

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2009

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2009

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2009. The article is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the companies and the other state mining offices.

After the decline in 2008 the oil and gas exploration activities increased in terms of both exploration drilling and geophysical prospecting.

The area of 3D seismic acquisition rose slightly compared to the previous year and amounted to 550 km². The increase in 2D seismic acquisition was more distinct. About 340 km of 2D seismic lines were acquired. Gravimetric measurements were conducted at more than 500 surface locations allocated to an area of about 50 km² and a total of 25 line-km.

The number of exploration wells drilled in 2009 increased to twelve compared to ten in the previous year. In addition there were nine wells drilled to total depth before 2009 but without final results. The results in 2009 were as follows. Three new field wildcats were completed, but all were dry. Four exploration wells (new pool tests) were completed. Two of these wells found oil, one well found gas and the last one was dry.

The number of field development wells drilled in 2009 increased to twenty-three compared to twenty-one in the previous year. In addition there were seven wells drilled to total depth before 2009 but without final results. Sixteen wells were completed successfully. Thirteen of these wells found oil or gas. Along with the number of wells being drilled total footage increased again. The footage rose significantly to 66,201 m compared to the previous year's value of 57,481 m as well as to the average of the previous five years. Due to depletion of gas fields the annual gas production dropped by 6 percent compared to the previous year and amounted to 15.5 billion m³ (field quality).

The total remaining proven and probable

natural gas reserves declined disproportionately to gas production by almost 32 billion m³ to 162 billion m³ (field quality).

The annual oil production dropped by 0.25 million t to 2.8 million metric t primarily because of the declining production from the Mittelplate/Dieksand oilfield.

The total remaining proven and probable oil reserves rose by 7 million t to 41 million t due to an oil discovery and re-evaluation of established oil fields.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2009. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Nach dem Rückgang in 2008 sind die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wieder angestiegen, sowohl der Umfang der Explorationsbohrstätigkeit als auch der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung. Die Fläche der akquirierten 3D-Seismik ist mit etwa 550 km² gegenüber dem Vorjahr ein wenig angestiegen. Deutlicher war der Anstieg bei der Akquisition von 2D-Seismik. Es wurden etwa 340 Profilkilometer gemessen. Gravimetrische Messungen wurden an über 500 Geländepunkten durchgeführt. Sie verteilen sich auf eine Fläche von etwa 50 km² und Profilinien mit einer Gesamtlänge von 25 km.

In der Exploration ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von zehn im Vorjahr wieder auf zwölf angestiegen. Hinzu kommen neun Bohrungen, die ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Drei Aufschlussbohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; alle waren nicht fründig. Von den vier mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen waren zwei ölfündig, eine gasfündig und eine nicht fründig.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von 21 im Vorjahr auf 23 angestiegen. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 16 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Er-

gebnis abgeschlossen, davon waren 13 ölförder gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Mit der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung wieder zugenommen. Sie lag mit 66.201 m deutlich über dem Vorjahreswert von 57.481 m und dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre.

Die Erdgasförderung hat aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten gegenüber dem Vorjahr abermals deutlich um knapp 6 % abgenommen und betrug 15,5 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat überproportional zur Fördermenge um fast 32 Mrd. m³ abgenommen und wurde mit 162 Mrd. m³ in Feldesqualität bewertet.

Die Erdölförderung ist um 0,25 Mio. t oder 8,3 % auf 2,8 Mio. t (inkl. Kondensat) gesunken. Dieser Rückgang liegt vor allem in der weiter rückläufigen Produktion des Feldes Mittelplate/Dieksand begründet.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist aufgrund eines neuen Fundes und Neubewertungen bestehender Felder um 7,2 Mio. t auf 41,1 Mio. t angestiegen.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2009 in Deutschland zusammen. Grundlage des Beitrages sind Daten, die im Rahmen der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas bei den Erdölgesellschaften gewonnen wurden und routinemäßig vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) bundesweit erhoben werden. Der Beitrag stellt einen Abriss des Berichtes »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2009. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2009. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

* Michael Pasternak, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover (E-Mail: michael.pasternak@lbeg.niedersachsen.de).

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

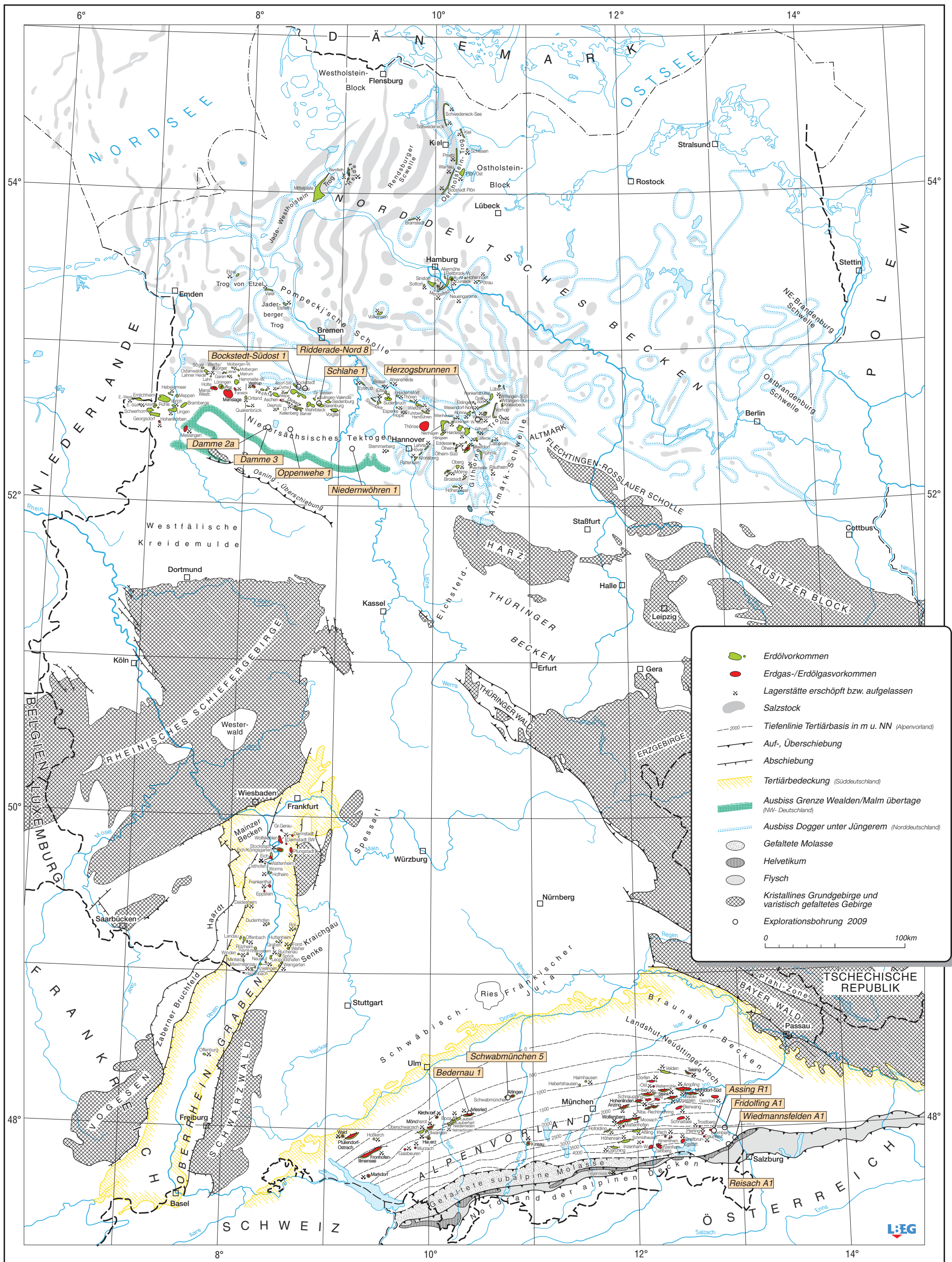
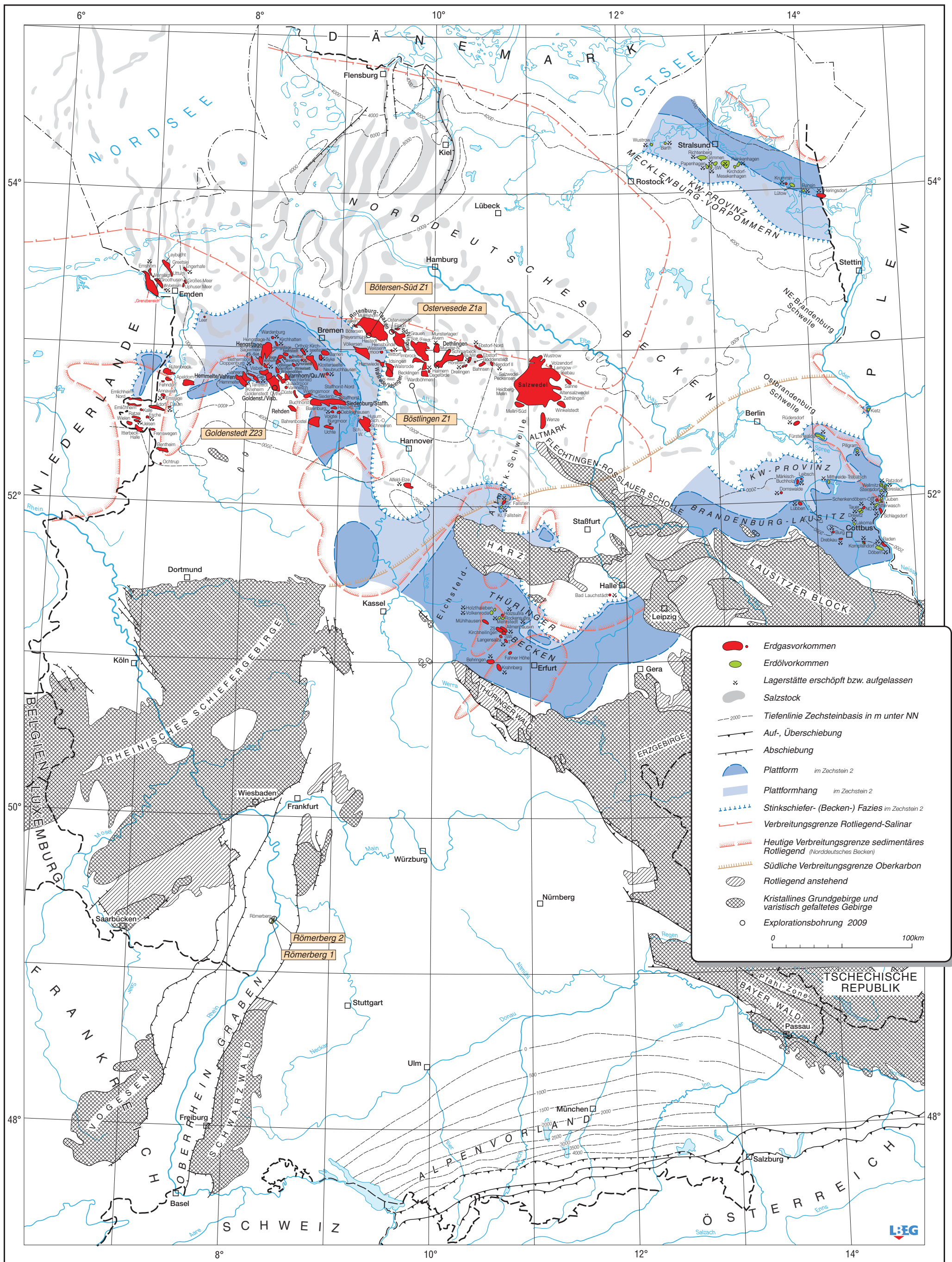


Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



Deutschland 2009« des LBEG dar, der mit zahlreichen detaillierten Tabellen ausgestattet ist und im Internet unter der Adresse www.lbeg.niedersachsen.de als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Abrisses liegt auf der Bohrtätigkeit der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Die Bohraktivität hat gegenüber dem Vorjahr noch einmal zugenommen. Diese Entwicklung wird nicht nur in der Bohrmeterleistung sondern auch in der Anzahl der »aktiven« Bohrungen deutlich. Die Bohrmeterleistung steigerte sich um 15 % gegenüber dem Vorjahreswert (Abb. 3). Die Anzahl der »aktiven« Bohrungen hat um vier Bohrungen auf nunmehr 35 Bohrungen zugenommen.

Zuwächse waren sowohl in der in der Kategorie der Explorationsbohrungen als auch in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen zu verzeichnen. Die Anzahl der Explorationsbohrungen ist um zwei auf zwölf und die der Feldesentwicklungsbohrungen um zwei auf 23 angestiegen. Die Bohrmeter der Exploration haben um etwa ein Drittel zugelegt, die der Feldesentwicklung um 6 %.

Auffällig war die hohe Anzahl von Explorationsbohrungen, die nach Erdöl suchten. In der jüngeren Vergangenheit waren Erdölexplorationsbohrungen in Deutschland offenbar wenig attraktiv und wurden nur selten gebohrt. In 2009 waren es dagegen gleich fünf, darunter zwei Aufschlussbohrungen (new field wildcats).

2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. Zusätzlich zu den bereits oben genannten zwölf Explorationsbohrungen werden in der Statistik noch neun weitere Bohrungen geführt, die ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten (Tab. 1).

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden acht Bohrungen abgeteuft. Zwei Bohrungen suchten in den Sandsteinen des Dogger bzw. der Unterkreide des Niedersächsischen Beckens nach Erdöllagerstätten. Weitere zwei Bohrungen wurden ebenfalls im Niedersächsischen Becken, aber zur Erkundung des mesozoischen Stockwerks nach Erdgaslagerstätten abgeteuft. Im süddeutschen Voralpenbecken suchten vier Bohrungen innerhalb der ungefalteten Molasse, z. T. direkt an der Überschiebungsfrente des Helvetikums, in den tertiären Sandsteinen des Rupel, Chatt und Burdigal nach Erdgaslagerstätten.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden drei Bohrungen

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2009

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Nordsee J10-1*	GDF	Rotliegend	n. k. E.
<i>Weser-Elbe</i> Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E.
Herzogsbrunnen 1	RWE Dea	Dogger Beta	fehl
<i>Weser-Ems</i> Damme 2a*	EMPG	Mesozoikum	n. k. E.
Damme 3*	EMPG	Mesozoikum	n. k. E.
Niedernwöhren 1	EMPG	Mesozoikum	n. k. E.
Oppenwehe 1*	EMPG	Mesozoikum	n. k. E.
Ridderade-Nord 8	WIHO	Valangin	fehl
Schlahe 1	EMPG	Mesozoikum	n. k. E.
<i>Alpenvorland</i> Assing R1	RAG	Rupel	n. k. E.
Fridolfing A1	RAG	Aquitän	fehl
Reisach A1	RAG	Aquitän	n. k. E.
Wiedmannsfelden A1	RAG	Aquitän	bohrt
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser-Elbe</i> Bötersen-Süd Z1*	EMPG	Rotliegend	gasföndig
Ostervesede Z1a*	EMPG	Rotliegend	n. k. E.
<i>Weser-Ems</i> Bockstedt-Südost 1	WIHO	Valangin	fehl
Goldenstedt Z23	EMPG	Zechstein	bohrt
<i>Oberrhingraben</i> Römerberg 1*	GDF	Buntsandstein	ölföndig
Römerberg 2	GDF	Buntsandstein	n. k. E.
<i>Alpenvorland</i> Schwabmünchen 5*	WIHO	Baustein-Sch.	ölföndig
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
<i>Alpenvorland</i> Bedernau 1	WIHO	Baustein-Sch.	n. k. E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2009; *: Endteufe vor 2009 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis.			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG; RWE Dea – RWE Dea AG; WIHO – Wintershall Holding GmbH			

abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Ölfeldes Bockstedt und im Bereich des norddeutschen Karbon-Gasfeldes Goldenstedt/Oythe niedergebracht. Eine Bohrung wurde im Oberhainthal zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg durchgeführt.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde erstmals nach ungefähr 25 Jahren wieder eine Bohrung abgeteuft. Sie sollte in der bayerischen Westmolasse das bereits 1995 aufgegebene Ölfeld Arlesried wieder erschließen.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden. Die Lagepunkte der Bohrungen sind mit Ausnahme der Nordsee-Bohrung in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung J10-1 (GDF SUEZ¹⁾) niedergebracht. Es war die erste Bohrung im Block J10 und liegt von der nächsten Bohrung, J11-1, die bereits 1981 gebohrt wurde, etwa 10 km westnordwestlich entfernt. Regionalgeologisch befindet sich die Lokation der Bohrung auf dem stabilen West-Schleswig-Block, d. h. in einer Region, die durch wenig Tektonik und Salzbewegungen geprägt ist. Das Ziel waren gasführend erwartete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

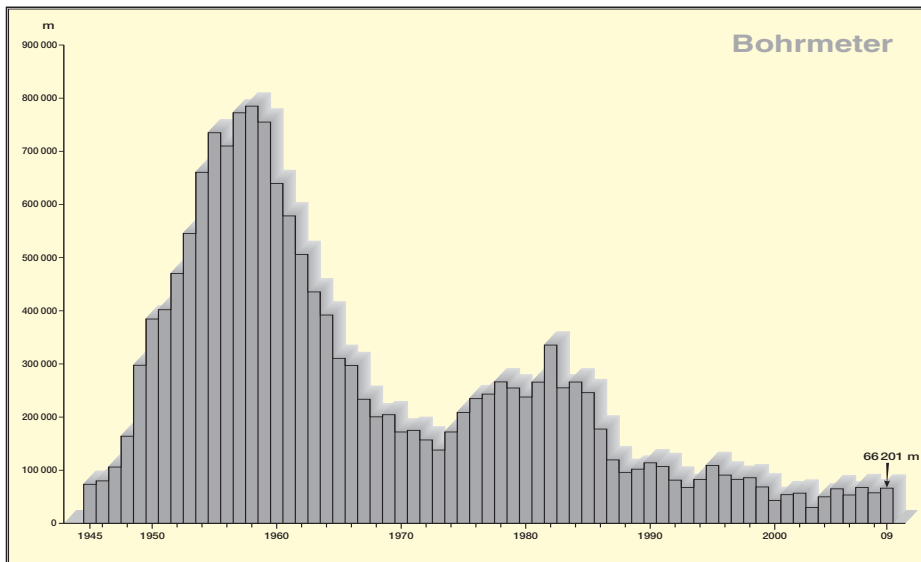


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2009

Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Teufe und wurde bereits im Herbst 2007 bei 5.170 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Zielhorizonte wurden in teils guter Reservoirausbildung und gasführend angetroffen. Aufgrund der Befunde während des Bohrens, der Logauswertung und der Probennahme mittels MDT wurde ein Test durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung liegt noch nicht vor.

Gebiet Elbe–Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung Böstlingen Z1 (RWE Dea) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Warbböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5.912 m in 2007. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten. Mit der Bohrung Herzogsbrunnen 1 (RWE Dea) wurde nach siebenjähriger Pause wie-

der eine Aufschlussbohrung auf Erdöl im Gebiet Elbe-Weser niedergebracht. Die Bohrung hat die Sandsteine des Dogger Beta etwa 3 km westlich des aufgegebenen Ölfeldes Wesendorf-Süd in einer strukturellen Falle an einer synthetischen Abschiebung untersucht. Die Zielhorizonte wurden in der prognostizierten Teufe, aber verwässert angetroffen. Zur Untersuchung der Muttergesteins-eigenschaften wurden die Tonsteine des Lias Epsilon durchteuft und die Bohrung bei 1.711 m im Lias Delta eingestellt. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fründig erklärt.

Gebiet Weser–Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche wurde die Bohrung Damme 2 (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Die Bohrung erreichte ihre Endteufe bereits in 2008 bei 3.340 m und wurde als fehl eingestuft. Auch die Ablenkung Damme 2a erreichte ihre Endteufe bereits in 2008 und zwar in einer Teufe von 3.333 m, hat aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 150 m südsüdwestlich der Damme 2 wurde die Bohrung Damme 3 (EMPG) abgeteuft. Sie hatte das Ziel den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Sie wurde bereits in 2008 bei einer Endteufe von 1.610 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In der Konzession Schaumburg-Verkleinerung, etwa 15 km nordwestlich der Stadt Minden wurde mit der Bohrung Niedernwöhren 1 (EMPG) der Untergrund nach erdgasführenden Formationen untersucht. Die Bohrung hat eine Endteufe von 1.034,5 m erreicht. Das Ergebnis steht noch aus.

In der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen wurde die Bohrung Oppenwehe 1 (EMPG) mit dem Ziel abgeteuft, den

Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Die Bohrung wurde bereits in 2008 bei einer Endteufe von 2660 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung Ridderade-Nord 8 (WIHO) war die erste Aufschlussbohrung, die seit 23 Jahren im Gebiet Weser–Ems auf Erdöl abgeteuft wurde. Das Ziel der Bohrung war der Dichotomiten-Sandstein des Valangin etwa 4 km ost-südöstlich des Erdölfeldes Bockstedt. Nach Reprozessing und Reinterpretation der 3D-Seismik aus dem Jahre 1986 wurde eine geologische Situation analog zum Ölfeld Bockstedt erwartet. Dort ist die Lagerstätte an eine herzynisch streichende Antiklinale geknüpft, die im Zuge der Inversion des Niedersächsischen Beckens geformt wurde und nun die Nahtstelle zwischen Niedersächsischem Tektonogen und Pompeckj'schen Block bildet. Das Zielgebiet der Bohrung befindet sich auf demselben Strukturzug wie das Feld Bockstedt und wird durch eine strukturelle Falle an der antithetischen Aufschubung definiert, die den steil stehenden Südwestflügel, gegen den flacheren Nordostflügel der Antiklinale versetzt. Die Bohrung durchteufte zunächst bis in die höhere Unterkreide das erwartete Profil. Nachdem die Bohrung den Zielhorizont noch nicht erreicht hatte, obwohl sie bereits etwa 200 m tiefer war als die prognostizierte Teufe des Zielhorizontes, wurde sie bei einer Endteufe von 1.470 m im Hauterive eingestellt und für nicht fründig erklärt.

Die Bohrung Schlahe 1 (EMPG) untersuchte in der Konzession Scholen an der Nordflanke des Ölfeldes Barenburg den Untergrund nach erdgasführenden Formationen. Sie erreichte ihre Endteufe bei 1.485 m. Ein Ergebnis steht noch aus.

Alpenvorland

In der Konzession Salzach-Inn wurde die Bohrung Assing R1 (RAG) niedergebracht. 1982 hatte die Bohrung Bromberg 1 etwa 1 km westlich in Sandsteinen des Aquitan und Chatt kleine Gasvorkommen erschlossen. Das Hauptziel der Assing R1 waren Sandsteine des Rupel, die schon von der Bromberg 1 strukturtiefer mit Gasanzeichen angetroffen wurden, in einer Monoklinale an einer als Überschiebung reaktivierten synthetischen, West–Ost streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o. g. West–Ost streichenden Störung, die in dieser Tiefe als antithetische Abschiebung ausgebildet ist. Darüber hinaus sollten die gasführenden Lagen des Aquitan und Chatt der Bromberg 1 in strukturtieferer Position erschlossen werden. Die Bohrung wurde 30 m tiefer als geplant bei 3.570 m im Rupel eingestellt. Sie hat insgesamt vier testwürdige Intervalle im Rupel, Chatt und Aquitan angetroffen. Die Testarbeiten sind für Anfang 2010 geplant.

Etwa 8 km ostnordöstlich der Assing R1 wurde die Bohrung Fridolfing A1 (RAG) abgeteuft, ebenfalls um neue Erdgasvorkommen nachzuweisen. Das Ziel der Bohrung waren ungefähr beckenparallel verlaufende subaquatische Rinnensande des Aquitan (Hauptziel) und Chatt (Nebenziel) in stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen. Die Sandsteine des Chatt waren bereits im Jahre 1962 etwa 4,5 km westsüdwestlich mit der Bohrung Mauerham 1 strukturtiefer und verwässert erbohrt worden; die Sandsteine des Aquitan waren im Bereich der Mauerham 1 nicht verbreitet. Die Fridolfing A1 durchteufte im Aquitan mehrere Sandsteinhorizonte, die aber verwässert waren. Eingeschaltet waren diese Sandsteine in eine mehr als 250 m mächtige Konglomeratfolge mit außergewöhnlich hohen seismischen Geschwindigkeiten. Die aktualisierte Tiefenkonvertierung ergab aufgrund der hohen Geschwindigkeiten für das tiefer liegende Nebenziel keine Hochlage mehr, sodass die Bohrung vorzeitig und vor Erreichen des Nebenzieles bei 1.985 m im Aquitan eingestellt und als nicht fündig eingestuft wurde. Etwa 11 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung Reisach A1 (RAG) abgeteuft. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autochthone Molasse geschoben wurde. Ziele der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan und des Chatt in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebungsbahnen. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte stratigraphisch-strukturelle Fallenstrukturen. Die Sandsteinhorizonte des Aquitan waren bereits mit der ca. 600 m entfernten Bohrung Teisendorf A1 in strukturtieferer Position verwässert angetroffen worden. Die Reisach A1 hat das Hauptziel, eine Sandsteinabfolge des Aquitan, nicht angetroffen; stattdessen wurde eine Schuppe des Helvetikums mit Nummulitensandstein erbohrt. Im weiteren Verlauf kam die Bohrung wieder in die autochthone Molasse und wurde bei 2.318 m im Chatt eingestellt. Der Nummulitensandstein hatte beim Kernen zwar erhöhte Gasanzeichen, ein Test erbrachte aber keinen Zufluss. Bei einem weiteren Test auf zwei Sandsteinintervalle des höheren Aquitan floss nur Wasser zu. Anfang 2010 wurde ein dritter Test auf ein Sandsteinintervall des tieferen Burdigal durchgeführt, der auch keinen Zufluss erbrachte. Aufgrund der Testergebnisse wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Etwa 10 km nordwestlich der Reisach A1 wurde die Bohrung Wiedmannsfelden A1 (RAG) in analoger regionalgeologischer Position niedergebracht. Auch die geologischen Ziele der Bohrung waren analog zu denen der Reisach A1, also turbiditische

Sandsteine in kombinierten stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen im Bereich der Überschiebungsfrente, allerdings beschränkt auf unterschiedliche Niveaus im Aquitan. Zum Jahresende stand die Bohrung bei 1.470 m bereits im Aquitan und hat Anfang 2010 die Endteufe bei 2.400 m erreicht. Da es keine Hinweise auf gasführenden Horizonte gab, wurde die Bohrung ohne Tests für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Am Südrand des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken sollte die Bohrung Böttersen-Süd Z1 (EMPG) die Sandsteine des Rotliegend auf Gasführung untersuchen. Das Ziel der Bohrung wurde anhand einer Anomalie der seismischen Amplituden definiert, die üblicherweise als Indikation für ein gutes Reservoir interpretiert wird. Das Risiko liegt in dieser Region vor allem in der Güte der Reservoirereigenschaften der Rotliegend-Sandsteine. So hatte z. B. die etwa 4,5 km südöstlich liegende Bohrung Ahausen Z1 aus dem Jahre 1991 die Rotliegend-Sandsteine zwar gasführend, aber mit schlechten Speichereigenschaften erschlossen, die eine wirtschaftliche Förderung nicht zuließen. Die Bohrung Böttersen-Süd Z1 hatte bereits in 2007 begonnen und Anfang 2008 ihre Endteufe von 5.650 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Im Bereich des Hauptzielhorizontes, dem Wustrow-Sandstein, wurde die Bohrung annähernd horizontal geführt und der Träger auf einer Strecke von knapp 500 m mit zum Teil sehr guten Gasanzeichen aufgeschlossen. In den Bereichen des Wustrow-Sandsteins und des Ebsterf-/Dethlingen-Sandsteins wurde planmäßig je eine Frac-Behandlung durchgeführt und die Bohrung anschließend getestet. In 2009 wurde die Bohrung für gasfündig erklärt. Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gasfeldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstaffel des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens ließen das Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Förderzone des Feldes, Ostervesede Z1, aufgrund eines technischen Defektes nicht mehr fördern konnte, sollte dieser Block mit einer Ablenkung der Ostervesede Z1 um etwa 1 km nach Südwesten untersucht werden. Die Ablenkung Ostervesede Z1a (EMPG) wurde jahresübergreifend 2006/2007 gebohrt. In 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5.500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Der Zielhorizont wurde tiefer als erwartet, aber dennoch gasführend angetroffen. Da die Reservoirereigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderteste nur

geringe Zuflüsse, die keine dauerhafte wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser–Ems

Die Bohrung Bockstedt-Südost 1 (WIHO) sollte unmittelbar südöstlich des Ölfeldes Bockstedt eine durch Störungen abgetrennte Teilscholle untersuchen, die anhand der reprozessierten und reinterpretierten 3D-Seismik aus dem Jahre 1986 identifiziert wurde. Wie im Feld Bockstedt ist der Zielhorizont der Dichotomiten-Sandstein des Valangin. Die Bohrung durchteufte bis in die höhere Unterkreide das erwartete Profil, kam dann aber aus dem Hauterive über die Hauptstörung, die die Struktur Bockstedt nach Nordosten begrenzt, in die tiefere Oberkreide und wurde bei 1.550 m im Oberalb eingestellt. Der Zielhorizont wurde also nicht angetroffen und die Bohrung für nicht fündig erklärt. Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe sollte die Bohrung Goldenstedt Z23 (EMPG) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschließen. Ziel der Bohrung ist, in strukturoberster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufüllen und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Dabei sollen auch neue Technologien getestet werden (z. B. expandable liner). Zum Jahresende 2009 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht und stand bei 4.236 m im basalen Zechstein.

Oberheingraben

Im Bereich der Stadt Speyer wurde mit der Bohrung Römerberg 1 (GDF SUEZ) erstmals seit 15 Jahren im Oberheingraben wieder eine Explorationsbohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht. Die Bohrung Römerberg 1 sollte die Ausdehnung des Erdölfundes der Geothermiebohrung Speyer GTB I nach Nordnordosten bestätigen. Der Erdölfund ist nach Auswertung der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 an eine strukturelle Falle an einer grabenrandparallelen antithetischen Abschiebung geknüpft. In der durch mehrere Querbrüche gegliederten Monoklinale wurden Sandsteine des Oberen Buntsandstein mit der Bohrung Speyer GTB I ölführend nachgewiesen. Das Zielgebiet der Bohrung Römerberg 1 liegt etwa 2 km nordnordöstlich der Fundbohrung. Aufgrund der Oberflächenverhältnisse liegen zwischen Ansatz- und Landepunkt etwa 1.400 m. Die Bohrung hat die Sandsteine des Oberen Buntsandstein in der erwarteten Teufe angetroffen und wurde bereits in 2007 bei 3.100 m eingestellt. In 2008 wurden Langzeitteste durchgeführt. Anfang 2009 wurde die Bohrung ölfündig gemeldet. Die Bohrung Römerberg 2 (GDF SUEZ) hatte die Aufgabe, die Ausdehnung des Erdölfundes Römerberg nordnordöstlich der Römerberg 1 auf eine neue Teilscholle zu

bestätigen. Bezogen auf die Landepunkte an der Oberkante des Trägers beträgt die Entfernung der beiden Bohrungen etwa 1,7 km. Das Zielgebiet war noch durch den nördlichen Randbereich der 3D-Seismik abgedeckt. Die Bohrung hat den Buntsandstein nur wenige Meter tiefer als prognostiziert und das Reservoir ölführend angetroffen und wurde bei 2.717 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend erfolgten umfangreiche Testarbeiten. Zum Jahresende hatte die Bohrung noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Alpenvorland

Etwa 2,5 km westlich des produzierenden Ölfeldes Aitingen und 1,5 km östlich des bereits 1988 aufgegebenen Ölfeldes Schwabmünchen wurde die Bohrung Schwabmünchen 5 (WIHO) abgeteuft. Die untersuchte Struktur repräsentiert einen typischen Fallentyp des süddeutschen Molassebeckens, und zwar eine Monoklinale an einer antithetischen Abschiebung. Das Ziel der Bohrung waren die Bausteinschichten in einer Teilscholle der Struktur Schwabmünchen, die erst anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2003 identifiziert wurde und in der das Reservoir über dem Öl-Wasser-Kontakt der Lagerstätte Schwabmünchen liegen sollte. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie in der bekannten Lagerstätte wurden die Bausteinschichten auch in dieser Teilscholle ölführend erwartet. Bereits in 2008 traf die Bohrung das Top des Reservoirs nur wenige Meter tiefer als vorhergesagt, aber wie erwartet ölführend an und wurde bei 1.315 m im tieferen Teil der Bausteinschichten eingestellt. Nach erfolgreichen Testarbeiten Anfang 2009 wurde die Bohrung für ölfündig erklärt. Anfang 2010 wurde eine bergrechtliche Bewilligung zur Gewinnung erteilt; das geförderte Öl soll über eine Feldleitung zum Betrieb Aitingen transportiert und dort aufbereitet werden.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung Bedernau 1 (WIHO) wurde nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgebener Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises gebohrt. Die Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2 Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstättensimulation

geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1.525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt; die Ergebnisse des Testes standen bei Redaktionsschluss dieses Artikels noch nicht fest.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte weiter angestiegen, und zwar auf 23 gegenüber 21 im Vorjahr. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Darüber hinaus waren sieben Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2009 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Insgesamt wurden 16 Bohrungen mit einem erfolgreichen Ergebnis abgeschlossen; davon waren 13 öl- bzw. gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle eines erfolgreichen Abschlusses Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte *spy holes* sowie technisch bedingten Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen.

Im Gebiet Weser-Ems war je eine Bohrung in den Erdgasfeldern Varnhorn (Karbon), Leer (Rotliegend), Barenburg (Zechstein) und Uchte (Zechstein) fündig. Die Bohrungen in den Feldern Leer und Varnhorn waren sogenannte Tight-Gas-Bohrungen. Beide Bohrungen wurden horizontal etwa 1 km bzw. 1,5 km durch den Träger geführt und mehrfach gefract.

Im Gebiet Elbe-Weser, dem Revier der Rotliegend-Gasfelder, wurden in dem Feld Völkersen zwei Bohrungen fündig, im Teilfeld Bötersen des Feldes Rotenburg-Taaken eine Bohrung.

Im Gebiet nördlich der Elbe wurden im Ölfeld Mittelplate zwei Bohrungen in den Sandsteinen des Dogger-Beta fündig. Eine der Bohrungen hatte zunächst als *spy hole* die Sandsteine des Dogger-Gamma erfolgreich erkundet und wurde dann auf den Dogger-Beta abgelenkt.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Rühle vier Bohrungen ölfündig und im Feld Emlichheim zwei technische Ablenkungen defekter Sonden erfolgreich.

2.3 Bohrmeter

Nachdem in 2009 wieder deutlich mehr gebohrt wurde als in 2008, hat die Bohrmeterleistung fast den Wert von 2007 erreicht. Dieser Wert markiert den höchsten Wert seit 1999. In 2009 ist die Bohrleistung gegenüber dem vorangehenden Jahr um 15 % oder fast 9.000 m gestiegen. Aufgrund der hohen

jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird hier zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. In 2009 wurde dieser Mittelwert deutlich um 13 % übertroffen. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Nachdem die Bohrmeter der Exploration in 2008 deutlich zurückgegangen waren und unter das Mittel der vorangehenden fünf Jahre gefallen waren, wurde in der Exploration wieder deutlich mehr gebohrt. In 2009 sind die Bohrmeter um 33 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen und betrugen über 26.000 m. Dieser Wert entspricht einem Anteil von etwa 40 % der gesamten Bohrmeter, der damit leicht, etwa 3 Prozentpunkte, über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

Im Bereich der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter um etwa 6 % gegenüber dem Vorjahr zugenommen und beliefen sich auf knapp 40.000 m. Das entspricht einem Anteil von etwa 60 %, der komplementär zum Anteil der Exploration etwa 3 Prozentpunkte unter Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

3 Geophysik

Vor dem Hintergrund vieler neu vergebenen Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und des Bedarfes zusätzlichen Speichervolumens für Erdgas haben die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas sowie Speichermöglichkeiten noch einmal zugenommen. Gemessen am fünfjährigen Mittel war 2009 ein überdurchschnittliches Jahr. So wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 551 km², 314 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf einer Fläche von 55 km² und zusätzlich 25 Profilkilometern akquiriert.

3D-Seismik

3D-seismische Daten wurden im Rahmen von fünf Surveys erhoben.

Im schleswig-holsteinischen Erlaubnisgebiet Preetz der RWE Dea AG wurde der Survey »Preetz« jahresübergreifend nach 2009 akquiriert. Die Fläche dieses Surveys beträgt etwa 400 km², der Anteil in 2009 315 km².

In Mecklenburg-Vorpommern wurde im Erlaubnisfeld Grimm 2 der CEP Central European Petroleum GmbH die 3D-Seismik »Loissin« auf einer Fläche von 58 km² durchgeführt.

Im Bereich der ehemaligen thüringischen Erdgaslagerstätte Behringen wurde im Auftrag der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH die 3D-Seismik »3D Behringen 2009« im Umfang von 88 km² zur Erkun-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2009

derung des Untergrundes nach Speichermöglichkeiten akquiriert.

In Rheinland-Pfalz wurden in dem Erlaubnisgebiet Worms der GTK Geothermie Kraftwerke GmbH, das für die Bodenschätze Kohlenwasserstoffe und Erdwärme erteilt wurde, der 33 km² große Survey »Worms« gemessen.

Im Südosten Bayerns sucht die RWE Dea AG in ihren Erlaubnissen Deutelhausen, Mauerkirchen und Grafing nach zusätzlichen Speichermöglichkeiten für Erdgas und hat dafür den Survey »Inzenham-Breitbrunn 2008« in Auftrag gegeben. Der Survey überdeckt eine Fläche von etwa 400 km² und wurde jahresübergreifend nach 2009 aufgenommen. Der Anteil in 2009 betrug 57 km².

2D-Seismik

In 2009 wurden vier 2D-seismische Surveys akquiriert.

Im Auftrag der CEP Central European Petroleum GmbH wurden die Surveys »Barth« mit 83 Profilkilometern und »Lübben 2009« mit 191 Profilkilometern in den Erlaubnisgebieten Grimmen 2 und Lübben gemessen. Der Survey »2D Behringen 2009« der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH hatte einen Umfang von 14 Profilkilometern und wurde in Ergänzung zu dem Survey »3D-Behringen 2009« durchgeführt.

Die GTK Geothermie Kraftwerke GmbH ließ in ihren Erlaubnisgebieten Mainz und Gau-Algesheim, die für die Bodenschätze Kohlenwasserstoffe und Erdwärme erteilt wurden, den Survey »Mainz-Gau-Algesheim 2009« mit 53 Profilkilometern akquirieren.

Gravimetrie

In Mecklenburg-Vorpommern wurde im Rahmen der Untersuchung des Salzstockes Moeckow auf Eignung zur Kavernensolung im Auftrag der EWE AG eine Gravimetrie auf einer Fläche von 55 km² mit 246 Messpunkten durchgeführt. Ein zweiter Survey wurde im Auftrag der CEP Central European Petroleum GmbH im Erlaubnisgebiet Lübben mit 262 Messpunkten auf drei Profillinien mit einer Gesamtlänge von 25 km akquiriert.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung²⁾ ist weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie noch einmal deutlich um fast 1 Mrd. m³, das sind knapp 6 %, auf 15,5 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 90 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 14,5 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-För-

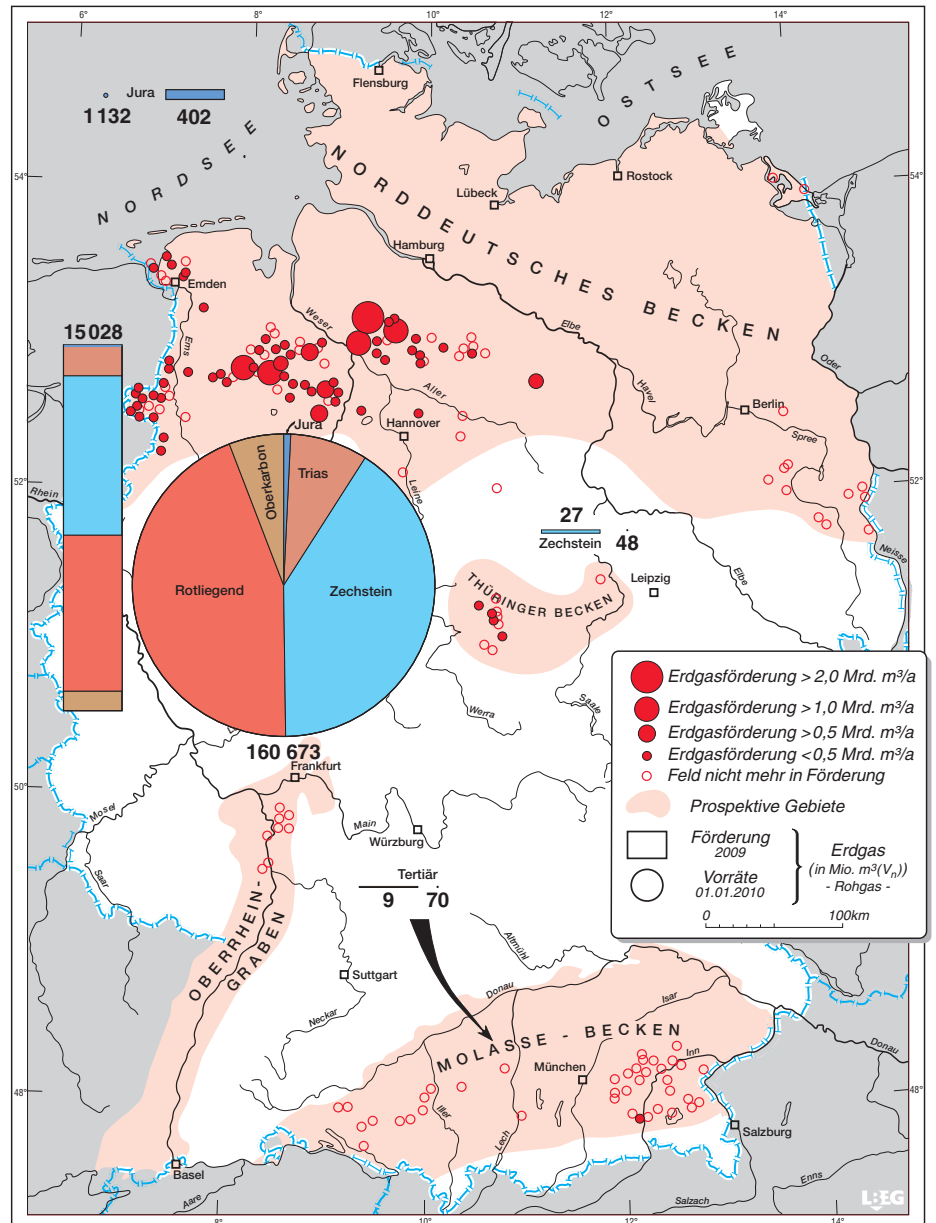
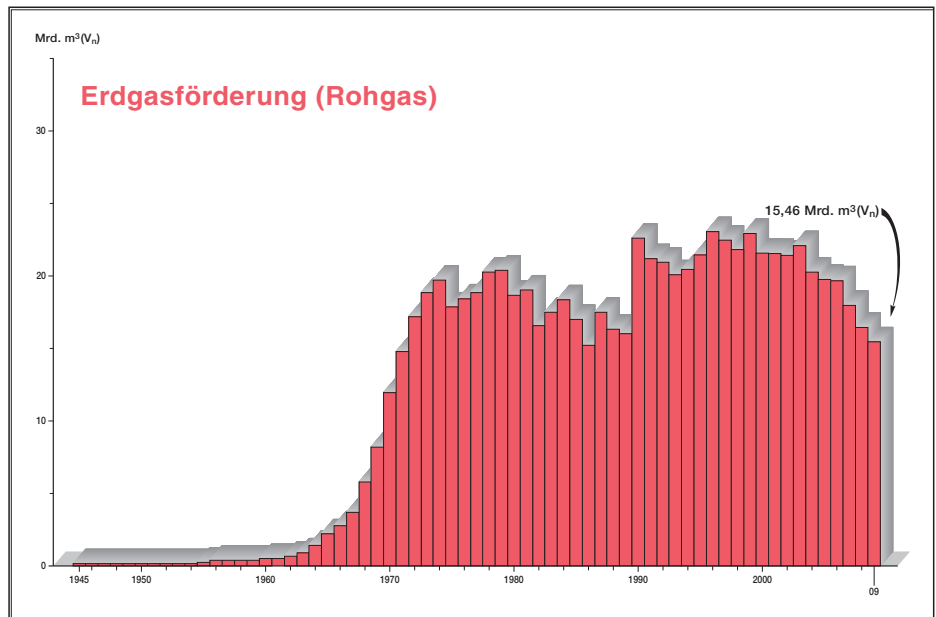


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

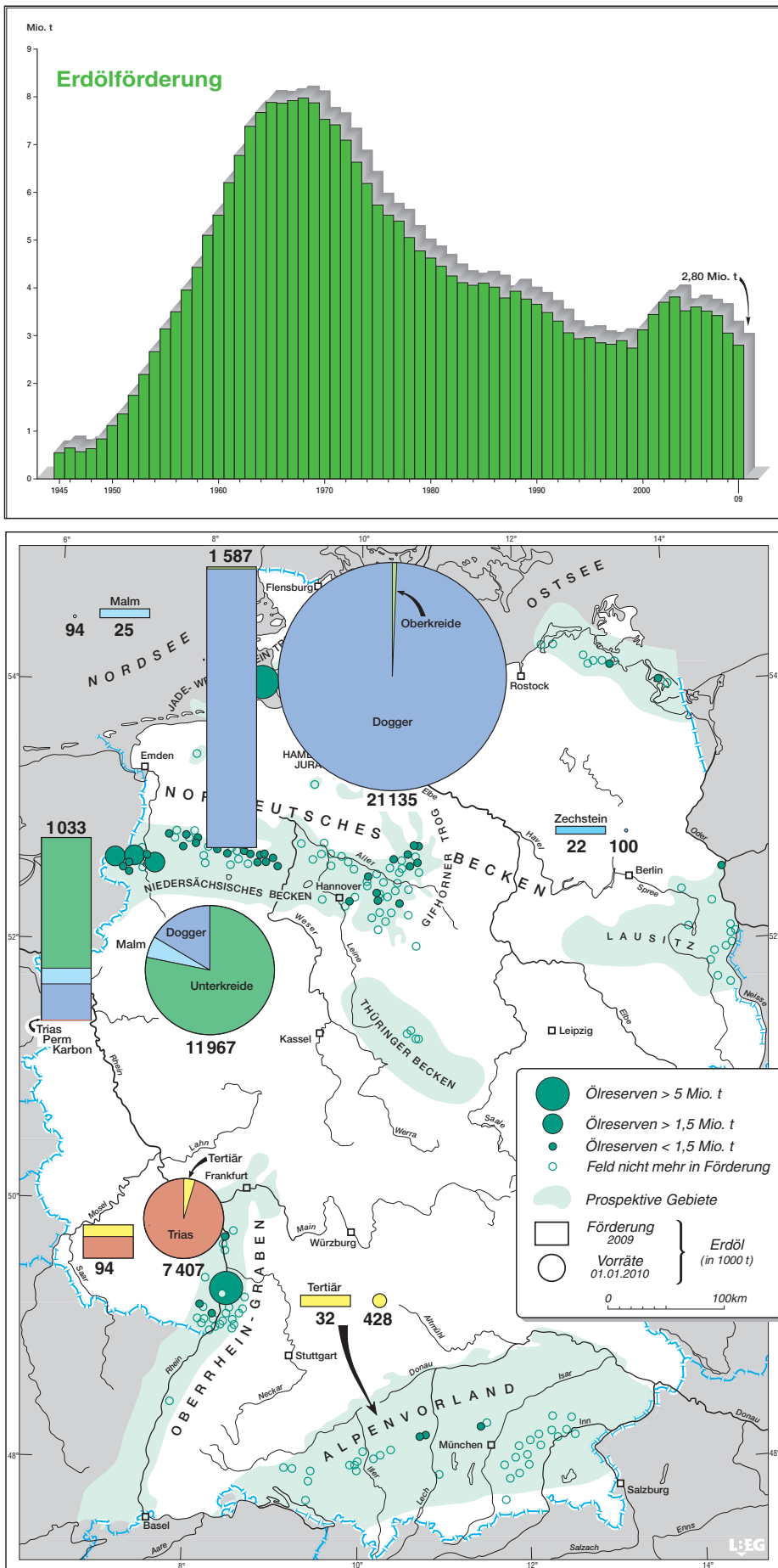


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2009

dermenge ist wesentlich auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten zurückzuführen. In einigen Feldern konnten entgegen dem Trend die Fördermengen gegenüber dem Vorjahr jedoch angehoben oder zumindest stabil gehalten werden.

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 82 Erdgasfelder in Betrieb; das ist eines mehr als im Vorjahr. Dieser Anstieg geht auf eine Neuordnung der Felder zurück. Im Zuge der Neuordnung wurden zwei eigenständige Felder von Feldeskomplexen abgetrennt, und zwar Becklingen von Wardböhmen/Bleckmar und Uttum von Greetsiel/Leybucht. Aufgrund einer fründigen Bohrung konnte in Varnhorn die Förderung wieder aufgenommen werden. In den Feldern Adorf-Zechstein, Ostervesede wurde anders als im Vorjahr nicht gefördert.

Nach wie vor wurde das Erdgas überwiegend in Niedersachsen gefördert. In Schleswig-Holstein (Nordsee) sind die Fördermengen wieder überproportional zurückgegangen. Dagegen konnte der Trend in Sachsen-Anhalt umgekehrt werden; dort wurden 20 % mehr gefördert als im Vorjahr. Die Fördermengen verteilen sich folgendermaßen (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 93,9 % (94,2 %), Sachsen-Anhalt 3,3 % (2,6 %) und Schleswig-Holstein 2,6 % (3,0 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 95,2 %, Schleswig-Holstein 3,4 %, Sachsen-Anhalt 1,3 %.

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs des Zechstein und Rotliegend. Aus dem Zechstein stammten 43 % der inländischen Förderung in 2009 und aus dem Rotliegend 41 %. Die verbleibenden Mengen verteilen sich auf die Speicher der Trias, des Karbon, Jura und Tertiär.

Auch die inländische Erdölförderung hat gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich abgenommen, und zwar um 0,25 Mio. t oder 10,6 % auf 2,8 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern (Abb. 6). Ursache des Rückganges waren vor allem die geringere Produktion in Mittelplate und der natürliche Förderabfall in den meisten reifen Feldern, auch wenn in etwa einem Dutzend der alten Felder die Fördermengen leicht gesteigert oder stabil gehalten werden konnten.

Aufgrund einer Überarbeitung und Neuordnung der Erdölfelder erhöhte sich die Anzahl der produzierenden Felder von 45 auf 50 im Vergleich zum Vorjahr. Gegenüber 2008 ist aber nur das Feld Schwabmünchen

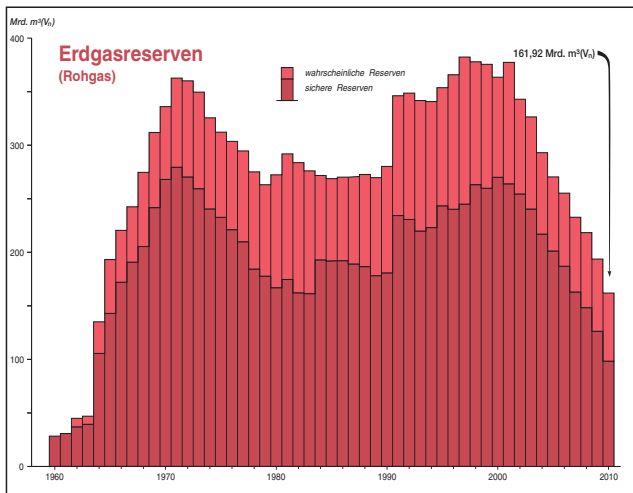


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2010

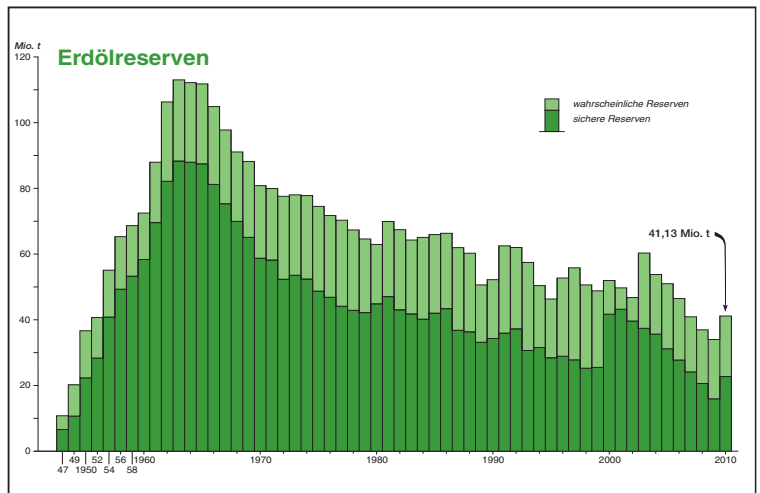


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2010

im Alpenvorland hinzugekommen. Bereits 2008 war man in einer neu identifizierten Teilscholle dieses bereits 1988 aufgegebenen Erdölfeldes mit der Bohrung Schwabmünchen 5 wieder auf Öl gestoßen. Aufgrund des deutlichen Förderrückgangs in Mittelplate hat sich die Verteilung der Erdölförderung auf die Bundesländer wieder verändert. Der Anteil Schleswig-Holsteins ist um 4,2 Prozentpunkte auf 57,0 % zurückgegangen. Auf das Ölfeld Mittelplate entfielen 56,1 % der inländischen Produktion gegenüber 60,1 % im Vorjahr. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge mit etwa 1 Mio. t nahezu unverändert geblieben. Der Anteil Niedersachsens ist damit um 2,2 Prozentpunkte auf 37 % angestiegen. Durch die Aufnahme der kontinuierlichen Förderung in der zweiten Bohrung des jungen Feldes Römerberg hat sich der Anteil des Landes Rheinland-Pfalz um 1,8 Prozentpunkte auf 3,3 % erhöht. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf die Länder Bayern, Hamburg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Baden-Württemberg.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die Dogger- und Unterkreide-Sandsteine. Aus den Dogger-Sandsteinen (z. B. Mittelplate) wurden knapp zwei Drittel der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) mehr als ein Viertel. Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist der Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Berechnungen kräftig gesunken und lag 6 % unter dem Vorjahreswert: »Entscheidenden Einfluss auf den ungewöhnlich starken Abwärtstrend hatte die gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Nach ersten Schätzungen des

Statistischen Bundesamtes ging das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt um 5 % zurück. In besonderem Maß wurden die energieintensiven Grundstoffindustrien von der Konjunkturerholung betroffen. Im Ergebnis nahm somit der Energieverbrauch stärker ab als das Bruttoinlandsprodukt. Die Energieproduktivität hat sich damit um etwa 1 % nur wenig verbessert. Das erreichte Verbrauchsniveau ist das niedrigste seit Anfang der siebziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts.« Der Erdgasverbrauch war nach AGEB 5 % geringer als im Vorjahr und betrug umgerechnet 91,6 Mrd. m³ Reingas; temperaturbereinigt wäre der Verbrauch sogar knapp 6 % geringer. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 5 % auf 108,1 Mio. t gesunken; temperaturbereinigt wäre der Ölverbrauch um 5,4 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Erdgas- und Erdölförderung von 15,8 % am Erdgasverbrauch und 2,6 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. 1. 2010 auf 161,9 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 31,8 Mrd. m³ oder 16,4 % abgenommen und die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich nicht nur weiter fortgesetzt, sondern beschleunigt (Abb. 8). Wird die Fördermenge von 2009 in Höhe von 15,5 Mrd. m³ berücksichtigt, zeigt sich, dass die ursprünglichen Reserven um 16,3 Mrd. m³ reduziert wurden. Die Einbußen der ursprünglichen Reserven konzentrierten sich auf das Gebiet Elbe-Weser, also das Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder. Die Ursache der Einbußen war das Förderverhalten von Bohrungen in einigen wenigen Feldern, das nicht den Prognosen entsprach, und aufgrund dessen letztendlich Reserven

abgeschrieben werden mussten. Dazu kam der Mangel an Explorationserfolgen, der dazu führte, dass die Reservenverluste – auch der Produktion – nicht ausgeglichen werden konnten. In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. 98 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland wurde zum Stichtag 1. 1. 2010 auf 41,1 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 7,1 Mio. t oder 20,9 % gegenüber dem Vorjahr zugenommen und die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre wurde unterbrochen (Abb. 9). Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 2,8 Mio. t ergibt sich eine Zunahme der ursprünglichen Reserven von 9,9 Mio. t. Sie beruht wesentlich auf einem signifikanten Anstieg der Reserven in Rheinland-Pfalz. Dort konnte die bereits 2003 entdeckte Lagerstätte Römerberg mit einer weiteren Bohrung bestätigt werden und es wurden erstmals Reserven für diese Lagerstätte ausgewiesen. Aber auch in den Bundesländern Bayern, Brandenburg und Niedersachsen konnten die Reserven im Vergleich zum Vorjahr so weit angehoben werden, dass die in 2009 geförderten Mengen mehr als ausgeglichen wurden, d. h. die verbleibenden Reserven waren höher als im Vorjahr. Im förder- und reservenstärksten Land Schleswig-Holstein wurden die ursprünglichen Reserven zwar angehoben, doch reichte die Anhebung nicht aus, um die Fördermenge aus 2009 zu kompensieren. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 51 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und 29 % in niedersächsischen Lagerstätten. Rheinland-Pfalz stellt nunmehr einen signifikanten Anteil von 18 %.

²⁾ Gasvolumina der Produktion und der Reserven beziehen sich auf Normalbedingungen.

³⁾ Reingas: auf einen Brennwert von 9,7692 kWh/m³ normiertes Erdgas bei Normalbedingungen.