploration oder Förderung von Öl in der US-amerikanischen Arktis weiterentwickelt, ist schwer einzuschätzen. In den USA streiten derzeit Industrieunternehmen und Umweltschutzverbände darüber, wie stark die Arktis geschützt werden soll. Industrieverbände warnen vor zu strengen staatlichen Sicherheitsvorschriften, die die Ölförderung wirtschaftlich unrentabel machen würden. Umweltschutzverbände fordern, die Ölförderung in der Arktis ganz zu verbieten. Experten gehen davon aus, dass die Ölkonzerne in den USA die arktischen Ölreserven weiter im Blick haben. Spätestens wenn in den Ausschließlichen Wirtschaftszonen anderer Staaten wie etwa Russland große Ölreserven entdeckt werden, würden auch die US-Unternehmen ihre Bemühungen forcieren, heißt es.

## Küsten schützen oder aufgeben?

Nach großen Unfällen bilden sich oft riesige Ölteppiche, die eine Ausdehnung von mehreren Hundert Kilometern haben. In solchen Situationen ist es unmöglich, die gesamte Küste zu schützen. Die Einsatzkräfte müssen sich deshalb auf die empfindlichsten und wichtigsten Küstenabschnitte beschränken. Als besonders schützenswert gelten Naturschutzgebiete oder Bereiche, in denen seltene Pflanzen- und Tierarten leben. Auch wirtschaftlich bedeutende Zonen wie etwa Fisch- oder Muschelzuchtanlagen werden bevorzugt geschützt. Für viele Gebiete der Welt gibt es heute Karten mit Sensitivitätsabstufungen, in denen genau verzeichnet ist, wie empfindlich verschiedene Küstenabschnitte auf Ölverschmutzungen reagieren. Diese Sensitivitätsabstufungen enthalten außerdem Informationen darüber, wo welche Pflanzen- und Tierarten vorkommen. Entscheidend ist, wie selten eine Art ist, wie

**1.47 > Wasservögel gehören zu den prominentesten Opfern einer Ölkatastrophe. Dieser Reiher war durch das Öl der „Deepwater Horizon" stark verklebt.**

stark sie durch einen Ölunfall bedroht wäre und wie wahrscheinlich es ist, dass sie vor Ort ausstirbt. Oft sind nicht Seevögel oder Meeressäuger am stärksten bedroht, sondern seltene Pflanzen- oder auch Insektenarten. Alle diese Informationen werden unter anderem für die Notfallpläne verwendet. Die Einsatzkräfte werden heute auch durch spezielle Computerprogramme unterstützt, die auf die Datenbanken mit den Sensitivitätsdaten zurückgreifen. Sie sind in der Lage, diese Informationen mit aktuellen meteorologischen Angaben zu verknüpfen und daraus zu errechnen, wohin der Ölteppich treiben wird und ob wichtige Gebiete berührt werden. So können die Einsatzkräfte die Ölbekämpfungsschiffe gezielt zu den besonders schützenswerten Gebieten dirigieren oder Ölsperren auslegen lassen.

## Wie Erdöl Pflanzen und Tiere schädigt

Wie sich das Öl auf Pflanzen und Tiere auswirkt, weiß man heute aufgrund zahlreicher Ölunfälle sehr genau. Besonders auffällig ist die Verschmutzung des Gefieders von Wasservögeln. Es verliert durch das Öl seine wasserabweisende und isolierende Wirkung. Der Vogel kühlt aus und stirbt. Auch Meeressäuger wie etwa Otter können an Unterkühlung sterben, wenn ihr Fell verklebt. Darüber hinaus schlucken Vögel und Säugetiere beim Putzen Öl, wodurch sie vergiftet werden können. Fische nehmen die giftigen Kohlenwasserstoffe über ihre Kiemen oder die Haut auf. Bei Pflanzen verhindert die Ölschicht den Gasaustausch über die Blätter und den Nährstofftransport in die Wurzeln. Die Pflanzen gehen ein.

Muscheln und andere Tiere, die Wasser nach Nahrungspartikeln durchsieben, nehmen das Öl mit dem Nahrungsstrom auf. Die giftigen Verbindungen im Öl und die Verklebung des Filterapparats führen meist schnell zum Tod. Sofern die Muscheln die Ölverschmutzung überleben, können die Giftstoffe später in die Nahrungskette gelangen, wenn die Muscheln gefressen werden. Die Wirkung der giftigen Kohlenwasserstoffe ist von Tierart zu Tierart verschieden. Experimente mit Krebsen oder Muscheln zeigen, dass bei ihnen vor allem der Stoffwechsel und das Wachstum beeinträchtigt werden. Bei anderen Organismen wird die Fortpflanzung gestört. So kann eine Vergiftung durch Öl zu genetischen Schäden führen. Bei Heringen etwa waren zahlreiche frisch geschlüpfte Nachkommen missgebildet. Hinzu kommt bei vielen Meerestieren ein Orientierungsverlust, denn viele Organismen finden sich in ihrer Umwelt zurecht, indem sie feinste Konzentrationen bestimmter Substanzen im Wasser wahrnehmen. Manche Kohlenwasserstoffe stören diese Wahrnehmung und erschweren damit die Suche nach Nahrung oder Sexualpartnern.

Conclusio

## Weniger Ölverschmutzung im Meer – trotz steigenden Energiebedarfs

Ungeachtet der weltweiten Diskussion um den Klimawandel und den Ausstoß von Kohlendioxid, verbrauchen die Menschen weltweit von Jahr zu Jahr mehr Energie. Seit Anfang der 1970er Jahre hat sich der globale Energiebedarf verdoppelt, bis zum Jahr 2035 wird er sich noch einmal um rund ein Drittel erhöhen. Die Ursachen für den wachsenden Energiehunger sind insbesondere das Bevölkerungswachstum in Asien sowie die fortschreitende Industrialisierung in den Schwellenländern.

Die fossilen Rohstoffe Kohle, Erdöl und Erdgas werden nach Einschätzung von Fachleuten trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien weiterhin den größten Teil der Energie liefern. Während Kohle und Erdgas die Nachfrage noch bis weit über dieses Jahrhundert hinaus decken können, dürfte die Ölproduktion bis 2050 abnehmen. Schon heute sind viele ehemalige Lagerstätten am Land und in den flachen Meeresgebieten weitgehend ausgebeutet. Mit tertiären Förderverfahren, bei denen Heißwasser oder Flüssigkunststoffe in die Lagerstätten eingepresst werden, um das restliche Öl herauszudrücken, versucht man die Ausbeute zu erhöhen. Darüber hinaus strebt die Branche in immer größere Tiefen. Zwar ist die Gas- und Ölförderung in der Tiefsee rund 4-mal teurer als im Flachwasser, doch mit steigendem Ölpreis wird diese Förderung wirtschaftlich. Öl wird heute bereits aus einer Wassertiefe von mehr als 2900 Metern gewonnen. Beim Erdgas liegt der Tiefenrekord bei 2700 Metern.

Um Erdöl und Ergas zu gewinnen, werden verschiedene Typen von Plattformen eingesetzt. Beim Bohren kommen meist spezielle Bohrplattformen zum Einsatz, die nach Ende der Bohrarbeiten durch Förderplattformen ersetzt werden. In vielen Regionen benutzt man heute außerdem Förderanlagen, die direkt auf den Meeresboden gesetzt werden. Bei solchen sogenannten Subsea-Vorrichtungen werden Kompressoren, Pumpen oder Stromversorgungsmodule am Meeresboden zu einer einizigen Gesamtanlage zusammengeschlossen.

Wie die Explosion der Bohrplattform „Deepwater Horizon“ im Jahr 2010 zeigt, ist die Ölgewinnung in der Tiefe eine besondere Herausforderung. Es dauerte ganze 3 Monate, um das Leck am Meeresboden abzudichten. So tragisch Ölkatastrophen von solchem Ausmaß sind: Derart spektakuläre Unfälle sowie Tankerhavarien tragen heute im Durchschnitt nur mit etwa 10 Prozent zur Verölung der Ozeane bei. Problematischer ist viemehr die Verschmutzung der Meere durch die sogenannte schleichende Ölpest, also die chronische Verschmutzung aus vielen kleinen Quellen. Dazu zählt Öl, das durch die Schifffahrt ins Meer gelangt, beispielsweise durch illegale Tankreinigungen oder Unachtsamkeit beim Verladen. Wie die europäischen Staaten in der Vergangenheit gezeigt haben, lässt sich die Zahl dieser Verschmutzungen aber durch intensive Überwachungsflüge der Küstengewässer reduzieren, und erfreulicherweise hat die Ölverschmutzung der Meere in den vergangenen Jahrzehnten weltweit abgenommen.

Dazu haben vor allem internationale Meeresschutzabkommen und Konventionen beigetragen. Mit ihnen wurden beispielsweise Tanker mit einer doppelten Außenhaut zur Pflicht. Außerdem wurde die Überwachung der Schifffahrtswege durch wirkungsvollere Radartechnik und Schiffserkennungssysteme deutlich verbessert. In vielen Ländern gibt es heute darüber hinaus ausgefeilte Notfallpläne, nach denen man nach Havarien die Ölbekämpfung organisiert und international koordiniert.

Trotz dieses positiven Trends ist die Ölmenge, die weltweit jedes Jahr in die Ozeane gelangt, mit derzeit rund 1 Million Tonnen noch viel zu hoch, weil dadurch weiterhin viele marine Lebensräume und Organismen vergiftet werden.

# Quellenverzeichnis

## Kapitel 1 – Öl und Gas aus dem Meer

Bird, K.J., R.R. Charpentier, D.L. Gautier, D.W. Houseknecht, T.R. Klett, J.K. Pitman, T.E. Moore, C.J. Schenk, M.E. Tennyson & C.J. Wandrey, 2008: Circum-arctic resource appraisal: Estimates of undiscovered oil and gas North of the Arctic Circle. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 3049.

BP p.l.c., 2012. BP Energy Outlook 2030.

BP p.l.c., 2012. Statistical Review of World Energy.

Brownfield, M.E., R.R. Charpentier, T.A. Cook, D.L. Gautier, D.K. Higley, M.A. Kirschbaum, T.R. Klett, J.K. Pitman, R.M. Pollastro, C.J. Schenk, M.E. Tennyson, C.J. Wandrey & K.J. Whidden, 2012. An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 3028.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2012. Öl im Meer – Risiken, Vorsorge und Bekämpfung, Tagungsband 2010. Berichte des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, 48.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe & Deutsche Rohstoffagentur, 2012. Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. DERA Rohstoffinformationen, 15.

Camphuysen, K.C.J., M.S. Dieckhoff, D.M. Fleet & K. Laursen, 2009. Oil pollution and seabirds. Quality Status Report, Thematic Report No. 5.3., Wadden Sea Ecosystem, 25.

Clauss, G.F., J.Y. Lee & S. Kosleck, 2004. Offshore-Förderplattformen: Entwicklungen für die Tiefsee. 99. Hauptversammlung der Schiffbautechnischen Gesellschaft Hamburg.

International Energy Agency, 2012. Key World Energy Statistics 2012.

International Energy Agency, 2012. World Energy Outlook 2012.

Musk, S., 2012. Trends in oil spills from tankers and ITOPF non-tanker attended incidents. International Tanker Owner Pollution Federation Ltd.

National Academy of Engineering & National Research Council, 2011. Macondo Well – Deepwater Horizon blowout – Lessons for improving offshore drilling safety.

National Oceanic and Atmospheric Administration (Restoration Center), 2012. Natural Resource Damage Assessment April 2012 – Status update for the Deepwater Horizon oil spill.

Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2012. World Oil Outlook 2012.

Rassenfoss, S., 2013. Well capping becomes an industry of its own. Journal of Petroleum Technology, 7: 40–47.

Research Council of Norway, 2012. Long-term effects of discharges to sea from petroleum-related activities – The results of ten years' research.

Susanne, P. de & J.-G. Peytavi, 2011. Toward operational oil spill response in West and Central Africa. International Oil Spill Conference.

U.S. Fish and Wildlife Service, 2010. Deepwater Horizon Response Consolidated Fish and Wildlife Collection Report.

Wassel, R., 2012. Lessons from the Macondo well blowout in the Gulf of Mexico. The Bridge, 42, 3: 46–53.

www.itopf.com/

www.ogp.org.uk/

## Kapitel 2 – Tagebau am Meeresgrund

Angerer, G., L. Erdmann, F. Marscheider-Weidemann, M. Scharp, A. Lüllmann, V. Handke & M. Marwede, 2009. Rohstoffe für Zukunftstechnologien – Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale".

Bachraty, C., P. Legendre & D. Desbruyères, 2009. Biogeographic relationships among deep-sea hydrothermal vent faunas at global scale. Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers 56, 8: 1371–1378.

Boyd, S. E., D.S. Limpenny, H.L. Rees & K.M. Cooper, 2005. The effects of marine sand and gravel extraction on the macrobenthos at a commercial dredging site (results 6 years postdredging). ICES Journal of Marine Science, 62: 145–162.

British Marine Aggregate Producers Association, 2012. Strength from the depths. 6. sustainable development report for the British marine aggregate industry.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe & Deutsche Rohstoffagentur, 2012. Außenwirtschaftliche Maßnahmen der BRIC-Staaten zur Rohstoffversorgung am Beispiel von Kupfer. DERA Rohstoffinformationen, 12.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe & Deutsche Rohstoffagentur, 2012. DERA-Rohstoffliste – Angebotskonzentration bei Metallen und Industriemineralen – Potenzielle Preis- und Lieferrisiken. DERA Rohstoffinformationen, 10.

Craw, A., 2013. Deep Seabed Mining – An urgent wake-up call to protect our oceans. Greenpeace International.

Erdmann, L. & S. Behrendt, 2011. Kritische Rohstoffe für Deutschland – Identifikation aus Sicht deutscher Unternehmen wirtschaftlich bedeutsamer mineralischer Rohstoffe, deren Versorgungslage sich mittel- bis langfristig als kritisch erweisen könnte. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung.

European Commission, 2010. Critical raw materials for the EU – Report of the Ad-hoc Working Group on defining critical raw materials.

Hannington, M.D., J. Jamieson, T. Monecke, S. Petersen & S. Beaulieu, 2011. The abundance of seafloor massive sulfide deposits. Geology, 39: 1155–1158.

Hein, J.R., K. Mizell, A. Koschinsky & T.A. Conrad, 2013. Deep-ocean mineral deposits as a source of critical metals for high- and green-technology applications: Comparison with land-based resources. Ore Geology Reviews, 51: 1–14.

Hein, J. & S. Petersen, 2013a. The geology of manganese nodules. In: E. Baker & Y. Beaudoin (Hrsg.). Deep Sea Minerals: Manganese nodules, a physical, biological, environmental, and technical review. Vol. 1B, Secretariat of the Pacific Community: 7–18.

Hein, J. & S. Petersen, 2013b. The geology of cobalt-rich ferromanganese crusts. In: E. Baker & Y. Beaudoin (Hrsg). Deep Sea Minerals: Cobalt-rich ferromanganese crusts, a physical, biological, environmental, and technical review. Vol. 1C, Secretariat of the Pacific Community: 7–14.

Hein, J.R., F. Spinardi, A. Tawake, K. Mizell, D. Thorburn, 2013. Critical metals in manganese nodules from the Cook Islands EEZ. Recent Developments in Atlantic Seabed Minerals Exploration and Other Topics. 42. Conference of the Underwater Mining Institute.

Highley, D.E., L.E. Hetherington, T.J. Brown, D.J. Harrison & G.O. Jenkins, 2007. The strategic importance of the marine aggregate industry to the UK. British Geological Survey, Research report OR/07/019.

International Council for the Exploration of the Sea, 2013. Report of the Working Group on the effects of extraction of marine sediments on the marine ecosystem (WGEXT).

Petersen, S. & J. Hein, 2013. The geology of sea-floor massive sulphides. In: E. Baker & Y. Beaudoin (Hrsg). Deep Sea Minerals: Sea-floor massive sulphides, a physical, biological, environmental, and technical review. Vol. 1A, Secretariat of the Pacific Community: 7–18.

Rona, P.A., 2008. The changing vision of marine minerals. Ore Geology Reviews 33: 618–666.

Rona, P.A., 2003. Resources of the sea floor. Science 299: 673–674.

Velegrakis, A.F., A. Ballay, S. Poulos, R. Radzevicius, V. Bellec & F. Manso, 2010. European marine aggregates resources: Origins, usage, prospecting and dredging techniques. Journal of Coastal Research, 51: 1-14.

Wiedicke, M., T. Kuhn, C. Rühlemann, U. Schwarz-Schampera & A. Vink, 2012. Marine mineralische Rohstoffe der Tiefsee – Chance und Herausforderung. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Commodity Top News, 40.

The Crown Estate & British Marine Aggregate Producers Association, 2012. The area involved – 14th annual report – Marine aggregate dredging 2011.

www.bir.org/

www.boem.gov/MarineMineralsProgram/

www.deepseaminingoutofourdepth.org/

www.ices.dk

www.isa.org.jm/

http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/

www.seafish.org/industry-support/kingfisher-information-services/kingfisher-bulletins

## Kapitel 3 – Energie aus brennendem Eis

Berndt, C., T. Feseker, T. Treude, S. Krastel, V. Liebetrau, H. Niemann, V.J. Bertics, I. Dumke, K. Dünnbier, B. Ferré, C. Graves, F. Gross, K. Hissmann, V. Hühnerbach, S. Krause, K. Lieser, J. Schauer & L. Steinle, 2014. Temporal constraints on hydrate-controlled methane seepage off Svalbard. Science 343, 6168.

Burwicz, E. B., L. Rüpke & K. Wallmann, 2011. Estimation of the global amount of submarine gas hydrates formed via microbial methane formation based on numerical reaction-transport modeling and a novel parameterization of Holocene sedimentation. Geochimica et Cosmochimica Acta 75, 16: 4562–4576.

Pinero, E., M. Marquardt, C. Hensen, M. Haeckel & K. Wallmann, 2013. Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions. Biogeosciences 10, 2: 959–975.

Ruppel, C. D., 2011. Methane Hydrates and Contemporary Climate Change. Nature Education Knowledge 3, 10: 29.

Wallmann, K., E. Pinero, E. Burwicz, M. Haeckel, C. Hensen, A.W. Dale & L. Rüpke, 2012. The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments: A Theoretical Approach Energies 5, 7: 2449–2498.

Wallmann, K., M. Haeckel, G. Bohrmann & E. Suess, 2011. Zukünftige kommerzielle Nutzung von Methanhydratvorkommen im Meeresboden, in: Warnsignal Klima: Die Meere – Änderungen & Risiken. Lozan, J.L., H. Gral, L. Karbe & K. Reise (Hrsg.). Wissenschaftliche Auswertungen, Hamburg: 285–288.

http://energy.usgs.gov/OilGas/UnconventionalOilGas/GasHydrates.aspx

www.jogmec.go.jp/english/oil/technology_015.html

www.mh21japan.gr.jp/english/

www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/MethaneHydrates/maincontent.htm

## Kapitel 4 – Umweltschonende Förderung und gerechte Verteilung

Deutscher Bundestag, 2012. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Valerie Wilms, Krista Sager, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen – Auswirkungen des Tiefseebergbaus auf die maritime Umwelt und Biodiversität. Drucksache 17/8645.

Ezirim, G.E., 2011. Resource governance and conflict in the Niger Delta: Implications for the Gulf of Guinea region. African Journal of Political Science and International Relations 5, 2: 61-71.

Hein, J.R., K. Mizell, A. Koschinsky & T.A. Conrad, 2013. Deep-ocean mineral deposits as a source of critical metals for high- and green-technology applications: Comparison with land-based resources. Ore Geology Reviews, 51: 1–14.

Hilpert, H.G., S.-A. Mildner (Hrsg.), 2013. Nationale Alleingänge oder internationale Kooperation? Analyse und Vergleich der Rohstoffstrategien der G20-Staaten. Stiftung Wissenschaft und Politik & Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, SWP-Studie.

International Oil Pollution Compensation Funds, 2012. Incidents involving the IOPC Funds – 2012.

International Oil Pollution Compensation Funds, 2008. Annual Report – Report on the activities of the International Oil Pollution Compensation Funds 2008.
Jenisch, U., 2013. Tiefseebergbau – Lizenzvergabe und Umweltschutz, Natur und Recht, 35, 12: 841–854.

Jenisch, U., 2011. Rohstoffe am Meeresboden – Deutsche Interessen – Finden wird den Anschluss. Marineforum, 11: 6–7.

Jenisch, U., 2010. Renaissance des Meeresbodens – mineralische Rohstoffe und Seerecht. Zeitschrift für öffentliches Recht in Norddeutschland, 10: 373–382.

Mähler, A., 2010. Nigeria: A prime example of the resource curse? Revisiting the oil-violence Link in the Niger Delta. GIGA Working Papers, 120.

Matz-Lück, N., 2013. Deepwater Horizon und internationale Betreiberhaftung für Ölverschmutzungsschäden durch Offshore-Aktivitäten, in: Hecker. B, R. Hendler, A. Proelß & P. Reiff (Hrsg.), Verantwortlichkeit und Haftung für Umweltschäden, Erich Schmidt Verlag, Berlin: 61–72.

Ramos, M.L., 2012. Angola's oil industry operations. Open Society Initiative for Southern Africa.

United Nations Environment Programme, 2012. Environmental assessment of Ogoniland.

Wiedicke, M., T. Kuhn, C. Rühlemann, U. Schwarz-Schampera & A. Vink, 2012. Marine mineralische Rohstoffe der Tiefsee – Chance und Herausforderung. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Commodity Top News, 40.

www.iopcfunds.org/

www.isa.org.jm/

# Abbildungsverzeichnis

Umschlagabbildung: curraheeshutter/istockphoto.com; S. 2: Brian J. Skerry/National Geographic Creative; S. 9 v.o.n.u.: Ralph Hinterkeuser; Maurice Tivey, Woods Hole Oceanographic Institution/NSF/ROV Jason; NOAA Okeanos Explorer Program/ Wikimedia Commons; Claudius Diemer, albedo39 Satellitenbildwerkstatt, www.albedo39.de; S. 10/11: Ralph Hinterkeuser; Abb. 1.1: G. H. Eldridge/U.S. Geological Survey; Abb. 1.2: BP; Abb. 1.3: IEA; Abb. 1.4: IEA; Abb. 1.5: BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe); Abb. 1.6: BGR; Abb. 1.7: Jiri Rezac/Greenpeace; Abb. 1.8: BGR; Abb. 1.9: Alessandro Viganò/ iStockphoto; Abb. 1.10: nach BGR; Abb. 1.11: nach BGR; Abb. 1.12: IHS; Abb. 1.13: IHS; Abb. 1.14: IHS; Abb. 1.15: Jürgen Willbarth; Abb. 1.16: nach Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung; Abb. 1.17: ESA; Abb. 1.18: nach RWE Dea; Abb. 1.19: nach RWE Dea; Abb. 1.20: maribus; Abb. 1.21: nach Bryan Christie Design; Abb. 1.22: nach Clauss et al.; Abb. 1.23: Rémi Jouan, CC-BY-SA, GNU Free Documentation License, Wikimedia Commons; Abb. 1.24: Bettmann/CORBIS; Abb. 1.25: STR New/Reuters Abb. 1.26: Victor M. Cadelina, Jr.; Abb. 1.27: nach Clauss et.al.; Abb. 1.28: think4photop/iStockphoto; Abb. 1.29 FMC Technologies/statoil ASA; Abb. 1.30: Meteo France Mothy; Abb. 1.31: Time & Life Pictures/Getty Images; Abb. 1.32: maribus; Abb. 1.33: ITOPF, Fernresearch, Lloyds List Intelligence; Abb. 1.34: nach The Times Picayune; Abb. 1.35 Gerald Herbert/ picture alliance/AP Images; Abb. 1.36: picture alliance/dpa Erik S. Lesser; Abb. 1.37: Brian Snyder/Reuters; Abb. 1.38: Lee Celano/Reuters; Abb. 1.39: Dave Martin/picture alliance/AP Photo; Abb. 1.40: maribus; Abb. 1.41: ITOPF; Abb. 1.42: Bonn Agreement; Abb. 1.43: Helcom; Abb. 1.44: maribus; Abb. 1.45: Rajavartiolaitos; Abb. 1.46: DREW WHEELAN/picture alliance/ landov; Abb. 1.47: MATTHEW HINTON/picture alliance/ landov; S. 54/55: Maurice Tivey, Woods Hole Oceanographic Institution/NSF/ROV Jason; Abb. 2.1: picture alliance/CHINA-FOTOPRESS/MAXPPP; Abb. 2.2: Hein et al.; Abb. 2.3: BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe); Abb. 2.4: BGR; Abb. 2.5: Wirtgen GmbH; Abb. 2.6: Florian Kopp; Abb. 2.7: Javier Marina/agefotostock/Avenue Images; Abb. 2.8: Photo courtesy British Marine Aggregate Producers Association; Abb. 2.9: Photo courtesy of the Eastern Solent Coastal Partnership, www.escp.org.uk; Abb. 2.10: Charles D. Winters/Nature-Source/Agentur Focus; Abb. 2.11: Hein et al; Abb. 2.12: nach Hein et al; Abb. 2.13: BGR; Abb. 2.14: nach Koschinsky, Jacobs University, Bremen; Abb. 2.15: Hein & Petersen; Abb. 2.16: nach Aker Wirth; Abb. 2.17: BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe); Abb. 2.18: nach Hein; Abb. 2.19: nach Hein et al.; Abb. 2.20: Hein; Abb. 2.21: maribus; Abb. 2.22: JAMSTEC; Abb. 2.23: IFE, URI-IAO, UW, Lost City Science Party; NOAA/OAR/OER; Abb. 2.24: BGR; Abb. 2.25: Hannington; Abb. 2.26: maribus/Sven Petersen; Abb. 2.27: Geomar; Abb. 2.28: maribus; Abb 2.29: Geomar/picture alliance/dpa; Abb. 2.30: nach Hein & Petersen; Abb 2.31: MARUM – Zentrum für Marine Umweltwissenschaften, Universität Bremen; Abb 2.32: Mike Smith Photography/Nautilus Minerals; S. 96/97: NOAA Okeanos Explorer Program/Wikimedia Commons; Abb. 2.33: maribus; Abb. 2.34: nach Bachraty et al.; Abb. 3.1: Dietmar Gust, Berlin; Abb. 3.2: nach US Department of Energy; Abb. 3.3: Geomar; Abb. 3.4: maribus; Abb. 3.5: Eurico Zimbres/wikimedia commons; Abb. 3.6: Geomar; Abb. 3.7: IEA; Abb. 3.8: maribus; Abb. 3.9: Kyodo/Reuters; Abb. 3.10: Grafik: A. Dibiasi für MARUM – Zentrum für Marine Umweltwissenschaften, Universität Bremen; Foto: V. Diekamp, MARUM – Zentrum für Marine Umweltwissenschaften, Universität Bremen; Abb. 3.11: Geometrics/Craig Lippus/VP Seismic Division; Abb. 3.12: Geomar; Abb. 3.13: Anonymous/picture alliance/ASSOCIATED PRESS; Abb. 3.14: NASA Goddard Institute for Space Studies; Abb. 3.15: Geomar; Abb. 3.16: nach Ruppel; S. 120/121: Claudius Diemer, albedo39 Satellitenbildwerkstatt, www.albedo39.de; Abb. 4.1: nach Proelß; Abb. 4.2: ARM, Courtesy: U.S. Department of Energy's Atmospheric Radiation Measurement Program; Abb. 4.3: ISA (International Seabed Authority); Abb. 4.4: maribus; Abb. 4.5: nach ISA; Abb. 4.6: nach GRID-Arendal; Abb. 4.7: China Daily China Daily Information Corp – CDIC/Reuters; Abb. 4.8: Stringer China/ Reuters; Abb. 4.9: STR New/Reuters; Abb. 4.10: Issei Kato/ Reuters; Abb. 4.11: Akintunde Akinleye/Reuters; Abb. 4.12: Kim Jae Hwan/AFP/Getty Images; Abb. 4.13: Columbia Basin Institute of Regional History; S. 146: Brian J. Skerry/National Geographic Creativ

Reproduktion, Übersetzung in fremde Sprachen, Mikroverfilmung und elektronische Verarbeitung sowie jede andere Art der Wiedergabe nur mit schriftlicher Genehmigung der maribus gGmbH. Sämtliche grafischen Abbildungen im „World Ocean Review“ wurden von Walther-Maria Scheid, Berlin, exklusiv angefertigt. Im Abbildungsverzeichnis sind die ursprünglichen Quellen aufgeführt, die in einigen Fällen als Vorlage gedient haben.

# Partner

**Ozean der Zukunft:** Im Kieler Exzellenzcluster bündeln Meeres-, Geo- und Wirtschaftswissenschaftler sowie Mediziner, Mathematiker, Juristen und Gesellschaftswissenschaftler ihr Fachwissen und untersuchen gemeinsam den Ozean- und Klimawandel. Insgesamt haben sich mehr als 200 Wissenschaftler aus 7 Fakultäten der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, des GEOMAR Helmholtz-Zentrums für Ozeanforschung Kiel, des Instituts für Weltwirtschaft (IfW) und der Muthesius Kunsthochschule zusammengeschlossen.

**IOI:** Das International Ocean Institute wurde 1972 als gemeinnützige Nichtregierungsorganisation von Professor Elisabeth Mann Borgese gegründet. Es besteht aus einem Netzwerk von verschiedenen Niederlassungen, die über die ganze Welt verteilt sind, und hat seinen Hauptsitz in Malta. Das IOI setzt sich für eine friedliche und nachhaltige Nutzung des Ozeans ein.

**mare:** Die Zeitschrift der Meere wurde 1997 von Nikolaus Gelpke in Hamburg gegründet und erscheint alle zwei Monate in deutscher Sprache. Mare rückt den Stellenwert, den das Meer als Lebens-, Wirtschafts- und Kulturraum für den Menschen bietet, in das Bewusstsein der Öffentlichkeit. Neben dem Magazin, das vielfach für seine hochwertigen Reportagen und Fotostrecken ausgezeichnet wurde, bringt der mareverlag zweimal im Jahr ein Buchprogramm heraus.

# Danksagung

Die Erstellung einer Publikation wie die des „World Ocean Review“ ist in erster Linie ein Unterfangen, das mit hohem Aufwand verbunden ist. Daher gilt mein Dank zuerst allen beteiligten Wissenschaftlern, die an dieser Ausgabe mitgewirkt haben. Ein herzliches Dankeschön auch dem gesamten Organisationsteam des Exzellenzclusters für die reibungslose Kommunikation und die Arbeit hinter den Kulissen.

Dank gebührt darüber hinaus insbesondere auch dem Wissenschaftsjournalisten Tim Schröder, der den Texten die allgemeine Verständlichkeit gegeben hat, die es nun auch den „Nicht-Wissenschaftlern“ ermöglicht, den roten Faden nicht aus den Augen zu verlieren. Im Zusammenwirken mit Simone Hoschack, die für die Gestaltung und die Bildredaktion verantwortlich war, und Dimitri Ladischensky, der das Lektorat betreute, möchte ich zuletzt auch Jan Lehmköster herzlich danken, der als Gesamtprojektleiter auf maribus-Seite den „World Ocean Review“ von Beginn an federführend begleitet hat.

**Nikolaus Gelpke**
Geschäftsführer maribus gGmbH

# Impressum

**Gesamtprojektleitung:** Jan Lehmköster
**Redaktion und Text:** Tim Schröder
**Lektorat:** Dimitri Ladischensky
**Koordinator Exzellenzcluster:** Erna Lange
**Redaktionsteam Exzellenzcluster:** Erna Lange, Dr. Sven Petersen, Dr. Lars Rüpke, Dr. Emanuel Söding, Dr. Klaus Wallmann
**Gestaltung und Satz:** Simone Hoschack
**Bildredaktion:** Simone Hoschack, Jan Lehmköster
**Grafiken:** Walther-Maria Scheid
**Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG
**Papier:** Balance Silk, FSC Zertifiziert

ISBN 978-3-86648-220-3
**Herausgeber:** maribus gGmbH, Pickhuben 2, 20457 Hamburg

www.maribus.com

FSC www.fsc.org MIX Papier aus verantwortungsvollen Quellen FSC® C104247

Print CO2 kompensiert Id-Nr. 1434587 www.bvdm-online.de