



ERDGAS – ERDÖL

ENTSTEHUNG • SUCHE • FÖRDERUNG

INHALT

Erdgas und Erdöl aus deutschen Quellen	4
Überwindung ungünstiger geologischer Verhältnisse	4
Reichweite der Öl- und Gasreserven	5
Entstehung von Kohlenwasserstoffen und Bildung von Lagerstätten	7
Suche mit geophysikalischen Verfahren	10
Bohrtechnik	12
Das Rotary-Verfahren	12
Horizontalbohren	13
Bohrkosten	13
Erdgasgewinnung	15
Förderung	15
Aufbereitung	16
Speicherung	17
Offshore-Förderung in der Nordsee	19
Erdölgewinnung	20
Förderung	20
Aufbereitung	22
Historischer Überblick	23
Mitgliedsfirmen des WEG – Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.	25
Publikationen	26

ERDGAS UND ERDÖL AUS DEUTSCHEN QUELLEN...

... leisten als Energieträger „vor unserer Haustür“ einen wertvollen Beitrag zur Sicherung der deutschen Energieversorgung. Deutschland verfügt über viele Erdgas- und Erdöllagerstätten – zum weit überwiegenden Teil in Norddeutschland. Daneben gibt es Lagerstätten im Alpenvorland, im Oberrheinthal und im Thüringer Becken.

In Deutschland werden jährlich rund 20 Mrd. m³ Erdgas aus inländischen Quellen gefördert. Dies entspricht gut einem Fünftel des deutschen Erdgasbedarfs. An Erdöl werden in Deutschland jährlich rund 3 Mio. t gewonnen, eine Menge, mit der die inländische Mineralölnachfrage zu rund 2 % gedeckt werden kann.

Die Förderung von Erdgas und Erdöl im Inland entlastet auch die Leistungsbilanz der Bundesrepublik Deutschland. Jeder Kubikmeter Erdgas und jede Tonne Erdöl, die im Inland gefördert werden, brauchen nicht importiert zu werden. Die Unternehmen der Förderindustrie sind als Arbeitgeber, Steuerzahler und Auftraggeber ein wichtiger Wirtschaftsfaktor, insbesondere in strukturschwachen ländlichen Gebieten.

Erdgas- und Erdölfelder in Deutschland



Die Förderung von Erdgas aus heimischen Quellen deckt ein Fünftel des deutschen Erdgasbedarfs.

Überwindung ungünstiger geologischer Verhältnisse

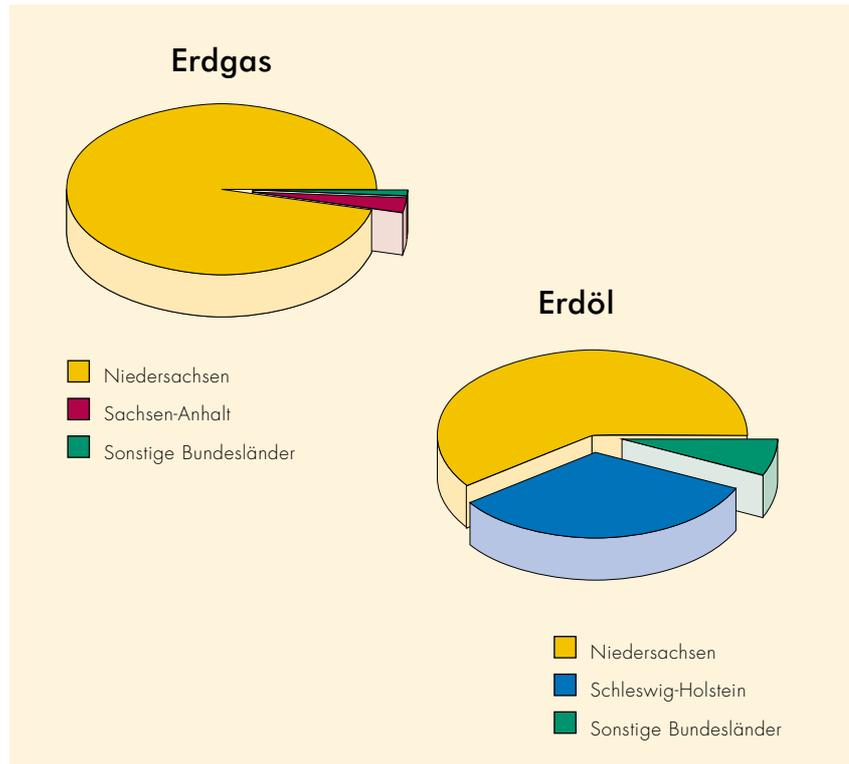
Bei der Aufsuchung und Förderung von Erdgas und Erdöl im Inland wirken sich vielfach ungünstige geologische Verhältnisse, vor allem die große Tiefe der Lagerstätten, erschwerend aus. Die Speichergesteine, in denen das Erdöl vorwiegend auftritt, gehören der Jura- und Kreidezeit des Erdmittelalters an. Sie sind 100 bis 200 Mio. Jahre alt und liegen meist in Tiefen (in der Fachsprache: „Teufen“) von 1.000 bis 2.500 m.

Die Erdgaslagerstätten liegen hauptsächlich in den Formationen des Zechsteins und des Rotliegenden, die etwa 250 bis 300 Mio. Jahre alt sind und überwiegend Tiefen von 3.000 bis 5.000 m erreichen.

Wegen der großen Anzahl an Lagerstättentypen und der Verschiedenartigkeit der Speichergesteine treten erhebliche Unterschiede in der Zusammensetzung und Qualität des Erdgases und Erdöls auf. Beim Erdgas schwankt vor allem der Gehalt an unerwünschten Begleitstoffen wie Stickstoff, Schwefelwasserstoff und

**Erdgaslagerstätten
liegen bis 5.000 m unter
der Erde.**

Förderung nach Bundesländern



Kohlendioxid; beim Erdöl spielt u. a. die unterschiedliche Fließfähigkeit, die Viskosität, eine Rolle.

Wie lange reichen die Öl- und Gasreserven?

Die bekannten inländischen Erdgas- und Erdölreserven weisen schon seit vielen Jahren eine „Reichweite“ von etwa 15 bis 20 Jahren auf. Das heißt, bei Aufrechterhaltung der Produktion in

Tiefpumpenantrieb bei der Erdölförderung

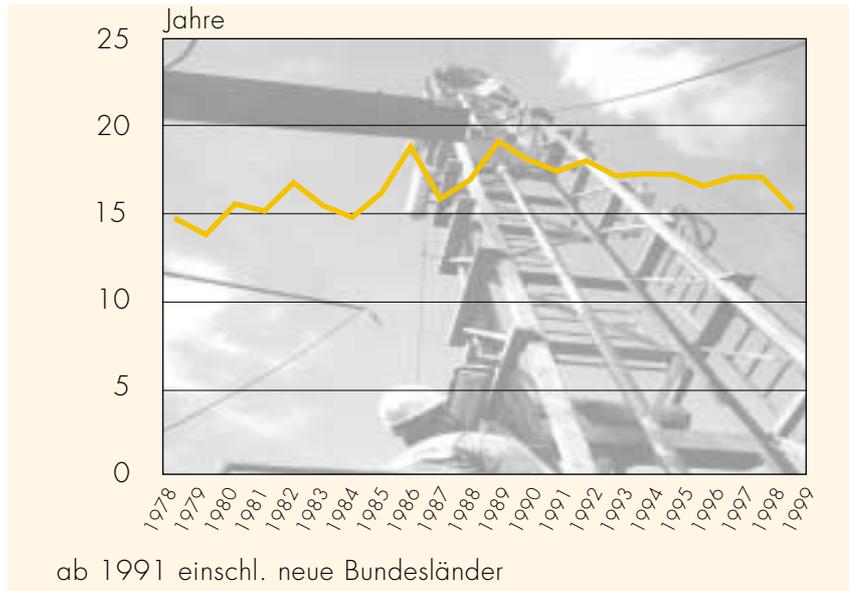


**Neufunde und
technischer Fortschritt
erhöhen die nutzbaren
Reserven.**

der gegenwärtigen Höhe und unter der Annahme, dass keine neuen Vorkommen mehr gefunden würden, wären sie rechnerisch am Ende dieses Zeitraums erschöpft.

In der Vergangenheit ist es aber meist gelungen, die Entnahme aus den Lagerstätten aufgrund der laufenden Förderung durch Neufunde und Neubewertungen der Lagerstätten auszugleichen. Technischer Fortschritt führt dazu, dass heute Lagerstätten besser als in zurückliegenden Jahren genutzt werden können. Auch dadurch steigen die wirtschaftlich nutzbaren Reserven.

Entwicklung der Reichweite der Erdgasreserven



Heimisches Erdgas und Erdöl können noch für lange Zeit einen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung leisten.

Damit inländisches Erdgas und Erdöl noch über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen, muss nach weiteren Vorkommen gesucht werden. Die geologischen Chancen für neue Funde stehen vor allem beim Erdgas

günstig. Nach Einschätzung der Experten kann zumindest noch einmal das gleiche Reservenvolumen wie das heute bekannte entdeckt werden. Auch beim Erdöl bieten sich noch Chancen. Es bestehen also gute Voraussetzungen, dass Erdgas und Erdöl aus einheimischen Feldern noch auf lange Sicht einen Beitrag zur Sicherung der deutschen Energieversorgung leisten können.

Blick in einen Bohrturm



ENTSTEHUNG VON KOHLEN- WASSERSTOFFEN UND BILDUNG VON LAGERSTÄTTEN

Ausgangsmaterial für die Bildung von Erdgas und Erdöl sind die Reste der organischen Substanz von Lebewesen, meist Pflanzen, die im Laufe der Erdgeschichte im Wasser oder auf dem Lande gelebt haben. Der weitaus größte Teil dieser organischen Substanz wurde durch Verwesungsvorgänge abgebaut und in Kohlendioxid und Wasser umgewandelt. Gelegentlich führten die Umweltbedingungen jedoch dazu, dass organische Reste weitgehend vom Luftzutritt abgesperrt waren und nicht verwesen konnten. Sie blieben in der sauerstoffarmen Umgebung erhalten und wurden zusammen mit Gesteinsmaterial abgelagert. Gesteine, die ausreichende Mengen an solchem organischen Kohlenstoff enthalten, sind die „Muttergesteine“ für die Entstehung von Erdgas und Erdöl.

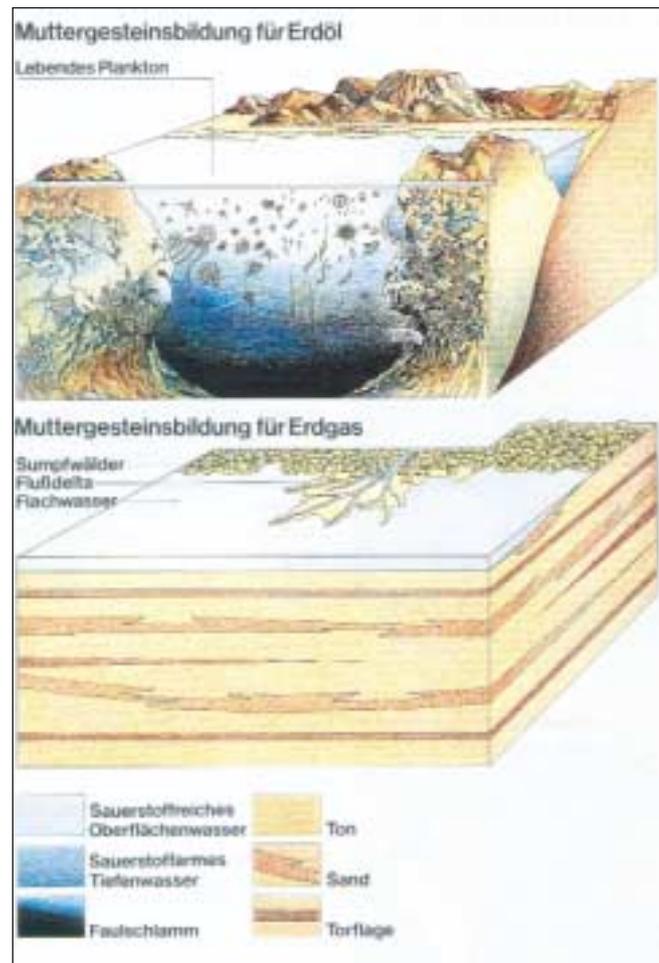
Erdgas aus höheren Landpflanzen

Für die Entstehung von Erdgas bilden meist höhere Landpflanzen das Ausgangsmaterial. Besonders in flachen Küstenregionen der feuchten Tropen und Subtropen mit ihrer üppigen Vegetation kam es zur Anhäufung großer Mengen von organischem Material. In Sümpfen war der Zutritt von Luftsauerstoff behindert, das Ma-

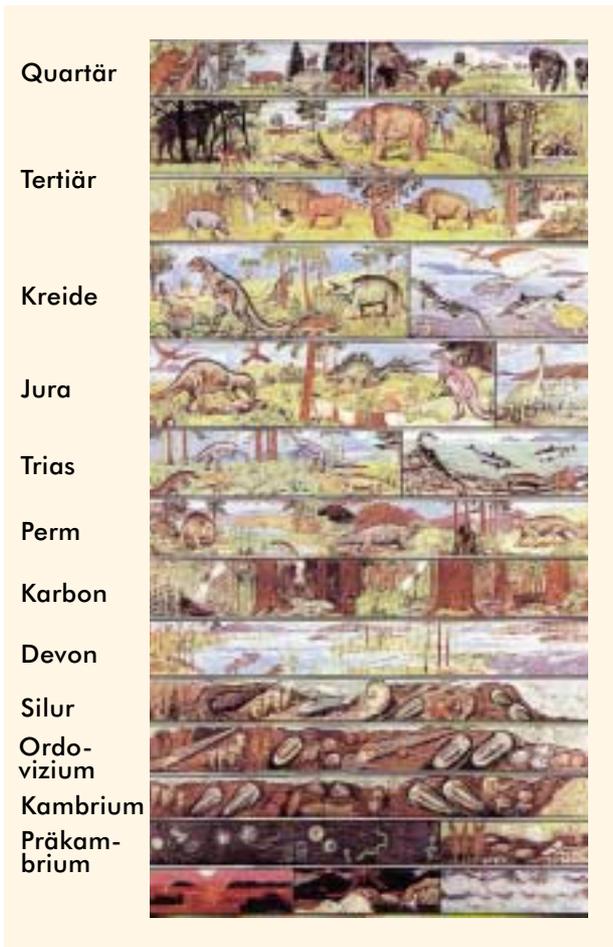
**Muttergestein
für die Bildung
von Erdgas ist
Steinkohle.**

terial verweste nicht, es bildete sich Torf. Durch einen geringen Anstieg des Meeresspiegels im Laufe der Jahrtausende konnten derartige Küstenniederungen vom Meer überflutet werden. Darauf wurden dann Sande und Tone abgelagert. Andererseits rückten bei einem Absinken des Meeresspiegels, genauso wie bei der Auffüllung des flachen Küstengewässers mit Sediment, die Landpflanzen auf dem getrockneten Gebiet

wieder vor. Auf diese Weise bildete sich durch mehrfache Änderung des Meeresspiegels eine Abfolge von sandigen und tonigen Schichten mit teilweise mächtigen eingelagerten Torflagen. Durch Überlagerung mit geologisch immer jüngeren Schichten wurden die Torfschichten zunächst in Braunkohle und dann in Steinkohle, das Erdgas-Muttergestein, umgewandelt. Diese



Entwicklung des Lebens



Umwandlung, die „Inkohlung“, war die Voraussetzung für die Bildung des Erdgases. In großen Teilen Mittel- und Nordeuropas und in Nordamerika kam es im späten Erdaltertum, besonders im Oberkarbon (vor 290 bis 315 Mio. Jahren), zu derartigen Entwicklungen. Diese Gebiete lagen damals nahe am Äquator, also im tropischen Bereich. Im Lauf der Erdgeschichte drifteten Mittel- und Nordeuropa und Nordamerika mehrere tausend Kilometer nach Norden.

Erdöl aus Kleinstlebewesen

Beim Erdöl bilden große Mengen an Kleinstlebewesen, vor allem Algen, das Ausgangsmaterial. Sie lebten überwiegend freischwe-

bend als Plankton im Meerwasser. Nach ihrem Absterben sanken diese Organismen zu Boden und verwesten, wenn durch Meeresströmungen genügend Sauerstoff herangeführt wurde. Wo aber die Strömungen tiefere Wasserschichten und den Meeresboden nicht erreichten, fehlte der zur Verwesung erforderliche Sauerstoff. Die organische Substanz blieb dann erhalten und bildete zusammen mit den feinsten Resten der Gesteinsverwitterung, die

von Flüssen ins Meer transportiert wurden, einen Faulschlamm. Im Laufe der Zeit ging dieser unter

**Erdölmuttergestein
ist etwa
200 Mio. Jahre alt.**

der Last des weiteren darüber abgelagerten Materials in einen schiefriigen Ton und schließlich einen Tonschiefer über. Der Gehalt an organischem Material kann dabei über 20 % erreichen; in den meisten Erdölmuttergesteinen liegt er aber nur bei etwa 1 bis 2 %.

Bedingungen, wie sie für die Bildung von Erdölmuttergesteinen nötig sind, fanden sich vor allem in nicht allzu tiefen, von offenen Ozeanen weitgehend abgetrennten Meeresgebieten. In Mitteleuropa herrschten entsprechende Bedingungen vor allem im Erdmittelalter, insbesondere im Unteren oder „Schwarzen“ Jura, vor ca. 190 bis 210 Mio. Jahren.

Langsame Entstehungsprozesse

Die Bildung von Erdgas und Erdöl aus den Muttergesteinen vollzieht sich unvorstellbar langsam im Laufe von Jahrmillionen. Dabei finden mehrere komplexe Abläufe gleichzeitig und in verschiedenen Stufen hintereinander statt. Die wesentlichen Schritte sind stets eine Aufspaltung des organischen Materials der abgestorbenen Lebewesen in einfache organisch-chemische Verbindungen (wie Methan, Benzol, etc.) und eine teilweise Wiederanlagerung dieser Verbindungen untereinander zu komplexeren Molekülen.

Voraussetzung sind stets höhere Temperaturen. Diese sind dann gegeben, wenn das Muttergestein durch Überlagerung mit anderem Gesteinsmaterial in größere Tiefen gelangt und dort durch die natürliche Wärme aus dem Erdinneren langsam aufgeheizt wird. Man spricht dabei von der „Reifung“ des Muttergesteins. Erdgas bildete sich größtenteils bei Temperaturen zwischen 120° und 180° C etwa 4.000 bis 6.000 m unter der Erdoberfläche. Für die Bildung von Erdöl liegt die optimale Temperatur zwischen 65° und 120° C, wie sie in einer Tiefe von 2.000 bis 4.000 m herrscht.

Zusammensetzung von Erdgas und Erdöl

Infolge der vielfältigen chemischen Vorgänge mit unterschiedlichen Ausgangsmaterialien und unterschiedlichen äußeren Umständen sind Erdgas und Erdöl keine chemisch reinen Stoffe, sondern Gemische verschiedener Substanzen. Die verwertbaren Bestandteile sind stets Verbindungen, die ganz oder überwiegend aus Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen. Daher werden Erdgas und Erdöl zusammenfassend als Kohlenwasserstoffe bezeichnet.

Erdgas besteht vor allem – im Normalfall zu etwa 90 % – aus Methan (CH_4). Neben Bestandteilen an höheren Kohlenwasserstoffen wie Äthan, Propan und Butan sind fast immer nicht brennbare Bestandteile wie Kohlendioxid (CO_2) und Stickstoff (N_2) vorhanden. Etwa 40 % der inländischen Erdgasreserven enthalten in unterschiedlich hohen Konzentrationen Schwefelwasserstoff (H_2S), der aus dem Erdgas entfernt werden muss, bevor es verbraucht werden kann.

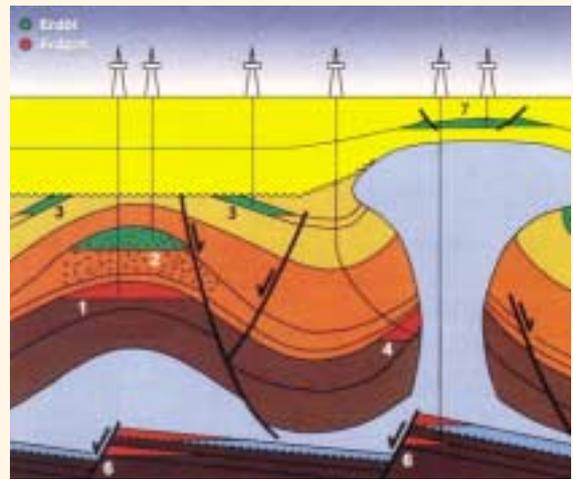
Erdöle sind Gemische aus Kohlenstoff- und Wasserstoffverbindungen, die je nach Anzahl der

Erdöl und Erdgas sind Naturprodukte mit je nach Lagerstätte unterschiedlicher Zusammensetzung.

in ihnen enthaltenen Kohlenstoffatome leichtflüssige oder schwerflüssige bis feste Substanzen sind.

Die wichtigsten Lagerstättentypen:

- 1 Unter einer Aufwölbung (Antiklinale)
- 2 In einem Korallenriff
- 3 Unter übergreifenden Schichten (Diskordanz)
- 4 An einer Salzstockflanke
- 5 Unter einem Salzstocküberhang
- 6 An einer gegensinnigen Abschiebung
- 7 Scheitellagerstätte



Ansammlung in Lagerstätten

Die bei der Entwicklung des Muttergesteins entstandenen gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffe konnten zum großen Teil nicht im Muttergestein verbleiben, da dieses durch die Last der darüber liegenden Schichten zusammengepresst wurde und damit einen großen Teil des ursprünglichen Porenraumes verlor. Sie stiegen infolgedessen in durchlässigen Schichten durch den Porenraum oder entlang von Klüften nach oben, da sie leichter waren als Wasser, das normalerweise den Porenraum zwischen den Gesteinskörnern füllt.

An manchen Stellen erreichten die aufsteigenden Kohlenwasserstoffe die Erdoberfläche. Dann bildeten sich „Ölkühen“, so bei Wietze in der Nähe von Celle und in Oelheim bei Peine, oder es entstanden „ewige Feuer“, wie z. B. im Iran. Wenn aber Öl und Gas auf ihrem Weg nach oben auf eine undurchlässige Gesteinschicht stießen – wie Salz, Mergel oder Ton – und deshalb nicht weiterwandern konnten, sammelten sie sich darunter an.

Unter günstigen Umständen trafen sie unter der undurchlässigen

Schicht, der Abdeckung, ein poröses, speicherfähiges Gestein an, z. B. einen Sandstein oder einen klüftigen Kalkstein. Lag dieses Speichergestein überdies nicht waagrecht, sondern war

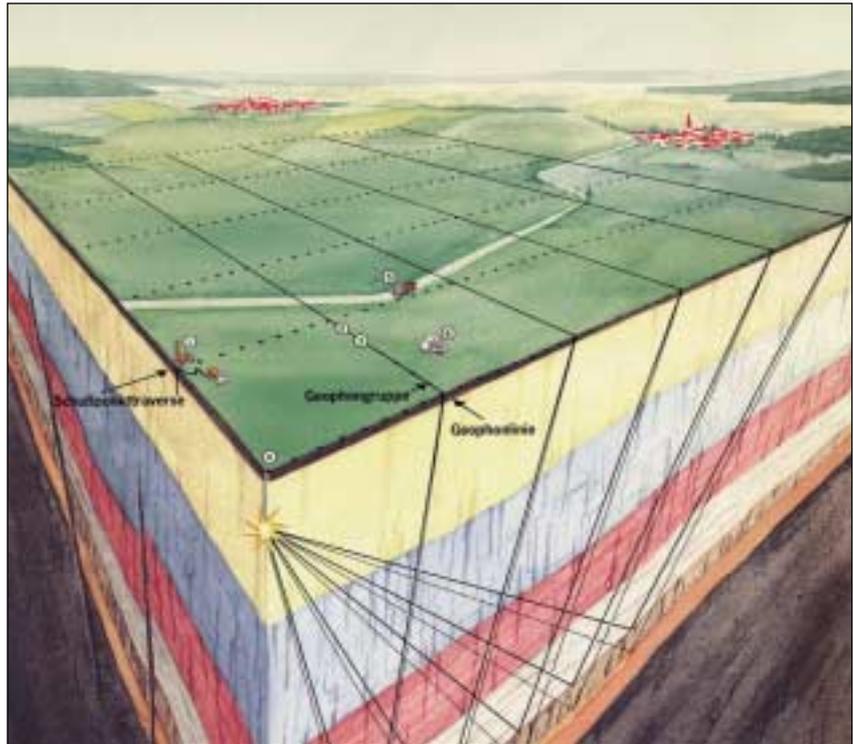
Eine Lagerstätte ist eine wirtschaftlich nutzbare Ansammlung von Kohlenwasserstoffen.

es etwa durch Bewegungen der Erdkruste verbogen, konnte sich das nach oben wandernde Erdgas oder Erdöl an den höchsten Stellen der Verformungen im Speichergestein dauerhaft zu einer Lagerstätte ansammeln.

Eine Ansammlung von Kohlenwasserstoffen wird jedoch nur dann als Lagerstätte bezeichnet, wenn ausreichende Mengen vorhanden sind und die Durchlässigkeit des Speichergesteins groß genug ist, um eine wirtschaftliche Förderung zu erlauben. Sehr viel häufiger sind Vorkommen von geringen Mengen an Kohlenwasserstoffen, bei denen die Bedingung der Wirtschaftlichkeit nicht erfüllt ist.

SUCHE MIT GEOPHYSIKALISCHEN VERFAHREN

Die Suche nach Erdgas- und Erdöllagerstätten ist mit außerordentlich hohen Kosten und wirtschaftlichen Risiken verbunden. Deshalb kommt es darauf an, die Gebiete einzugrenzen, in denen gute Erfolgschancen für die Aufsuchung von Lagerstätten bestehen. Hierzu dienen geowissenschaftliche Untersuchungen, die der Bohrtätigkeit vorausgehen. Das mit Abstand wichtigste geophysikalische Verfahren ist heute die erst gegen Ende der achtziger Jahre entwickelte 3D-Seismik, die es ermöglicht, den Aufbau des Untergrundes bis in Tiefen von 5.000 bis 6.000 m in einer vorher nicht erreichbaren Genauigkeit dreidimensional zu erkunden.



Schematische Darstellung der 3D-Seismik

Seismische Untersuchungen

Das Verfahren beruht wie beim Echo auf dem Prinzip der reflektierten Schallwellen. Bei den Messungen werden durch kleine Sprengungen in flachen Bohrlöchern,

**Mit Schallwellen kann
bis in 6.000 m Tiefe
„gesehen“ werden.**

durch Vibratoren entlang von Wegen oder durch Luftpulser im Wasser künstlich Schwingungen ausgelöst, die von den verschiedenen Gesteinsschichten im Untergrund an die Oberfläche zurückgeworfen werden. Dort werden die zurückkehrenden Schallwellen mit ihren gesteinspezifischen Informationen von hochempfindlichen Geophonen registriert, in elektrische Impulse umgewandelt und in einer zentralen Messeinrichtung digital aufgezeichnet.

Bei der früher ausschließlich und heute nur noch vereinzelt ange-

wendeten 2D-Seismik werden die Schusspunkte und Geophone in einer geraden Linie angeordnet. Die Auswertung erbringt ein zweidimensionales vertikales Schnittbild der Erdschichten nur unterhalb dieser Linie, das oftmals nicht alle interessierenden geologischen Aspekte erfassen kann.

Zu aussagefähigeren Ergebnissen führt dagegen die 3D-Seismik. Hierbei werden mehrere Linien von Schallquellen und Geophonen netzförmig angeordnet. Die Messpunkte befinden sich in Abständen von in der Regel 50 m



Auswertung von Messungen

und werden aus verschiedenen Richtungen vielfach beschallt. Dadurch wird eine so hohe Informationsdichte erreicht, dass sich die Sicherheit der Vorhersage gegenüber der 2D-Seismik praktisch verdoppelt.

Datenverarbeitung im Rechenzentrum

Mit der Feldvermessung ist erst die Basisarbeit getan. Danach folgt im Rechenzentrum eine aufwändige Datenverarbeitung mit Hilfe leistungsfähiger Rechner. Diese haben die Einführung der 3D-Seismik überhaupt erst möglich gemacht, denn nur sie können die riesigen Datenmengen in einer vertretbaren Zeit verarbeiten. Das Endergebnis der Verarbeitung sind Datensätze, mit denen die seismischen Informationen ortsgetreu den Untergrundpunkten zugeordnet werden.

Auswertung der Messergebnisse

Die ermittelten Daten stehen für die Auswertung ein Team von

Geologen, Geophysikern, Petrophysikern und Lagerstätten-Ingenieuren zur Verfügung. Interpretiert wird heute ausschließlich am Bildschirm. Mit einer leistungsfähigen Software können die Eigenschaften der untersuchten unterirdischen Horizonte einzeln oder kombiniert zu Karten und Profilen aufbereitet werden.

Auf den Karten des Untergrundes wird der Verlauf der Gesteinsschichten räumlich sichtbar. Damit lassen sich die Bereiche erkennen, in denen gute Voraussetzungen für eine erfolgreiche Suche nach Erdgas oder Erdöl bestehen. Innerhalb eines Bereichs können die Fachleute sogar die Zonen umreißen, in denen stärkere Konzentrationen an Kohlenwasserstoffen zu erwarten sind. Die entscheidende Frage jedoch, ob im Untergrund tatsächlich eine wirtschaftlich verwertbare Ansammlung von Erdgas oder Erdöl vorhanden ist, lässt sich selbst nach der gründlichsten geophysikalischen Vorarbeit nicht sicher beantworten. Endgültige Klarheit hierüber kann nur eine Bohrung bringen.

Nähere Angaben über den Umweltschutz bei seismischen Untersuchungen enthält das WEG-Informationsblatt „Seismik – Auf der Suche nach Erdgas“.

Bohrung für seismische Untersuchungen



BOHRTECHNIK

Das Rotary-Verfahren

Moderne Tiefbohranlagen arbeiten heute vorwiegend nach dem Rotary-Verfahren. Hierbei wird durch die elektrische Antrieb über den Drehtisch und die darin verankerte Mitnehmerstange das Bohrgestänge mit dem Bohrmeißel gedreht. Durch die Drehbewegung zertrümmert der Meißel das Gestein und vertieft das Bohrloch stetig. Bei dieser Arbeit wird der Meißel je nach Härte der durchbohrten Schicht mehr oder weniger schnell stumpf und unbrauchbar. Er muss dann ausgewechselt werden.

Für eine 5.000-m-Bohrung werden ca. 30 Meißel benötigt. Zum Wechseln des Meißels wird

Für eine 5.000-m-Bohrung werden ca. 30 Meißel benötigt.

das Bohrgestänge nach und nach aus dem Bohrloch gezogen, auseinander geschraubt, im Bohrturm abgestellt und anschließend wieder eingebaut. Ein solcher Vorgang – „round trip“ genannt – erfordert bei größeren Tiefen viel Zeit; bei 4.000 m dauert ein Meißelwechsel 12 bis 14 Stunden.



Top-Drive-Antrieb

Land (onshore) eingesetzt. Beim Top-Drive-Verfahren sitzt der Antrieb auf dem Bohrturm und treibt das Bohrgestänge von oben an. Beim herkömmlichen Rotary-Verfahren erfolgt der Antrieb über den Drehtisch. Ein Top-Drive-Antrieb hat den Vorteil, dass die Bohrung viel seltener zum Einbau einer neuen Bohrstange unterbrochen werden muss. Beim Antrieb über den Drehteller muss nach jedem Bohrfortschritt von der Länge einer Bohrstange der Bohrvorgang gestoppt werden, um eine neue

„Top-Drive“ – der Antrieb von oben

Immer mehr Bohranlagen werden heute mit einem sogenannten Top-Drive-Antrieb – einer Variante des Rotary-Verfahrens – versehen, der gegenüber dem Drehtischantrieb besondere Vorteile bei Richt- und Horizontalbohrungen bietet. Dieses Verfahren wurde ursprünglich für Offshore-Anlagen (Bohrplattformen im Wasser) entwickelt, wird aber immer häufiger auch bei Bohrungen an

Bohrstange einzubauen. Beim Top-Drive-Antrieb kann dagegen die Länge von drei Bohrstangen (insgesamt 27 m) ohne Unterbrechung gebohrt werden. Dies spart Zeit und damit Kosten.



Bohrmeißel

Untertage-Antrieb

Ein anderes modernes Bohrverfahren ist das Turbinenbohren. Dabei sitzt die antreibende Turbine unmittelbar über dem Bohrmeißel. Mit Hilfe der Spülflüssigkeit wird die Turbine durch hydraulischen Druck angetrieben. Dieses Verfahren wird vor allem bei Ablenkbohrungen eingesetzt, d. h. bei Bohrungen, die in einer vorbestimmten Tiefe ihre Richtung gezielt verändern sollen. Dieses sogenannte Richtbohren wird u. a. angewendet, wenn Lagerstätten unterhalb von Ortschaften oder besonders zu schützenden Gebieten vermutet werden. Es leistet damit einen wichtigen Beitrag zum Schutz der Umwelt.

Horizontalbohren

In zunehmendem Umfang kommt die Horizontalbohrtechnik zum Einsatz, bei der innerhalb der Lagerstätte horizontal gebohrt wird. Sie erlaubt es, ein Feld mit einer geringeren Anzahl von Bohrungen zu erschließen. In jüngster Zeit sind in Deutschland eine Reihe von Bohrungen mit der Horizontalbohrtechnik durchgeführt worden, die weltweite Beachtung gefunden haben. Die geologischen Verhältnisse in Deutschland erfordern technischen Fortschritt bei den verwendeten Bohrtechniken, die dann auch in anderen Regionen der Erde eingesetzt werden können.

Spezielle Bohrtechniken

Neben den beschriebenen, häufig angewendeten Bohrtechniken gibt es verschiedene spezielle Bohrtechniken, die in Abhängigkeit von den örtlichen und geolo-

**Horizontalbohrtechnik
wird in Deutschland vermehrt eingesetzt und weiterentwickelt.**

gischen Verhältnissen eingesetzt werden. Bei Aufschlussbohrungen wird beispielsweise zunehmend das „slim hole drilling“ angewendet, bei dem durch Wahl eines kleineren Bohrlochdurchmessers der Zeit- und Materialaufwand für die Bohrung verringert und damit die Bohrkosten gesenkt werden.

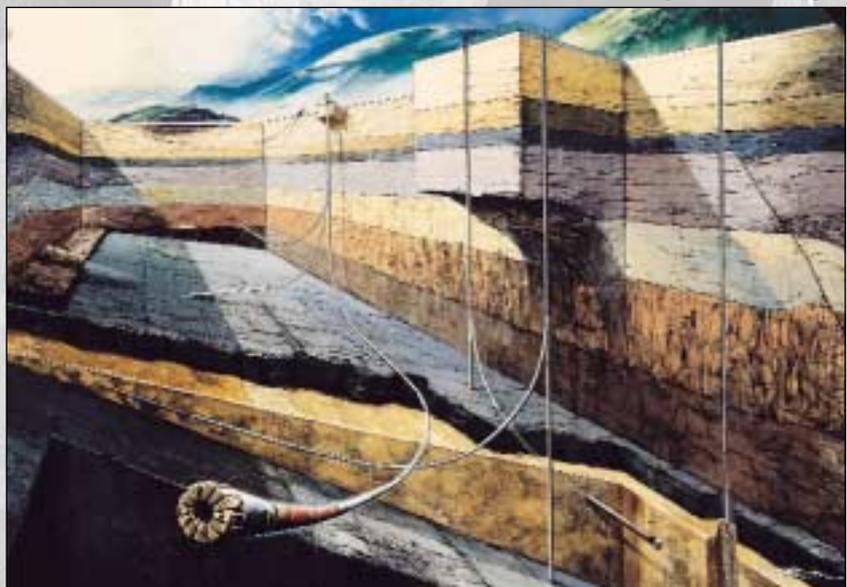
Bohrkosten

Für eine heute typische Bohrung von 5.000 m Tiefe entstehen Kosten in Höhe von 7 bis 12 Mio. €. Mit zunehmender Tiefe steigen die Bohrkosten überproportional an. Das ist besonders gravierend, weil nach der weitgehenden Erforschung der flacheren Horizonte in Deutschland immer tiefer gebohrt werden muss.

Sicherung des Bohrlochs

Um die Bohrlochwand während des Bohrens zu stützen und das vom Bohrmeißel zerleinerte Gestein zu entfernen, wird eine „Spülung“ – das ist im wesentlichen eine wässrige Tonlösung – mit hohem Druck durch das Bohrgestänge bis zum Bohrmeißel gepumpt. Sie tritt in den Ringraum zwischen Gestänge und Gebirge ein und steigt dort wieder nach oben. Die Spülflüssigkeit kühlt zugleich den Meißel, verhindert unerwünschte Zuflüsse aus den Formationen und schützt wasserführende Schichten des umgebenden Gesteins vor Abflüssen aus dem Bohrloch. Um diese Funktionen stets erfüllen zu können, muss die Spülflüssigkeit das richtige spezifische Gewicht und die geeignete Zusammensetzung haben. Die Spülung allein reicht jedoch nicht aus, um die Bohrlochwand dauerhaft zu stützen. Deshalb wird das Bohrloch in gewissen Abständen gegen Einsturz abgesichert, indem Stahlrohre einzementiert werden. Mit zunehmender Tiefe nimmt der Durchmesser der eingezogenen Rohre teleskopartig ab.

Abgelenkte Bohrungen





moderne Bohranlage

Geologische Auswertung

Jede Bohrung wird geologisch sorgfältig ausgewertet. Das erfordert eine Reihe verschiedener Beobachtungen, Messungen und Untersuchungen. Die mit der Spülung ausgetragenen Gesteinsbröckchen und die mit ringförmigen Spezialmeißeln erbohrten Gesteinskerne erlauben es dem Geologen in Verbindung mit physikalischen Messungen und Laboranalysen, Aufschluss über die durchbohrte Schichtenfolge, die Gesteinsart sowie Inhalt und Eigenschaften des Gesteins zu gewinnen.

Um beurteilen zu können, ob eine Bohrung fündig ist oder nicht, sind Informationen über Porosität, Wasser- oder Kohlenwasserstoff-Sättigung, Permeabilität (Durchlässigkeit), Temperatur, Druck, Verlauf der Formationen und die mineralogische Zusammensetzung des Gesteins unerlässlich. Zur Ermittlung dieser Daten dienen Spezialmessgeräte (Sonden), die am Kabel in das Bohrloch eingefahren werden und die benötigten physikalischen Parameter messen.

Die durch das Kabel übertragenen Daten werden auf einem Diagramm (Log) und gleichzeitig

**Nur jede sechste
Aufschlussbohrung
wurde fündig.**

auf elektronischem Datenträger aufgezeichnet. Fachleute werten diese Informationen entweder gleich an der Bohrung oder später im Rechenzentrum aus und vergleichen sie mit vorhandenen Daten. Erdgas- oder erdölführende Formationen lassen sich dann mit großer Wahrscheinlichkeit erkennen. Die genaue Gliederung der erbohrten Trägerformationen erlaubt eine Bewertung des neuen Fundes. Im längerfristigen Durchschnitt wurde in Deutschland nur etwa jede sechste Aufschlussbohrung wirtschaftlich fündig. Dies verdeutlicht das erhebliche Risiko und den hohen Kapitalbedarf bei der Suche nach Erdgas und Erdöl.

Feldesentwicklung

Nach der Entdeckung eines Erdgas- oder Erdölvorkommens werden in einer zweiten Phase Erweiterungsbohrungen niedergebracht, die weitere Informationen über die Ausdehnung des Feldes liefern. Mit Hilfe aufwändiger physikalischer Untersuchungen und Berechnungen lässt sich dann ermitteln, wie hoch die förderbaren Reserven sind. Hierzu wird zunächst aus der Fläche der Lagerstätte und der Mächtigkeit des Speichergesteins das öl- oder gasführende Gesteinsvolumen ermittelt. Davon nimmt aber nur der Porenraum den Lagerstätteninhalt auf. Von dem insgesamt vorhandenen Porenvolumen muss das in allen Lagerstätten vorhandene Haftwasser abgezogen werden, um den für Kohlenwasserstoffe verbleibenden Porenraum zu erhalten. Danach ergeben sich nur 10 bis 20 % des Gesteinsvolumens als Gehalt an Erdgas oder Erdöl, von dem wiederum nur ein Teil gewonnen werden kann.

Um das in der Lagerstätte enthaltene Erdgas oder Erdöl mit möglichst wenigen Produktionsbohrungen zu erschließen, müssen viele geologische, physikalische, technische und wirtschaftliche Faktoren berücksichtigt werden. Anzahl, Abstand und Art der Bohrungen in einem Feld sind ausschlaggebend für die Kosten der Förderung.

Bohrungen, die nicht auf Erdgas oder Erdöl stoßen, werden verfüllt. Das genutzte Gelände wird wieder in den gleichen Zustand gebracht, den es vor Beginn der Bohrarbeiten hatte.

ERDGASGEWINNUNG



Erdgassammelplatz

Förderung

Zur Förderung von Erdgas wird in das verrohrte und zementierte Bohrloch ein Steigrohr eingebaut, das bis zum tiefsten Punkt der Lagerstätte reicht. Damit das Gas aus der Gesteinsschicht, in der sich das Erdgas befindet, in dieses Rohr eintreten kann, wird sein unterstes Teilstück mit Hilfe kleiner Sprengsätze zur Lagerstätte hin geöffnet. Übertage (oberirdig) ist das Bohrloch mit einem Eruptionskrenz verschlossen, in dem sich mehrere Absperrvorrichtungen befinden. Zusätzlich verhindert ein untertage (untererdig)

eingebautes Ventil, dass Erdgas unkontrolliert austritt.

Aufgrund des natürlichen Lagerstättendrucks können im allgemeinen etwa 75 % des Gasinhaltes aus dem Trägergestein gewonnen werden. Dieser günstige Aus-

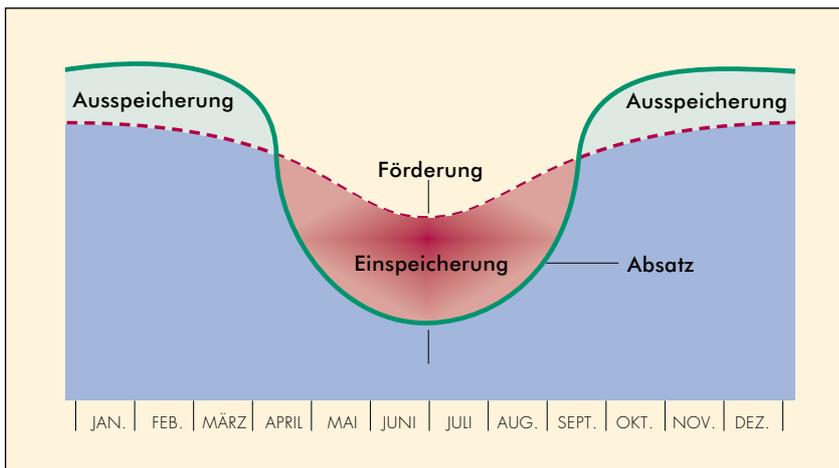
**Rund 75 % des
Erdgases in der
Lagerstätte können
gefördert werden.**

beutegrad beruht darauf, dass Erdgas aufgrund seines Aggregatzustandes gute Strömungseigenschaften besitzt und in den Lagerstätten unter vergleichsweise hohem Druck steht.

Mit fortschreitender Förderung und abnehmendem Lagerstättendruck vermindern sich die Produktionsraten, so dass zusätzliche Bohrungen erforderlich werden können. Reicht der natürliche Druck für eine Einspeisung in das Hochdrucktransportsystem nicht mehr aus, werden zwischen Sonde und Transportnetz Verdichter zur Druckerhöhung installiert.

Aus tiefliegenden Erdgaslagerstätten, z. B. in den Formationen des Rotliegenden oder Karbon, können bei sehr gering durchlässigem Gestein oftmals keine für eine wirtschaftliche Produktion erforderlichen Förderraten erzielt werden. Eine Verbesserung der Förderrate lässt sich durch die moderne Horizontalbohrtechnik und unter bestimmten Voraussetzungen durch Anwendung des sogenannten Frac-Verfahrens erreichen. Dieses zielt darauf ab, die Durchlässigkeit der Lagerstätte durch die Schaffung von künstlichen Fließwegen zu steigern. Dabei wird das Gestein durch Einpressen einer mit Spezialsand beladenen Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen (daher die Bezeichnung Frac-Verfahren). Ein hydraulischer

Speicherung zum Ausgleich von Förderung und Absatz



Versorgung

Das aufbereitete Erdgas wird in das überregionale Transportnetz eingespeist. Dies geschieht zumeist an zentralen Übergabepunkten, an denen die Gase der einzelnen Felder mit ihren unterschiedlichen Energiedichten (Brennwerten) zu einer einheitlichen Verkaufsqualität zusammengemischt werden.

Das aus deutschen Quellen gewonnene Erdgas dient der Versorgung des heimischen Wärme-marktes. Es wird von den Produzenten an Ferngasgesellschaften, örtliche Gasversorgungsunternehmen, aber auch unmittelbar an größere Industriebetriebe geliefert.

Die Verbraucher benötigen das Erdgas zu verschiedenen Zeiten in unterschiedlichen Mengen. So wird im Winter beträchtlich mehr verbraucht als im Sommer. Auch die einzelne Woche hat einen bestimmten Abnahmerhythmus. Selbst im Verlauf eines Tages schwankt der Bedarf von Stunde zu Stunde in weiten Grenzen. Diesem fortwährenden Auf und Ab müssen die Erdgasproduzenten und Gasversorgungsunternehmen Rechnung tragen.

Leitzentralen mit komplizierter Elektronik überwachen und steuern die Entnahme von Erdgas aus den einzelnen Bohrungen mit ihren unterschiedlichen Druckverhältnissen und Qualitätsmerkmalen und sorgen nach Maßgabe des jeweiligen Bedarfs für die Verteilung an die Verbraucher.

Bei der Förderung von schwefelwasserstoffhaltigem Erdgas besteht keine nennenswerte Flexibilität, da aus technischen und wirt-

schaftlichen Gründen eine gleichmäßige Beschäftigung der Produktions- und Aufbereitungsanlagen erforderlich ist. Auch die Importe müssen aufgrund der bestehenden Lieferverträge großenteils in relativ konstanten Mengen abgenommen werden.

Speicherung

Zur Anpassung an saisonale Schwankungen des Bedarfs, muss die Förderung aus schwefelwasserstofffreien Erdgaslagerstätten

**Erdgasspeicher helfen,
das Angebot den
Verbrauchs-
schwankungen
flexibel anzupassen.**

flexibel gehandhabt werden. Das Ab- und Zuschalten von Abnehmern mit unterbrechbaren Verträgen trägt ebenfalls zur Flexibilität

Gastrocknungsanlage



bei. Vor allem aber ist der Betrieb von Speichern erforderlich. Diese dienen dazu, im Sommer die Differenzmenge zwischen dem Gasaufkommen und dem niedrigeren Absatz aufzunehmen und im Winter, wenn der Bedarf die Anlieferungen übersteigt, Gas in das Versorgungsnetz abzugeben.

Für die sichere Einlagerung großer Erdgasmengen eignen sich vorzugsweise natürliche und künstlich geschaffene unterirdische Speicher. In Deutschland stehen rund 40 Untertagespeicher zum Ausgleich zwischen Bedarf und Aufkommen zur Verfügung. Ein großer Teil dieser Speicher befindet sich in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Ein Beispiel dafür ist der größte Erdgasspeicher Westeuropas, der in dem ehemaligen Feld „Rehden“ errichtet wurde.

Die größte Rolle spielen die sogenannten Porenspeicher. Bei ihnen wird der Porenraum von porösen Gesteinen – wie z. B. in ausgeförderten Erdgaslagerstätten – für die Speicherung genutzt. Porenspeicher können – je



Leitzentrale

nach Größe der geologischen Struktur, den gesteinsphysikalischen Eigenschaften und der Tiefe – zwischen 100 Mio. m³ und mehreren Mrd. m³ Gas fassen. Davon steht rund die Hälfte der eingelagerten Gasmenge für Zwecke des Lastausgleichs als sogenanntes Arbeitsgas zur Verfügung. Der Rest, das sog. Kissengas, dient als Druckpuffer und zur Fernhaltung des Lagerstättenwassers von den Speicherbohrungen. Bei Kavernenspeichern wird der Speicherraum als Hohlraum durch

einen Solprozess in unterirdischen Salzstöcken geschaffen. Dabei pumpt man Süßwasser über eine Bohrung in das Salzlager. Das

Ausgeförderte Erdgasfelder werden häufig als Erdgasspeicher verwendet.

Süßwasser löst Salz auf und wird als Sole wieder an die Oberfläche gepumpt und dann fachgerecht entsorgt. Bei einer mittleren Kaverne beträgt das Fassungsvermögen an nutzbarem Gas etwa 30 Mio. m³. Dazu kommt eine als Druckpuffer erforderliche Kissengasmenge von 10 bis 30 Mio. m³.

Zu Beginn des Jahres 2000 verfügten die in Deutschland bestehenden Untertagegasspeicher über ein Arbeitsgasvolumen von über 16 Mrd. m³. Ein weiterer Ausbau ist im Gange.

Größter europäischer Erdgasspeicher



Offshore-Förderung in der Nordsee

Seit Herbst des Jahres 2000 wird aus dem ersten Offshore-Projekt im deutschen Wirtschaftsgebiet der Nordsee Erdgas gefördert. In einer Entfernung von rund 300 km

vor der deutschen Küste ist im sogenannten „Entenschnabel“ (die Bezeichnung beschreibt die Form des deutschen Wirtschaftsgebietes in der Nordsee, siehe Karte) eine Förderplattform errichtet worden, mit der schätzungsweise 1,2 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr gefördert werden.



Bohrarbeiten in der deutschen Nordsee

Lagekarte „Entenschnabel“



— Bestehende Leitungen

Bestehende Plattform
(Betriebsführer NAM)

Die Plattform steht in einer Wassertiefe von 48 Metern. Die Deckaufbauten mit den Prozessanlagen und den Unterkünften wiegen insgesamt 2.700 Tonnen. Während der Förderung sind acht Personen ständig auf der Plattform stationiert.

Die Erdgas-Lagerstätte befindet sich in einer Tiefe von 2.600 m und umfasst schätzungsweise 13,5 Mrd. m³ Erdgas. Sie ist mit zwei Produktionsbohrungen mit einer Länge von jeweils rund 3.800 m erschlossen, wovon jeweils 1.000 m horizontal in die Erdgaslagerstätte gebohrt wurden.

Nähere Angaben über den Umweltschutz bei der Förderung enthalten die WEG-Informationsblätter „Umweltschutz bei der Erdgasförderung“ und „Umweltschutz bei der Erdölförderung“.

ERDÖLGEWINNUNG

Förderung

Beim Erdöl wird das Bohrloch vor Aufnahme der Förderung ähnlich wie beim Erdgas durch Einbau eines Steigrohres und Perforation im Bereich der Lagerstätte weiter ausgerüstet.

In der ersten Phase fließt das Erdöl aufgrund des natürlichen Lagerstättendrucks, der z. B. in 2.500 m Tiefe ca. 250 bar beträgt, selbsttätig zu den Produktionssonden und steigt eruptiv an die Erdoberfläche. Mit dem Absinken des Drucks werden zusätzliche Techniken erforderlich. Je nach den Eigenschaften des Erdöls, seinem Gehalt an Erdölgas und den jeweiligen Druckverhältnissen werden entweder Tiefpumpen in das Bohrloch eingesetzt, von denen oberirdisch nur der

Antrieb, der sogenannte Pferdekopf, zu sehen ist, oder man benutzt Hochdruckkreiselpumpen, die in das Bohrloch abgelassen werden.

Unter günstigen Umständen, etwa bei starkem Wassertrieb und guter Lagerstättenausbildung, kann eine primäre Entölung von über 50 % erreicht werden. In ungünstigen Fällen dagegen, so bei mangelndem Lagerstättendruck oder hoher Viskosität des Erdöls, liegen die primären Entölungsgrade bei nur 5 bis 15 % des ursprünglichen Lagerstätteninhalts. In Deutschland beträgt die durchschnittliche Entölung durch Primärverfahren rund 18 %.

Um gute Produktionsbedingungen auch nach der Primärförderung aufrechtzuerhalten, ist es erforderlich, den Lagerstättendruck wieder aufzubauen. Die Verfahren zur Druckerhaltung sind Wasserfluten und Gasinjektion, die zusammen als Sekundärverfahren bezeichnet werden.

Die gebräuchlichste Methode stellt das Wasserfluten dar, bei dem fortlaufend Wasser in das Speichergestein eingepresst wird, um den Druck in der Lagerstätte zu erhöhen oder aufrechtzuerhalten. Durch die Anwendung von Sekundärverfahren kann der Entölungsgrad im Durchschnitt auf 32 % gesteigert werden.

Die sogenannten tertiären Gewinnungsverfahren ermöglichen es, den Nutzungsgrad von Erdöllagerstätten auf ca. 45 % – im Einzelfall auf über 60 % – zu erhöhen. Sie wirken auf die Kräfte ein, die das Erdöl im Speichergestein zurückhalten und seine Bewegung im Porenraum behindern,

Im Durchschnitt kann ca. ein Drittel des in einer Lagerstätte vorhandenen Erdöls gefördert werden.

insbesondere seine Viskosität oder Zähflüssigkeit.

In Deutschland werden thermische Tertiärverfahren angewendet, die darauf abzielen, die Zähflüssigkeit des Öls durch Erwärmen zu verringern. Unter den thermischen Verfahren hat das Einpressen von heißem Wasser und Dampf die größte



Bedeutung. Da tertiäre Förderverfahren äußerst kostenintensiv sind, lassen sie sich nur bei einem ausreichend hohen Ölpreisniveau rentabel anwenden.

Neben den Tertiärmaßnahmen führt auch die Horizontalbohrtechnik zu einer verbesserten Entölung der Lagerstätten.

Erdölförderung im Wattenmeer

Bei den meisten deutschen Erdölfeldern sind die Vorräte weitgehend erschöpft. Das einzige noch zukunftssträchtige Erdölfeld Deutschlands liegt im Wattenmeer vor der Schleswig-Holsteinischen Westküste. Seit 1987 erschließt das Mittelplate-Konsortium dort die größte deutsche Öllagerstätte mit gewinnbaren Ölreserven von rund 35 Mio. t. Von der künstlich im Wattenmeer errichteten Bohr- und Förderinsel Mittelplate wird das geförderte Erdöl mittels speziell entwickelter Öltransport-Leichter zum Hafen Brunsbüttel mit seinen Anschlüssen zu den Raffinerien in Schleswig-Holstein abtransportiert. Mit einer Jahreskapazität von 800.000 t



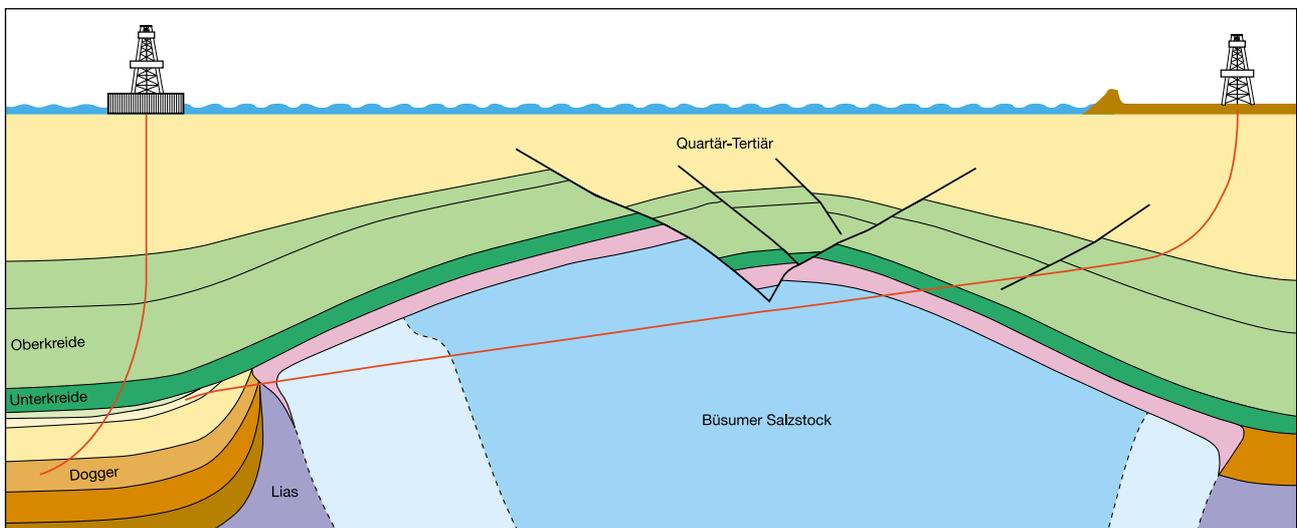
Tiefpumpenantrieb

ist wegen der tidenbedingt eingeschränkten Transportmöglichkeiten das Förderlimit auf der Insel erreicht. Der erfolgreiche Einsatz weiterentwickelter Bohrtechnik – die sogenannte Extended-Reach-Bohrtechnologie – ermöglicht dem Konsortium seit Mitte 2000 eine zusätzliche Ölgewinnung von Land aus. Mit weit abgelenkten Hightech-Bohrungen über Längen von mehr als 8.000 m lässt sich der östliche Teil der Lagerstätte von Friedrichskoog aus

erschließen. Das in der Landstation Dieksand aufbereitete Reinöl, Erdölgas und Kondensat gelangt über Rohrleitungen nach Bruns-

Mittelplate – größte deutsche Öllagerstätte – hat eine Jahreskapazität von 800.000 t.

Extended-Reach Bohrung Dieksand



büttel zur dortigen Weiterleitung an die Abnehmer. Aus den Dieksand-Bohrungen erwartet das Konsortium eine Jahresproduktion von rund 1 Mio. t. Das Erdölfeld Mittelplate ist mit seinem Fördervo-

**Erwartete
Jahresproduktion
aus den Dieksand-
Bohrungen:
Rund 1 Mio t.**

lumen und seinem Reservenpotenzial mit Abstand wichtigster inländischer Öllieferant.



Bohr- und Förderinsel Mittelplate

Aufbereitung

Das geförderte Erdöl muss über Tage (übererdig) aufbereitet wer-

den, damit es die für die Verarbeitung in einer Raffinerie erforderliche Qualität erreicht. Zu diesem Zweck werden das im Rohöl ent-

haltene Erdölgas und Verunreinigungen wie Lagerstättenwasser, Sand und Salz in zentralen Sammelstellen abgeschieden. Das vom Erdöl abgetrennte Wasser wird über Injektionsbohrungen zur Druckerhaltung wieder in die Lagerstätten eingepresst. Das anfallende Erdölgas dient der Wärmeerzeugung.

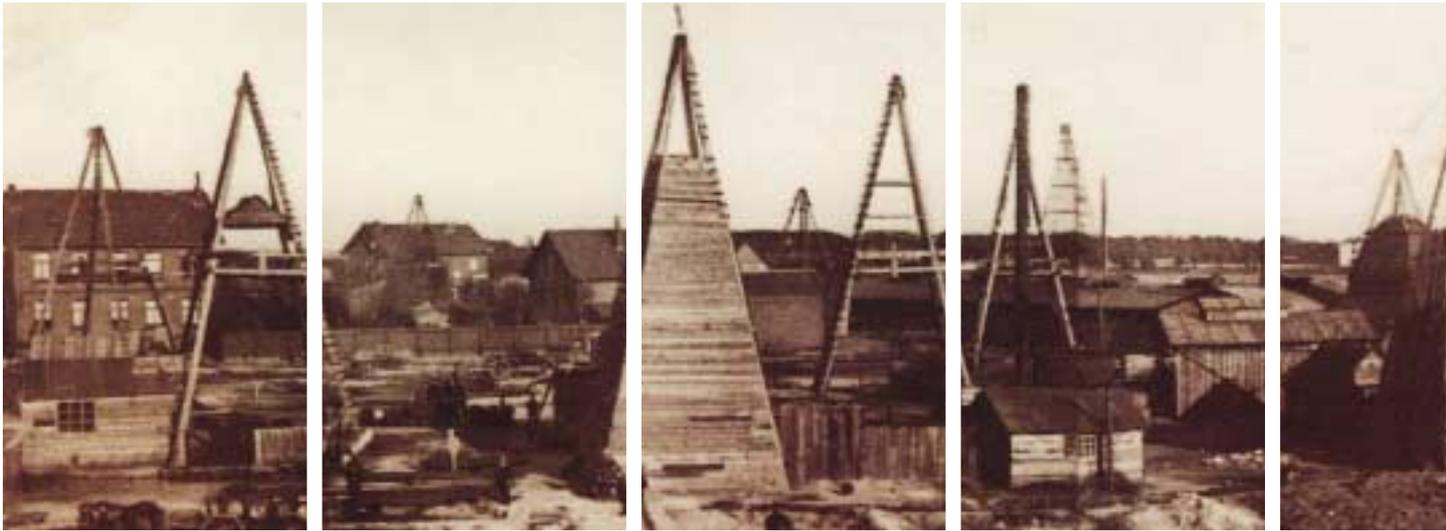
Arbeiten an einem Tiefpumpenantrieb



Nach der Aufbereitung wird das Erdöl überwiegend per Pipeline, zum geringen Teil aber auch mit Eisenbahnkesselwagen und Tanklastwagen zu deutschen Raffinerien befördert und dort zu Mineralöl-Fertigerzeugnissen verarbeitet.

HISTORISCHER ÜBERBLICK

Erdölfeld Oelheim bei Braunschweig um 1890

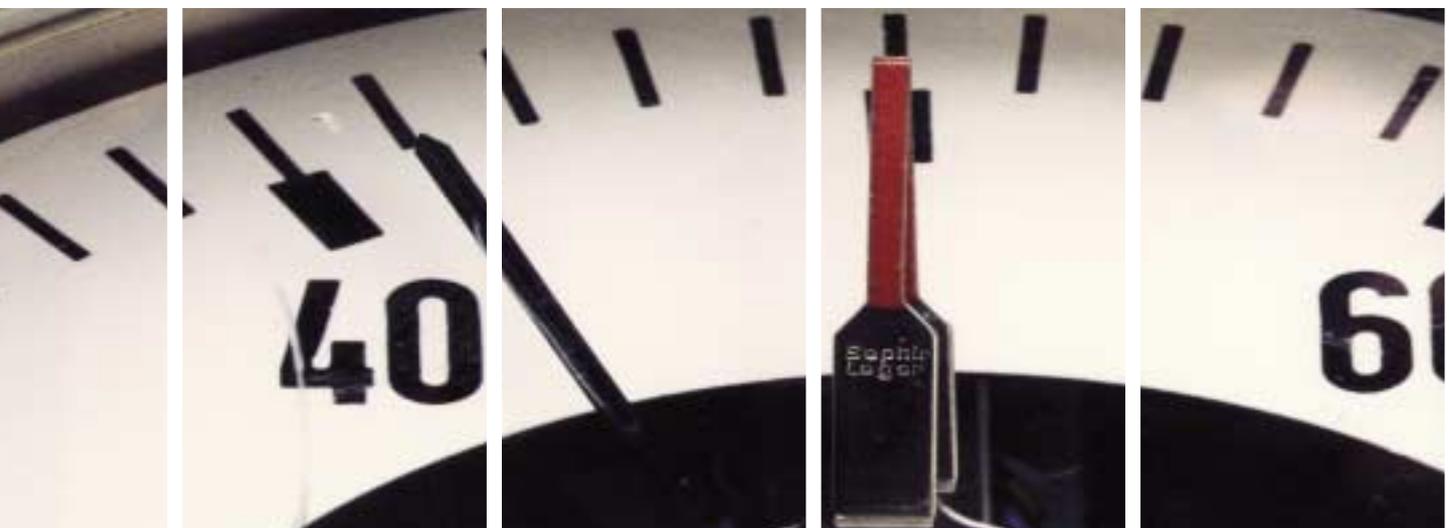


- Um 1450** Mönche eines Klosters am Tegernsee gewinnen gut brennendes „sonderbares“ Öl, das nach dem Patron des Klosters „Quirinus-Öl“ genannt wird.
- 1652** In der Lüneburger Heide bei Wietze, Kreis Celle, Austritt von Erdöl an „Teerkuhlen“. Die Heidebauern nennen die übelriechende Flüssigkeit „Smeer“ und benutzen sie als Wagenschmiere sowie als Heilmittel.
- 1856** In Dithmarschen trifft ein Bauer beim Ausschachten eines Brunnens auf ölhaltigen Sand, der ab 1858 im Tagebau genutzt wird. Durch Destillation in eisernen Retorten werden Leichtöl, Schmieröl und Asphalt gewonnen.
- 1859** Die geologische Auswertung der Bohrung Wietze bei Celle gibt Hinweise auf diese Öllagerstätte, die 25 Jahre lang 20 Zentner Öl pro Jahr erbringt.
- 1881** In der Nähe von Peine wird eine Bohrung mit 40 bis 70 m³ Erdöl täglich eruptiv fündig. Auslösung eines in Deutschland bis dahin ungekannten Ölfiebers.
- 1910** Erster Erdgasfund bei Hamburg-Bergedorf.
- 1919** Die bahnbrechende Entdeckung der Refraktionswelle durch den deutschen Wissenschaftler Ludger Mintrop leitet eine neue technische Entwicklung in der Lagerstättenforschung ein.
- 1930** Erster Erdölfund im Staßfurtkarbonat des Zechsteins in der Kaligrube Volkenroda (Thüringen). Die Förderung des Erdöls erfolgte untertägig.
- ab 1930** Entscheidende Verbesserung der Kenntnisse über den geologischen Aufbau Deutschlands durch sorgfältige geologisch-geophysikalische Vermessung der als ölhöufig angesehenen Gebiete.
- 1938** Im Emsland, im hannoverschen Raum, in Schleswig-Holstein und im Oberrheintal werden neue Erdölfelder entdeckt.
- 1945** Durch starke Ausbeutung der Lagerstätten im 2. Weltkrieg ohne gleichzeitige Entdeckung neuer Felder wird ein völliger Neubeginn notwendig.

- ab 1950** Steiler Anstieg der Erdölförderung.
- 1960-65** Starke Zunahme der Erdgasproduktion.
- 1968** Höhepunkt der deutschen Erdölförderung: rund 8 Mio. t.
- 1969** In der Altmark (Salzwedel-Peckensen) beginnt die Erschließung des größten deutschen Onshore-Erdgasvorkommens. Höhepunkt der Jahresförderung: 12 Mrd. m³ Rohgas im Jahre 1988.
- 1975** Das erste Dampfflutprojekt im Emsland läuft an. Zur Verbesserung der Ölausbeute wird Dampf in den Porenraum der Speichergesteine eingepresst.
- 1977** Großvolumige Frac-Behandlungen im Raum Süddoldenburg zur Erschließung tiefliegender, wenig durchlässiger Erdgaslagerstätten durch künstliche Rissbildungen im Gebirge.
- 1984** Aufnahme der Erdölförderung in dem Offshore-Feld Schwedeneck-See in der Eckernförder Bucht.
- 1987** Vor der schleswig-holsteinischen Westküste beginnt die Testförderung im Feld Mittelplate.
- ab 1992** 3D-Seismik und Horizontalbohren finden zunehmend Anwendung.
- 1994/95** In der Produktionsbohrung „Söhlingen Z-10“ wird ein Multi-Frac (mehrere Fracs hintereinander) mit der Horizontalbohrtechnik kombiniert.
- 1998/99** Das größte deutsche Erdölfeld „Mittelplate“, das sich unter dem Wattenmeer befindet, wird mit Hilfe von Extended-Reach-Bohrungen auch von Land aus erschlossen. Bohrstrecken von rund 8 km unterhalb des Wattenmeeres sollen es möglich machen, dass die östlichen Teile des Erdölvorkommens von Land aus gefördert werden können.
- 2000**
 - Aufnahme der Erdgas-Förderung im ersten Offshore-Projekt in der deutschen Nordsee.
 - Beginn der Ölförderung aus den östlichen Teilen der Lagerstätte Mittelplate durch die weit abgelenkten Dieksand-Bohrungen von Land aus.
 - Beendigung der Ölförderung im Offshore-Feld Schwedeneck-See zur Jahresmitte.

Kumulative Förderung

Vom Beginn der regelmäßigen Produktion im Jahr 1873 bis Ende 1999 wurden in Deutschland insgesamt 245 Mio. t Erdöl gefördert. Die kumulative Erdgasproduktion belief sich von 1912 bis Ende 1999 auf rund 768 Mrd. m³ (natürlicher Brennwert).



MITGLIEDSFIRMEN

des WEG – Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.



Baker Hughes INTEQ GmbH

Postfach 16 32
29206 Celle
<http://www.bakerhughes.com>

Bauer Maschinen GmbH

Postfach 12 60
86522 Schrobenhausen
<http://www.bauer.de>

BEB Erdgas und Erdöl GmbH

Postfach 51 03 60
30633 Hannover
<http://www.beb.de>

BEB Transport und Speicher Service GmbH

Postfach 51 03 60
30633 Hannover
<http://www.beb.de>

DEEP Underground Engineering GmbH

Eyhauser Allee 2 a
26160 Bad Zwischenahn
<http://www.deep.de>

Deutz Erdgas GmbH & Co. KG

Postfach 10 12 29
30984 Gehrden

DrillTec GUT GmbH Großbohr- und Umwelttechnik

Postfach 12 43
94452 Deggendorf
<http://www.drilltec.de>

Erdgas Münster GmbH

Postfach 27 20
48014 Münster
<http://www.erdgas.de>

Erdöl-Erdgas Workover GmbH & Co. KG

Brietzer Weg 4
29410 Salzwedel
<http://www.EE-Workover.de>

Esso Deutschland GmbH

22285 Hamburg
<http://www.esso.de>

EWE AG

Postfach 25 40
26015 Oldenburg
<http://www.ewe.de>

ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Postfach 51 03 10
30633 Hannover
<http://www.exxonmobil.de>

Ferdinand Koller und Sohn GmbH & Co. KG

Postfach 31 71
29231 Celle
<http://www.koller-celle.de>

Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH

Postfach 13 60
49803 Lingen (Ems)
<http://www.gazdefrance-peg.com>

GEO-data Gesellschaft für Logging-Service mbH

Carl-Zeiss-Straße 15
30827 Garbsen
<http://www.geo-data.de>

GeoService GmbH

Neues Land 19
49828 Georgsdorf
<http://www.geoservice.de>

Gewerkschaft Münsterland Erdöl und Erdgas GmbH

Georgstraße 38
30159 Hannover

H. Anger's Söhne Bohr- und Brunnenbaugesellschaft mbH

Gutenbergstraße 33
37235 Hessisch Lichtenau
<http://www.angers-soehne.com>

Halliburton Holding Germany GmbH & Co. KG

Postfach 32 50
29232 Celle
<http://www.halliburton.com>

Hekla Energy GmbH

Postfach 33 42
29233 Celle
<http://www.heklaenergy.com>

Hermann von Rautenkranz Internationale Tiefbohr GmbH & Co. KG ITAG

Postfach 13 28
29203 Celle
<http://www.itag-celle.de>

Herrenknecht Vertical GmbH

Postfach 30
77961 Schwanau
<http://www.vertical-herrenknecht.de>

ITAG L & R GmbH – Mechanische Bearbeitungen

Postfach 13 28
29203 Celle
<http://www.itag-celle.de>

ITAG Tiefbohr GmbH

Postfach 13 28
29203 Celle
<http://www.itag-celle.de>

ITAG Valves & Oilfield Products GmbH

Postfach 13 28
29203 Celle
<http://www.itag-celle.de>

Joh. Heinr. Bornemann GmbH

Postfach 11 62
31676 Obernkirchen
<http://www.bornemann.com>

KBB Underground Technologies GmbH

Baumschulenallee 16
30625 Hannover
<http://www.kbbnet.de>

KCA DEUTAG Drilling GmbH

Postfach 12 53
48443 Bad Bentheim
<http://www.kcadeutag.com>

Koller Maschinen- und Anlagenbau GmbH

Postfach 31 71
29231 Celle
<http://www.koller-celle.de>

Koller Workover & Drilling GmbH

Postfach 31 71
29231 Celle

Mobil Erdgas-Erdöl GmbH

22285 Hamburg

Nord-West Kavernengesellschaft GmbH

Postfach 20 63
26360 Wilhelmshaven
<http://www.nwkg.de>

OMV Exploration & Production GmbH

Gerasdorfer Straße 151
A-1210 Wien
<http://www.omv.com>

Petro-Canada Germany GmbH

Postfach 10 09 44
45009 Essen
<http://www.petro-canada.com>

Rohöl-Aufsuchungs AG

Postfach 333
A-1015 Wien
<http://www.rohoel.at>

RWE Dea AG

Postfach 60 04 49
22204 Hamburg
<http://www.rwedea.com>

Schlumberger GmbH Oilfield Services

Rudolf-Diesel-Straße 23
49377 Vechta
<http://www.slb.com>

Shell Erdgas Beteiligungsgesellschaft mbH

22284 Hamburg
<http://www.shell.de>

swb Netze GmbH & Co. KG

Theodor-Heuss-Allee 20
28215 Bremen
<http://www.swb-gruppe.de>

Von Rautenkranz Exploration und Produktion GmbH & Co. KG

Postfach 13 28
29203 Celle
<http://www.itag-celle.de>

VTG Aktiengesellschaft

Postfach 10 63 07
20043 Hamburg
<http://www.vtg.de>

Wintershall Holding AG

Postfach 10 40 20
34112 Kassel
<http://www.wintershall.com>

Wintershall Noordzee B.V.

P.O. Box 1011
NL-2284 DP Rijswijk
<http://www.wintershall-noordzee.com>

Stand: 1. April 2008

WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

Brühlstraße 9 • 30169 Hannover

Telefon: (05 11) 1 21 72-0 • Telefax: (05 11) 1 21 72-10

E-Mail: info@erdoel-erdgas.de • Homepage: www.erdoel-erdgas.de

PUBLIKATIONEN

Folgende Publikationen sind beim WEG erhältlich:

- Jahresbericht – Zahlen & Fakten
- Erdgas und Erdöl in Zahlen
- Erdgas und Erdöl aus deutschen Quellen
(Kurzportrait der Erdgas- und Erdölförderindustrie)
- Erdöl und Erdgas aus deutschen Quellen –
Ein Informationsvideo des WEG, VHS-Kassette
- Die deutsche E & P-Industrie: Weltweit aktiv
- Umweltschutz bei der Erdgasförderung
- Umweltschutz bei der Erdölförderung
- Umweltschonendes Bohren nach Erdgas
- Lagerung, Verwertung und Entsorgung von Bohrrückständen
- Seismik – Auf der Suche nach Erdgas

Herausgeber:

WEG Wirtschaftsverband
Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
Brühlstraße 9
30169 Hannover
Telefon (05 11) 1 21 72-0
Telefax (05 11) 1 21 72-10
Homepage: www.erdoel-erdgas.de
E-Mail: info@erdoel-erdgas.de

Die Fotos wurden von Mitgliedsfirmen des WEG zur Verfügung gestellt.
Nachdruck – auch auszugsweise – nur mit Zustimmung des Herausgebers.

Stand: Dezember 2000



WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
Brühlstraße 9 • 30169 Hannover
Telefon: (05 11) 1 21 72-0 • Telefax: (05 11) 1 21 72-10
E-Mail: info@erdoel-erdgas.de
Homepage: www.erdoel-erdgas.de