

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2008

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2008

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article gives an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2008. The article is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

Although oil and gas exploration activities decreased in terms of both geophysical prospecting and exploration drilling, they exceeded the average of the five previous years.

The 3D seismic acquisition area was almost halved compared to the previous year and amounted to 500 km². More than 200 km of 2D seismic lines were acquired, which was nearly the same amount as in 2007. One gravimetric survey was carried out, extending across about 200 km².

The number of exploration wells drilling decreased from twelve in the previous year to ten in 2008. In addition there are five wells which were drilled to total depth before 2008 but without final results. Four new field wildcats could be completed in 2008, but all of them were dry. Two more exploration wells (new pool tests) were completed. One of these wells found gas and the other one was dry.

The number of field development wells drilling clearly increased by five and amounted to twenty one. In addition there are three wells which were drilled to total depth before 2008 but without final results. Twelve wells could be completed successfully. Ten of these wells found oil or gas and two were drilled as pilot holes.

The footage drilled was significantly below the value of the previous year (67,410 m) and amounted to 57,481 m. Nevertheless it still exceeded the average of the five previous years.

Due to the depletion of the gas reservoirs the annual gas production dropped by 8% compared to the previous year and amounted to 16.4 billion m³ (field quality).

The total remaining proven and probable

natural gas reserves were estimated at 194 billion m³ (field quality). This means that the reserves dropped by 25 billion m³ or 11% compared to the previous year.

The annual oil production declined to 3.1 million metric t primarily because of the lower production from the Mittelplate oil-field. Compared to the previous year this was a decline in production of nearly 11%. The total remaining proven and probable oil reserves were estimated at 37 million t which are 3 million t or 8% below the previous year's value.

Kurzfassung

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2008. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wurden nicht auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt, lagen aber sowohl in der geophysikalischen Vorerkundung als auch in der Explorationsbohrfähigkeit über dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre.

Die Fläche der akquirierten 3D-Seismik hat sich gegenüber dem Vorjahr fast halbiert und betrug in der Summe etwa 500 km². Die Akquisition von 2D-Seismik lag mit über 200 Profilkilometern auf dem Niveau des Vorjahres. Gravimetrische Messungen wurden auf einer Fläche von über 200 km² durchgeführt.

In der Exploration ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von zwölf im Vorjahr auf zehn gefallen; hinzu kommen fünf Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Aufschlussbohrungen konnte eine neue Lagerstätte nachweisen. Zwei Teilfeldsuchbohrungen erhielten ein abschließendes Ergebnis; davon war eine gasföndig und eine nicht fündig.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von 16 im Vorjahr deutlich auf 21 angestiegen. Dazu kommen drei Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis

erhalten hatten. Zwölf Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen, davon waren zehn öl- oder gasföndig und zwei hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung lag mit 57.481 m zwar deutlich unter dem Vorjahreswert von 67.410 m, aber noch über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre.

Die Erdgasförderung hat aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich um gut 8 % abgenommen und betrug 16,4 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde auf 194 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die Reserven fielen damit um knapp 25 Mrd. m³ oder 11 % geringer aus als im Vorjahr.

Die Erdölförderung ist vor allem aufgrund der geringeren Fördermenge in Mittelplate auf 3,1 Mio. t (inkl. Kondensat) zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr bedeutet dieser Wert einen Rückgang der Förderung um fast 11 %.

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland wurden auf 34 Mio. t geschätzt und lagen damit um 3 Mio. t oder 8 % unter denen des Vorjahres.

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2008 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 2008. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2008. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

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

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

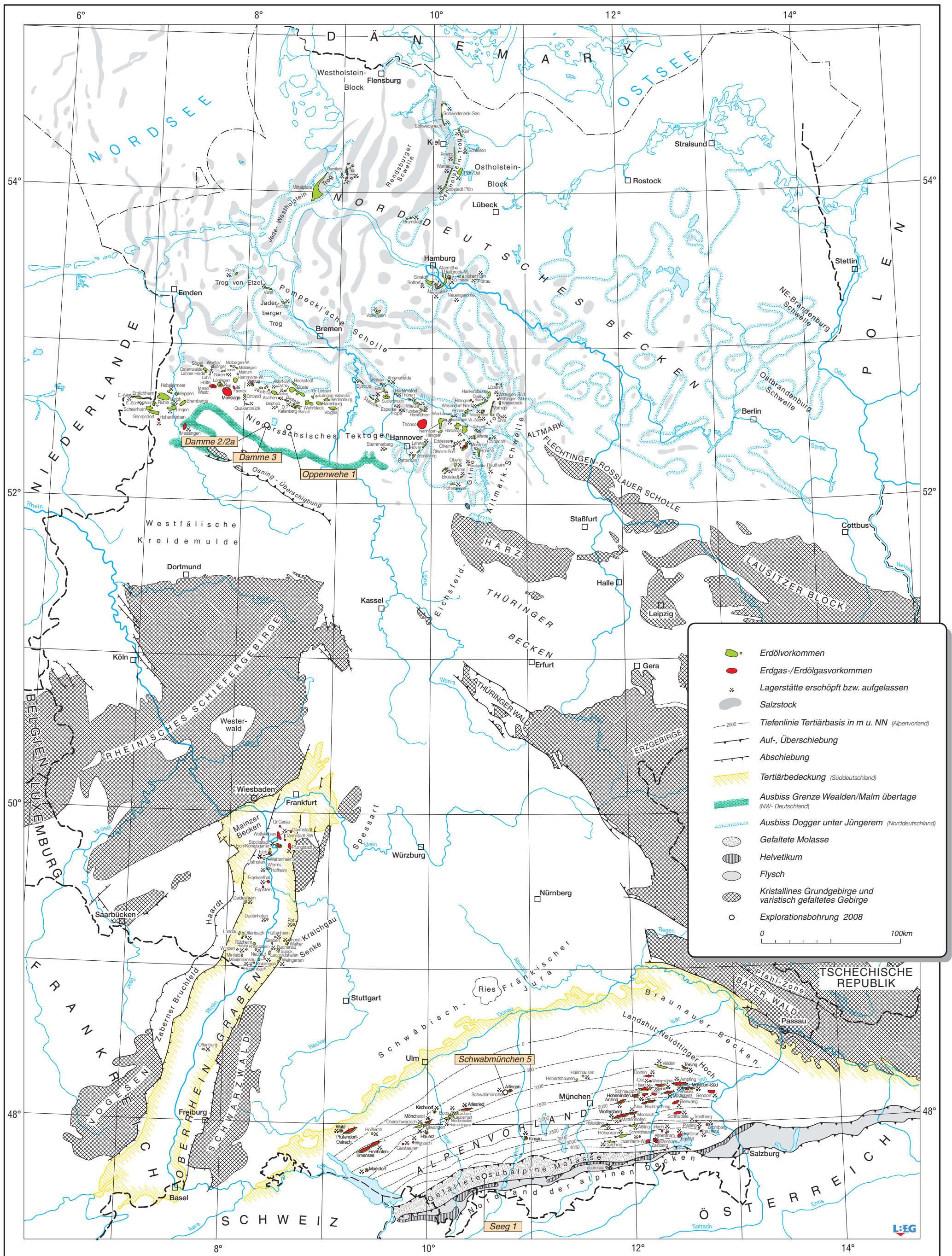


Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

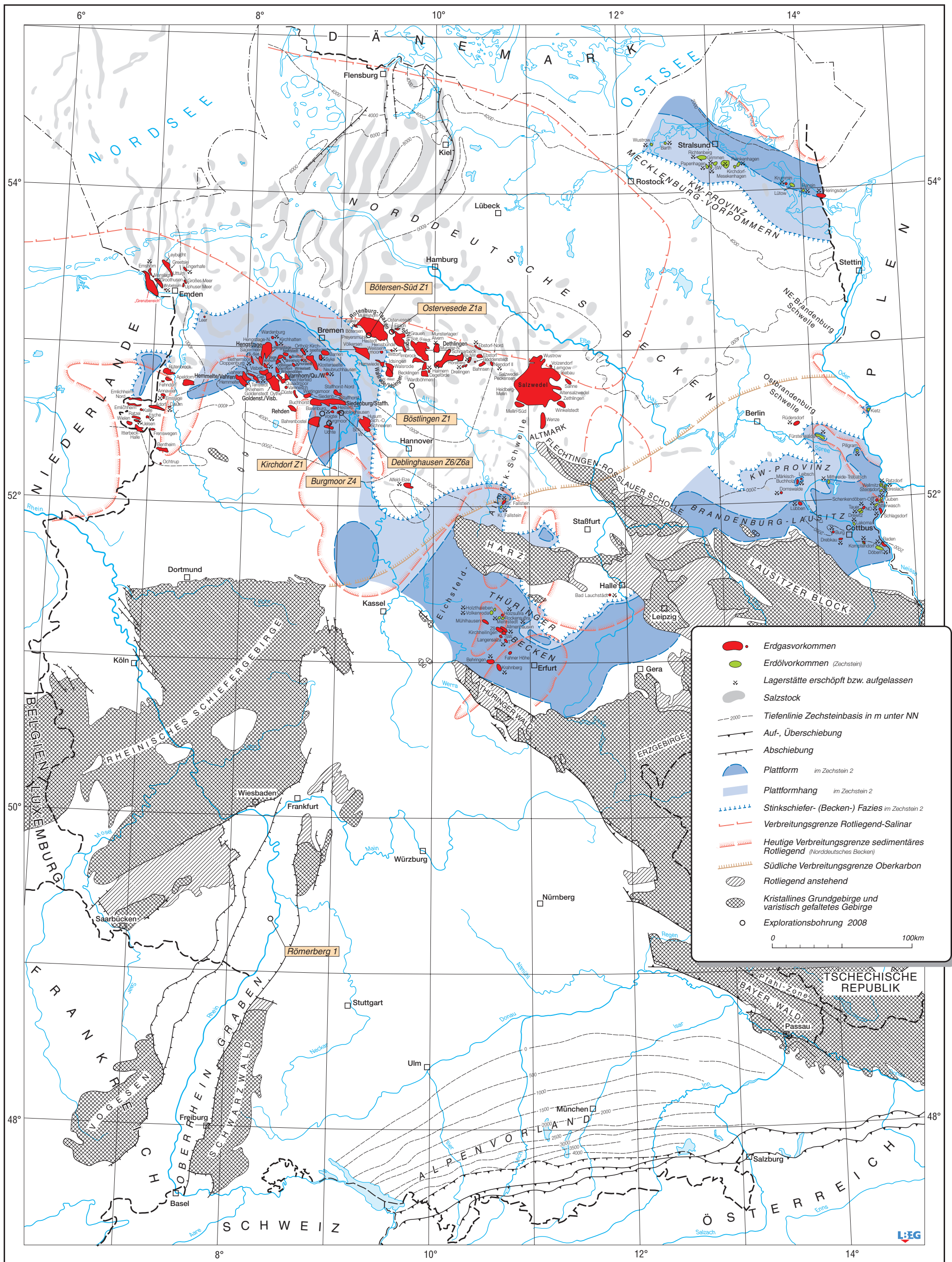


Abb. 2

Deutschland 2008« 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. Anhand der Bohrmeterleistung wird diese Entwicklung nicht erkennbar, denn sie fiel deutlich hinter den Vorjahreswert zurück (Abb. 3). Die positive Entwicklung der Bohraktivität drückt sich jedoch in der Anzahl der »aktiven« Bohrungen aus; sie ist gegenüber dem Vorjahr um drei auf 31 gestiegen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen war die Bohraktivität relativ stabil. In 2008 wurden mit zehn Explorationsbohrungen zwei weniger gebohrt als im Vorjahr. Die Anzahl der Feldesentwicklungsbohrungen ist dagegen um fünf auf 21 gestiegen.

Generell ist die Situation in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl-/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. Damit wird die Möglichkeit, noch größere wirtschaftlich rentable Lagerstätten zu finden, deutlich eingeschränkt. Aber gerade neue oder bestehende Lagerstätten mit einem guten Entwicklungspotenzial bilden die Grundlage, die Bohraktivität auf längere Sicht positiv zu beeinflussen.

Vor diesem Hintergrund bleibt abzuwarten, wie sich die Entdeckung des jüngsten Ölfundes Römerberg im Oberrheintal auf die inländische Bohraktivität auswirkt. Sollte die weitere Erkundung eine größere wirtschaftlich förderbare Öllagerstätte bestätigen, so dürften Feldesentwicklungsbohrungen mit Namen Römerberg künftig zum alltäglichen Bild der inländischen Bohraktivität gehören.

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen oder den Untergrund zu erkunden. Neben den bereits oben erwähnten zehn Explorationsbohrungen werden in der Statistik fünf weitere Bohrungen geführt, die ihre Endteufe bereits in 2007 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten (Tab. 1).

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden sieben Bohrungen abgeteuft. Eine Bohrung untersuchte im Entenschnabel des deutschen Sektors der Nordsee in den B-Blöcken die Schreibkreide über einem Salzstock. Eine weitere Bohrung, die bereits 2007 begonnen hatte, testete den Zechstein im Norddeutschen Becken. Es war seit mehr als zehn Jahren die erste Aufschlussbohrung, die den Zechstein zum Ziel hatte. Vier Bohrungen wurden im Niedersächsischen Becken zur Erdgaserkundung

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2008

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Nordsee B15-3 J10-1*	RWE Dea GDF	Schreibkreide Rotliegend	fehl n. k. E.
<i>Weser-Elbe</i> Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n. k. E.
<i>Weser-Ems</i> Damme 2 Damme 2a Damme 3 Kirchdorf Z1 Oppenwehe 1	EMPG EMPG EMPG WIHO EMPG	Mesozoikum Mesozoikum Mesozoikum Zechstein Mesozoikum	fehl n. k. E. n. k. E. fehl n. k. E.
<i>Alpenvorland</i> Seeg 1	OMV	Baustein-Sch.	fehl
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Weser-Elbe</i> Bötersen-Süd Z1 Ostervesede Z1a*	EMPG EMPG	Rotliegend Rotliegend	n. k. E. n. k. E.
<i>Weser-Ems</i> Burgmoor Z4 Deblinghausen Z6a*	EMPG EMPG	Zechstein Zechstein	fehl gasfündig
<i>Oberheingraben</i> Römerberg 1*	GDF	Buntsandstein	n. k. E.
<i>Alpenvorland</i> Schwabmünchen 5	WIHO	Baustein-Sch.	n. k. E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2008; *: Endteufe vor 2008 erreicht; n. k. E.: noch kein Ergebnis. EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; OMV – OMV Exploration & Production GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; WIHO – Wintershall Holding AG			

des mesozoischen Stockwerks abgeteuft. Im süddeutschen Voralpenbecken untersuchte eine weitere Bohrung die tertiären Bausteinschichten innerhalb der gefalteten Molasse. In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden drei Bohrungen abgeteuft (Tab. 1). Je eine Bohrung wurde an der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Rotenburg-Taaken und im Bereich des norddeutschen Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor niedergebracht. Eine weitere Bohrung wurde im Alpenvorland in der Nähe des bereits aufgegebenen Ölfeldes Schwabmünchen durchgeführt. Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden. Die Lagepunkte der Bohrungen sind mit Ausnahme der Nordsee-Bohrungen in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im Block B15 des Entenschnabels des deutschen Sektors der Nordsee wurde die Bohrung B15-3 (RWE Dea¹⁾) abgeteuft. Sie testete eine Antiklinalstruktur über dem nördlichen Teil einer nordnordwestlich streichenden Salzstruktur auf ihre Kohlenwasserstoffführung. In 1977 hat die etwa 9 km entfernt liegende Bohrung B15-1 eine separate

Hochlage über dem südlichen Teil der Salzstruktur erfolglos untersucht. Hauptzielhorizont der aktuellen Bohrung B15-3 war die ölführend erwartete Schreibkreide. Nebenziele waren das Hutgestein des Salzstockes sowie potenziell gasführende pliozäne Sandsteine. Letztere waren durch markante Amplitudenanomalien, so genannte »bright spots«, gekennzeichnet, die als Indiz für gasführende Reservoir interpretiert wurden. Die Bohrung traf die Zielhorizonte in den prognostizierten Teufen an und wurde bei 1.714 m im Salzstock eingestellt. Die Schreibkreide wie auch die pliozänen Sande sind hochporös ausgebildet, aber verwässert. Das Hutgestein des Salzstockes ist nicht als Reservoir entwickelt. Die Bohrung wurde als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Ebenfalls im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung J10-1 (GDF SUEZ) 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

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

tete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Tiefe 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/Wardböhlen 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.

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 bei 3.340 m und wurde als fehl eingestuft. Die Ablenkung Damme 2a wurde bei einer Endteufe von 3.333 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

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

Mit der Bohrung Kirchdorf Z1 (Wintershall) sollte etwa 5 km nördlich des Feldes Burg-

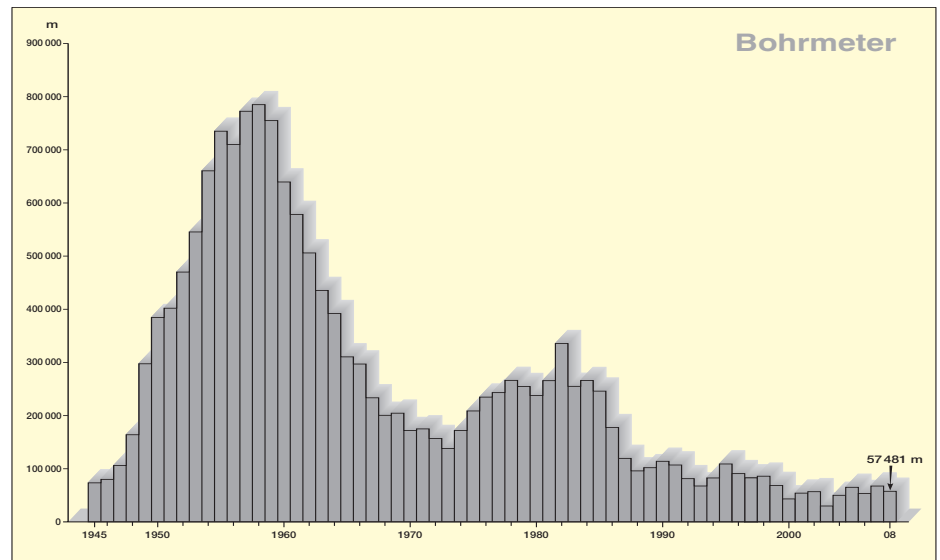


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2008

moor eine seismisch kartierte allochthone Scholle des Staßfurt-Karbonat auf Gasführung untersucht werden. Allochthone Schollen wie diese sind besonders in den Konzessionen Dümmersee-Uchte und Schollen verbreitet und wurden schon häufiger gasführend erschlossen. Die Schollen bestehen aus Schichtverbänden von Basalanhydrit, Staßfurt-Karbonat und Werra-Anhydrit. Sie wurden vermutlich im Zuge der Inversionstektonik des niedersächsischen Beckens in Hochlagen von Ihrer Unterlage abgesichert und schwimmen nun in den Salzen des Zechstein. Zur genauen Bestimmung der räumlichen Lage des Reservoirs war zunächst ein Pilotloch geplant. Im Falle einer Gasführung sollte das Staßfurt-Karbonat mit einer etwa 400 m langen Horizontalstrecke erschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung stand zum Jahreswechsel 2007/2008 bei 1.165 m in der Unterkreide. In 2008 erreichte sie höher als prognostiziert die allochthone Scholle und wurde bei einer Endteufe von 3.680 m in Salzen des Zechstein eingestellt. Das Staßfurt-Karbonat war nach den Auswertungen der Bohrlochmessungen verwässert. Die Bohrung wurde als nicht fründig eingestuft und verfüllt.

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 bei einer Endteufe von 2.660 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Alpenvorland

Die Bohrung Seeg 1 (OMV) hatte das Ziel, in der Erlaubnis Südbayern, etwa 8,5 km ost-südöstlich der Bohrung Kempten 1 des Vorjahres, im Bereich der gefalteten Molasse die Bausteinschichten des Chatt hinsichtlich Kohlenwasserstoffführung zu erkun-

den. Regionalgeologisch befindet sich das Ziel im Bereich der Rottenbuch-Mulde. Die Interpretation der neu akquirierten 2D- und 3D-seismischen Daten aus den Jahren 2004 und 2006 ermöglichte eine interne Gliederung der Rottenbuch-Mulde. Danach wird die Rottenbuch-Mulde im Bereich der Bohrung Seeg 1 durch zwei subparallel zur Muldenachse streichende Überschiebungen in drei Elemente unterteilt: zwei Schuppen im Norden und die eigentliche Muldenstruktur im Süden. Die zwei nach Süden einfallenden Schuppen unterlagern die Muldenstruktur und streichen nördlich von ihr aus. Das Ziel der Bohrung waren die Bausteinschichten in einer Antiklinalstruktur, die sich oberhalb der Überschiebungsbahn der mittleren Schuppe ausgebildet hat. Nachdem die Bohrung Seeg 1 eine weitere, nicht prognostizierte Überschiebung durchteuft hatte, erreichte sie den Zielhorizont nur wenig höher als erwartet und wurde in den Tonmergelschichten der Unteren Meeresmolasse bei 2.400 m Endteufe eingestellt. Nach den Ergebnissen der Logauswertung waren der unterste Teil der Unteren Süßwassermolasse und die Bausteinschichten kohlenwasserstoffführend. Nach Verrohrung wurden mehrere Intervalle in diesen Bereichen perforiert und in mit zwei Testen untersucht. In beiden Testen konnte nur Wasser mit Lösungsgas nachgewiesen werden. Die Bohrung wurde nicht fründig erklärt und verfüllt.

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 Reservoirigenschaften der Rotlie-

gend-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 Ebstorf-/Dethlingen-Sandsteins wurde planmäßig je eine Frac-Behandlung durchgeführt und die Bohrung anschließend getestet. Ein endgültiges Ergebnis steht noch aus.

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 Förder-sonde 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 Reservoireigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderteste nur geringe Zuflüsse, die keine wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung Burgmoor Z4 (EMPG) sollte die Ausdehnung des Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor nach Norden überprüft werden. Da der Gas-Wasser-Kontakt in der Struktur Uchte-Burgmoor bislang nicht erbohrt wurde, ist auch die maximale Ausdehnung der gasführenden Fläche noch unbekannt. Das Zielgebiet befindet sich an der Nordflanke der Struktur Uchte-Burgmoor in einem, nach der seismischen Interpretation, strukturtiefen Bereich, der unterhalb der bislang nachgewiesenen Gassäule liegt. Der Zielhorizont, das Staßfurt-Karbonat, sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch untersucht werden. Im Falle des Nachweises einer Lagerstätte sollte das Reservoir mit einem abgelenkten und annähernd hori-

zontal geführten Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Bereits zum Jahresende 2007 hatte die Bohrung angefangen zu bohren. In 2008 erreichte sie ihre Endteufe von 3.538 m im Oberkarbon. Da der Zielhorizont störungsbedingt ausgefallen war und die Sandsteine des Oberkarbon, obwohl gasführend, nicht testwürdig erschienen, wurde die Bohrung nicht fündig eingestuft und teilverfüllt. Anhand der seismischen Daten wird überprüft, ob das Staßfurt-Karbonat von der Unterlage abgesichert ist und nun als allochthone Scholle in den Salzen des Zechstein »schwimmt« und ob ein Ziel für eine Ablenkung definiert werden kann.

Bereits in 2007 untersuchte die Bohrung Deblinghausen Z6 (EMPG) das Staßfurt-Karbonat an der Südostflanke des Gasfeldes Deblinghausen. Das Ziel waren zwei durch die seismische Interpretation definierte tektonische Blöcke, die durch die einzige Förder-sonde des Feldes, Deblinghausen Z5, nur eingeschränkt oder nicht drainiert werden. Der Zielhorizont sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch aufgeschlossen und im Falle der Fündigkeit durch eine Ablenkung mit annähernd horizontal verlaufendem Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung hat den Zielhorizont etwa in der erwarteten Teufe und innerhalb des bekannten gasführenden Teufenintervalls angetroffen; dennoch war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als Deblinghausen Z6a auf das Staßfurt-Karbonat eines tektonischen Blocks an der Nordostflanke des Feldes abgelenkt. Auch für diesen Block galt die Annahme, dass das Reservoir durch die bestehende Förder-sonde nur eingeschränkt oder nicht drainiert wird. Die Bohrung traf das Reservoir in der erwarteten Teufe gasführend unter initialen Druckbedingungen an und schloss es auf einer Strecke von über 200 m annähernd horizontal auf. Anfang 2008 wurde die Bohrung gasfündig erklärt.

Oberrrheingraben

Mit der Bohrung Römerberg 1 (GDF SUEZ) im Bereich der Stadt Speyer wurde erstmals seit 15 Jahren im Oberrrheingraben 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 fündig gemeldet.

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 (Wintershall) 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. Die Bohrung traf 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. Testarbeiten waren für den Beginn des Jahres 2009 geplant.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte deutlich auf 21 gegenüber 16 im Vorjahr angestiegen. Als »aktiv« werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Darüber hinaus waren drei Projekte in Bearbeitung, die bereits vor 2008 ihre Endteufe erreicht hatten, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Zwölf Bohrungen konnten erfolgreich abgeschlossen werden, davon waren zehn öl- bzw. gasfündig und zwei hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« ist erfolgreichen Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, Pilotlöchern oder erfolgreichen technisch bedingten Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen vorbehalten.

Im Gebiet Weser-Ems, dem Revier der Zechstein- und Karbon-Gasfelder, waren im Feld Goldenstedt/Oythe eine Tight-Gas-Bohrung im Karbon, die annähernd horizontal 1,5 km durch die Träger geführt und mehrfach gefract wurde, sowie eine Bohrung im Zechstein des Feldes Bahrenborstel fündig.

Im Gebiet Elbe-Weser, dem Revier der Rotliegend-Gasfelder, wurden in den Feldern Söhlingen und Völkern je eine Bohrung fündig. Im Falle von Söhlingen war es eben-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2008

falls eine Tight-Gas-Bohrung, die das Reservoir mit einer etwa 1,5 km langen Horizontalstrecke und multiplen Frac-Behandlungen aufgeschlossen hat. Darüber hinaus war eine Bohrung in der Erdöllagerstätte Sinstorf im Hamburger-Trog fündig. Im Gebiet nördlich der Elbe wurde im Ölfeld Mittelplate eine Bohrung in den Sandsteinen des Dogger fündig.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Emlichheim vier Bohrungen ölfündig und zwei vorbereitende Pilotlöcher für horizontale Ablenkungen erfolgreich.

2.3 Bohrmeter

In 2007 hatte die Bohrmeterleistung ihren höchsten Wert seit 1999 erreicht. In 2008 konnte die Bohrleistung nicht auf diesem Niveau gehalten werden und ist um 15 % oder etwa 10.000 m zurückgegangen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. In 2008 wurde dieser Mittelwert trotz des deutlichen Rückgangs der Bohrmeter noch um 8 % übertroffen. Die Graphik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Nachdem besonders die Exploration zum guten Ergebnis der Bohrleistung in 2007 beigetragen hat, haben sich die Bohrmeter in dieser Kategorie in 2008 fast halbiert. Auf die Exploration entfielen nur noch knapp 20.000 m; das entspricht etwa 35 % der gesamten Bohrmeter. Mit diesem Wert lagen die Explorationsbohrmeter etwa 4 % unter dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre. Ein deutliches Plus war in der Feldesentwicklung zu verzeichnen. In dieser Kategorie wurden etwa 37.500 m gebohrt. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dieser Wert einem Anstieg von etwa 9.000 m oder fast einem Viertel und gegenüber dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre einem Anstieg von gut 14 %.

Bei der Betrachtung der Bundesländer war die Entwicklung der Bohrmeterleistung sehr unterschiedlich. In Niedersachsen sind die Bohrmeter um 2.000 m gestiegen und der Anteil hat wieder einen üblichen Wert von über 70 % erreicht. Auch in Nordrhein-Westfalen war ein Anstieg um knapp 3.000 m zu verzeichnen, allerdings dadurch bedingt, dass seit vielen Jahren überhaupt wieder eine Bohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht wurde. Die Bohrmeter in Schleswig-Holstein erreichten nicht einmal mehr die Hälfte des Vorjahreswertes. Grund war der positive Ausreißer im Vorjahr aufgrund einer sehr tiefen Nordsee-Bohrung. In

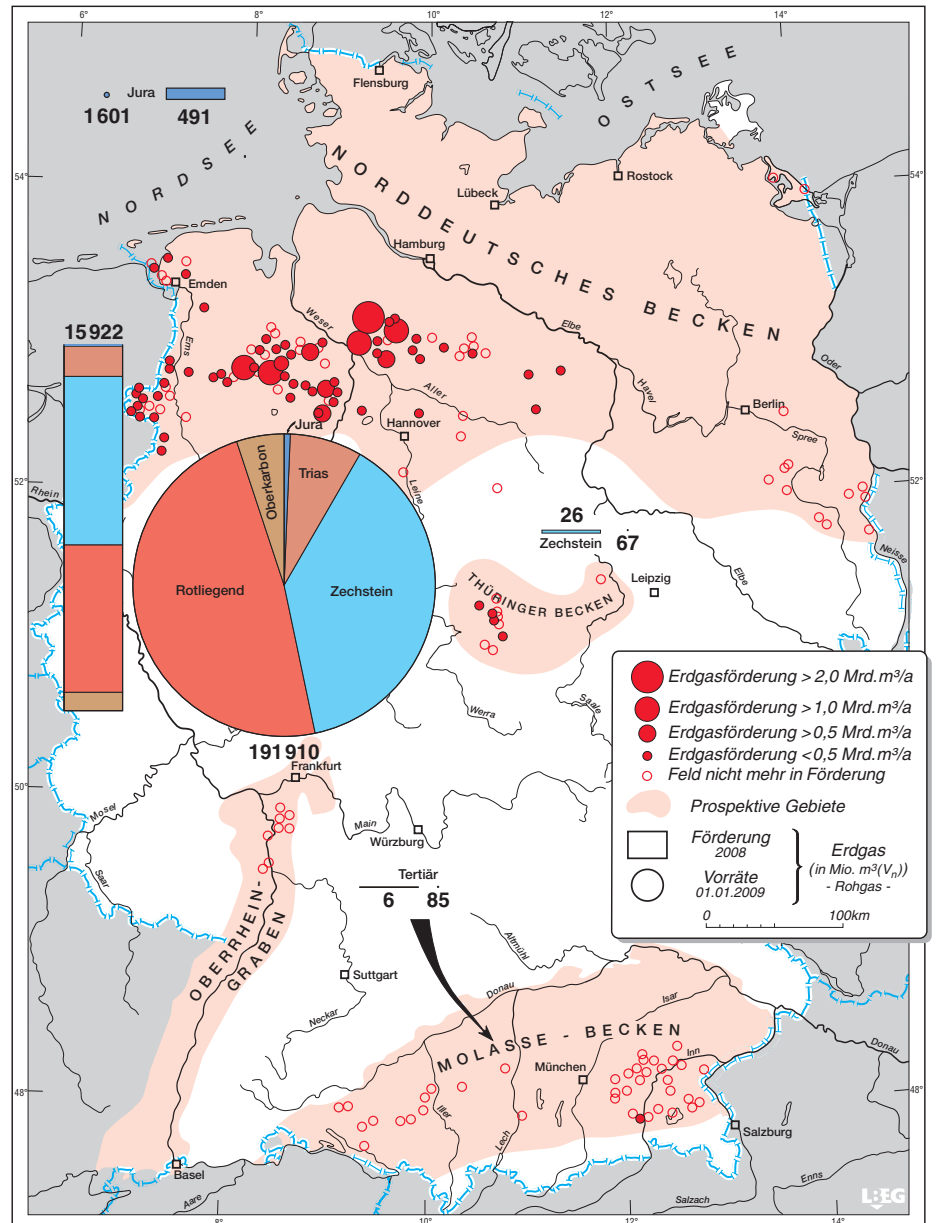
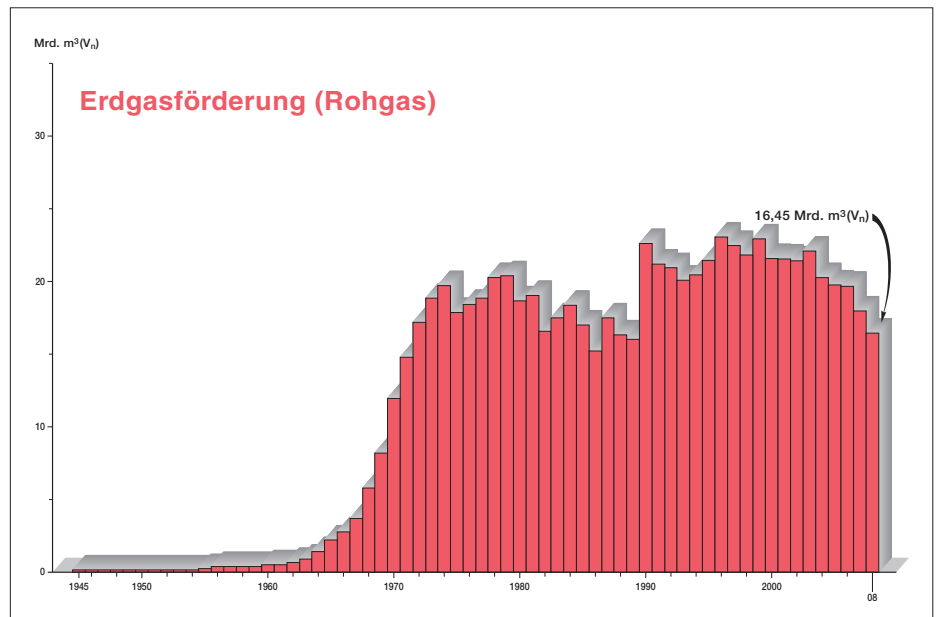


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

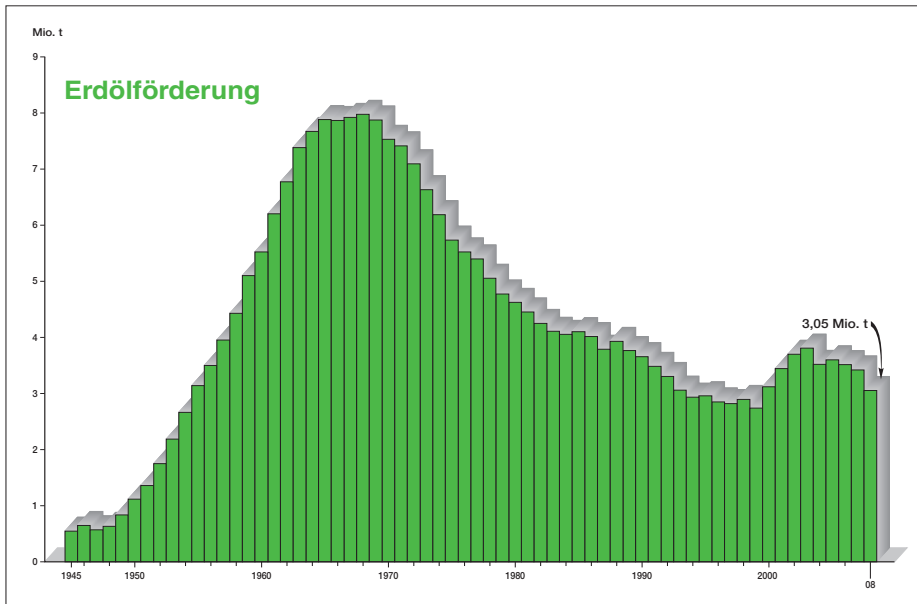


Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2008

←

Bayern haben sich die Bohrmeter halbiert; auch hier war der Grund der positive Ausreißer im Vorjahr. In Rheinland-Pfalz sind die Bohrmeter wieder auf Null zurückgegangen, da in 2008 keine Bohrung zur Erdöl- oder Erdgassuche bzw. -produktion niedergebracht wurde.

3 Geophysik

Der Einsatz geophysikalischer Verfahren zur Erkundung des Untergrundes war in den letzten Jahren auch aufgrund des hohen Erkundungsgrades der bedeutendsten Gebiete recht sparsam. Ausnahmen bildeten die Jahre, in denen große seismische 2D- und 3D-Offshore-Surveys gemessen wurden. Aufgrund vermehrter Aktivitäten war 2008 ein überdurchschnittliches Jahr. So wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 507 km², 211 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf einer Fläche von 220 km² akquiriert.

3D-Seismik

3D-seismische Messungen wurden 2008 ausschließlich onshore durchgeführt. Der Umfang der 3D-Seismik lag etwa 130 km² über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Bezogen auf den Mittelwert der Onshore-Messungen war es mehr als eine Verdopplung des Umfangs. Die seismischen Daten wurden im Rahmen von vier Surveys und überwiegend zur Erkundung des Untergrundes zwecks Erdgasspeicherung erhoben.

Im Südosten Bayerns sucht die RWE Dea AG in ihren Erlaubnissen Deutelhhausen, 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 2008 betrug 325 km².

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 2008 80 km².

Im Rahmen der Untersuchung der Struktur »Hinrichshagen« in Mecklenburg-Vorpommern auf Eignung zur Erdgasspeicherung wurde im Auftrag der ZMB GmbH eine 3D-Seismik mit einer Fläche von 59 km² durchgeführt.

Im Bereich des Erdgasspeichers Berlin wurde Anfang 2008 im Auftrag der GASAG eine Seismik im Umfang von 43 km² akquiriert. Aufgrund der Lage im Stadtgebiet sowie der Wald- und Wasserflächen galten dort besondere Anforderungen für die Pla-

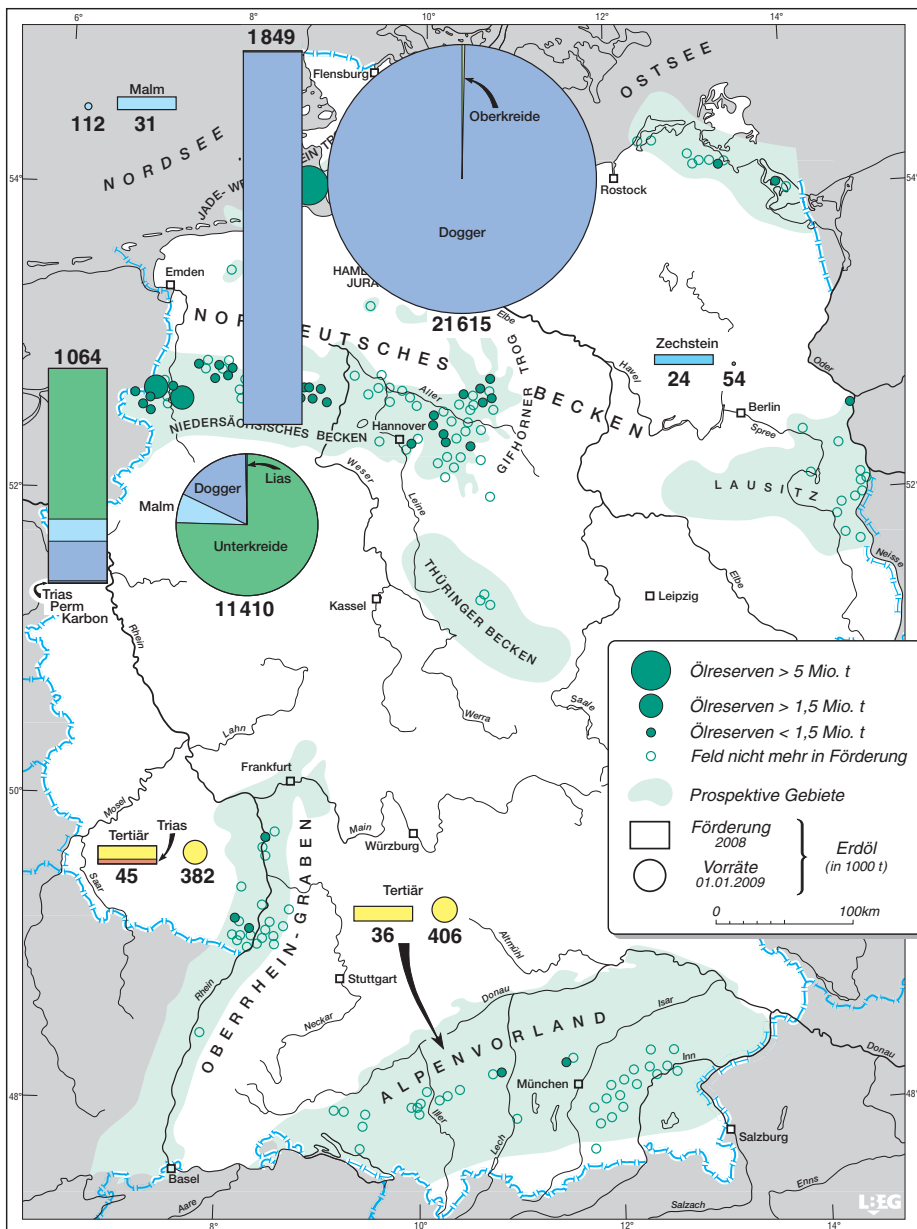


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

nung, Durchführung und Auswertung der Messungen.

2D-Seismik

Auch 2D-seismische Daten wurden 2008 ausschließlich onshore durchgeführt, und zwar im Umfang von 211 Profilkilometern. Dieser Wert entsprach etwa dem Vorjahreswert und lag deutlich über dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre von etwa 130 Profilkilometern.

In 2008 wurden drei Surveys akquiriert. Im Auftrag der ExxonMobil Production Deutschland GmbH wurde der Survey »Lower Saxony Basin« mit 124 Profilkilometern in den Erlaubnisgebieten Bramsche, Dümmersee-Uchte, Minden, Münsterland und Schaumburg gemessen.

Der Survey »Vorhop-Südost 2008« im Erlaubnisgebiet Vorhop-Südost der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH hatte einen Umfang von 35 Profilkilometern.

Die Rohöl-Aufsuchungs AG ließ in ihrem Erlaubnisgebiet Chiemgau den Survey »Teisendorf« mit 52 Profilkilometern aufzeichnen.

Gravimetrie

Zusätzlich ließ die Rohöl-Aufsuchungs AG in ihrem Erlaubnisgebiet Chiemgau den gravimetrischen Survey »Teisendorf« auf einer Fläche von 220 km² mit 342 Messpunkten durchführen.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung²⁾ ist gegenüber dem Vorjahr noch einmal deutlich um 8,4 % auf 16,4 Mrd. m³ zurückgegangen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 100 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen ei-

nem Volumen von 15,4 Mrd. m³. Die weiterhin rückläufige Erdgas-Fördermenge ist im Wesentlichen auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten zurückzuführen.

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 81 Erdgasfelder in Betrieb, also zwei mehr als im Vorjahr. In den Feldern Adorf-Zechstein, Ostervesede und Varenesch wurde wieder produziert, wenn auch nur geringe bis sehr geringe Mengen. Dagegen ruhte die Förderung in Manslagt.

Wie im Vorjahr sind die Fördermengen in Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein (Nordsee) überproportional zurückgegangen. In der Folge ist der relative Anteil Niedersachsen weiter gestiegen (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 94,2 % (93,2 %), Schleswig-Holstein 3,0 % (3,7 %) und Sachsen-Anhalt 2,6 % (2,8 %). Die übrigen Mengen verteilten sich auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 94,8 %, Schleswig-Holstein 3,9 %, Sachsen-Anhalt 1,2 %. 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 45 % der inländischen Förderung in 2008 und aus dem Rotliegend 39 %. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speicher der Trias, des Jura, Karbon und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern hat gegenüber dem Vorjahr deutlich um 10,6 % auf nunmehr 3,05 Mio. t abgenommen (Abb. 6). Die Abnahme ist vor allem auf die geringere Produktion in Mittelplate, aber auch den natürlichen Förderabfall der reifen Felder zurückzuführen, auch wenn in einigen dieser Felder die Fördermengen leicht gesteigert oder stabil gehalten werden konnten.

In Rheinland-Pfalz konnte der überraschen-

de Erdölfund der Geothermiebohrung Speyer GTB 1 weiter erfolgreich erkundet werden. Mit dieser Bohrung war bereits im Jahre 2003 das Speyerer Erdölvorkommen entdeckt worden. Zu seiner weiteren Erkundung wurde die Teilfeldsuchbohrung Römerberg 1 erfolgreich niedergebracht, in der im Berichtsjahr 2008 Förderteste auf den ölführenden, gering durchlässigen Träger im Buntsandstein durchgeführt wurden. Mit diesem Fund hat sich die Anzahl der produzierenden Erdölfelder von 44 auf 45 erhöht. Aufgrund des deutlichen Förderrückgangs in Mittelplate hat sich die Verteilung der Erdölförderung auf die Bundesländer leicht verändert. Der Anteil Schleswig-Holsteins ist um 2,2 % auf 61,2 % zurückgegangen. Auf das Ölfeld Mittelplate/Dieksand entfielen 60,1 % gegenüber 62,2 % im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens ist dagegen um 2,0 % auf 34,8 % gestiegen. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in abnehmender Reihenfolge auf die Länder Rheinland-Pfalz, Bayern, Brandenburg, Hamburg, 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 zwei Drittel der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) etwa ein Viertel.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) lag der Primärenergieverbrauch nach ersten Schätzungen 1,1 % über dem Vorjahreswert: »Zu diesem Anstieg trug vor allem die höhere Nachfrage nach Wärmeenergien als Folge der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Temperaturen bei. Festzustellen ist auch, dass die Nachfrage nach Energieträgern in den Monaten November und Dezember vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen Krisenerscheinungen insbesondere aus dem indu-

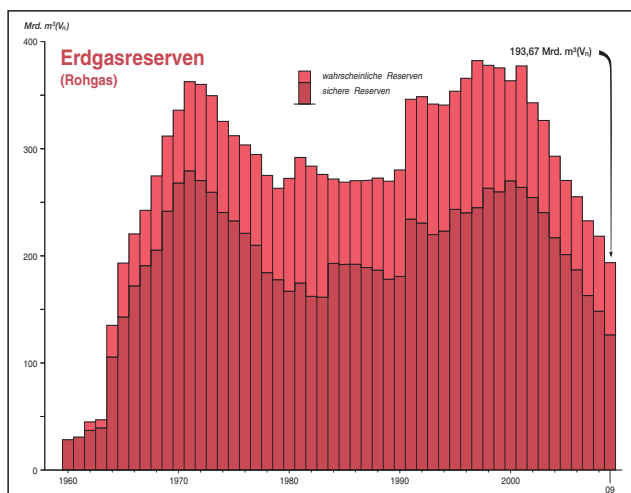


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960–2009

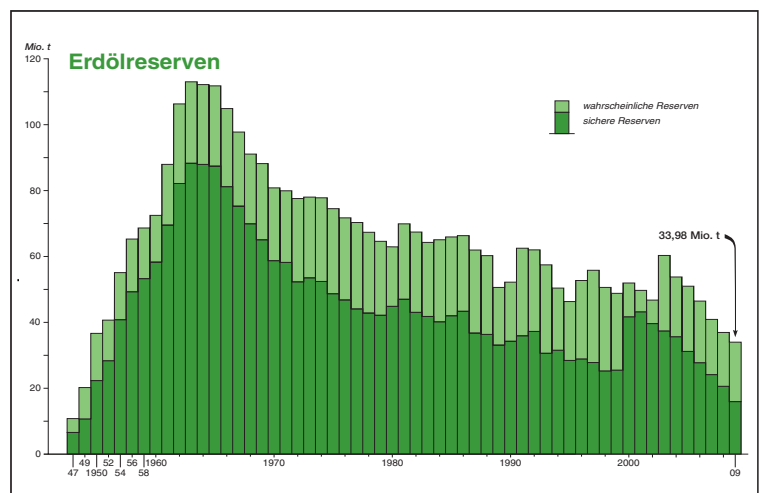


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947–2009

striellen Bereich teilweise kräftig gesunken ist.« Der Erdgasverbrauch war nach AGEB 1,0 % geringer als im Vorjahr und betrug umgerechnet 97,3 Mrd. m³ Reingas; temperaturbereinigt wäre der Verbrauch sogar 3,7 % geringer. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 5,2 % auf 113,7 Mio. t gestiegen; temperatur- und lagerbestandsbereinigt wäre der Ölverbrauch jedoch um 1,5 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. Auf Basis der Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Erdgas- und Erdölförderung von 15,9 % am Erdgasverbrauch und 2,7 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. 1. 2009 auf 194 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven fielen damit um 24,7 Mrd. m³ oder 11,3 % gegenüber dem Vorjahr. Damit hat sich die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre weiter fortgesetzt (Abb. 8). Unter Berücksichtigung der Fördermenge in Höhe von 16,4 Mrd. m³ in 2008 ergibt sich auch

eine Abnahme der ursprünglichen Reserven in Höhe von 8,3 Mrd. m³. Hauptursache dieser Reserveneinbußen war einerseits der Mangel an Explorationserfolgen und andererseits die zunehmende Verwässerung einiger Felder im Gebiet zwischen Weser und Ems, die eine Korrektur der ursprünglichen Reserven erforderte. 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. 2009 auf 34 Mio. t geschätzt und lag damit um knapp 3 Mio. t oder 8 % unter denen des Vorjahres. Damit hat sich die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre auch bei den Ölreserven weiter fortgesetzt (Abb. 9). Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in Höhe von 3,05 Mio. t zeigt sich, dass die ursprünglichen Reserven der Lagerstätten in der Summe wie im Vorjahr bewertet wurden. In den Bundesländern Hamburg, Rheinland-Pfalz, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern konnten die verbleibenden Reserven im Ver-

gleich zum Vorjahr geringfügig angehoben werden. Im Land Brandenburg, besonders aber in den förder- und reservenstärksten Ländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen haben die Reserven in der Größenordnung der Fördermenge abgenommen. Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen. Gegenwärtig liegen etwa 63 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate) und 33 % in niedersächsischen Lagerstätten.

