Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2013

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2013

*Von M. PASTERNAK**

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2013. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil and gas companies and the other state mining offices.

Due to the granting of new licences in the last years, a significant increase of geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was observed in 2012. In 2013 the activities went down, but still exceeded the average of the last years.

The number of exploration wells decreased once again. In 2013 six exploration wells were drilled, compared to nine in the previous year. In addition to that number, another eleven exploration wells were drilled to total depth already before 2013, but not completed by final well results before 2013. Two exploration wells were completed with a final result in 2013. Both of them were dry.

The number of development wells decreased significantly. In 2013 21 wells were drilled, compared to 31 in 2012. Another seven wells were drilled to total depth already before 2013, but not completed by final well results before 2013. Twelve wells were completed successfully and encountered oil or gas pay zones in 2013.

After drilling meterage was above average in the both preceding years it decreased drastically in 2013 by 23,000 m and only amounted to almost 43,500 m.

The natural gas production continued its downward trend. Mainly due to the depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 8.8% compared to the previous year and amounted to 10.7 billion m³ (field quality).

The annual oil production remained relatively stable. Compared to 2012, the production increased slightly by 0.6% to 2.6 million t (including gas condensate). Increasing production in 2013 in more than one third of the oil fields, primarily in the Mittelplate field, could compensate the decrease in production in the other fields.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2012, the reserves decreased by 19.7 billion m³ to 103.6 billion m³ (field quality). Thus the decline was more than the annual production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 1 million tons to 31.5 million t. Thus a portion of the total annual oil production could be replaced by new reserves.

* Michael Pasternak, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Stilleweg 2, Hannover.
E–mail: Michael.Pasternak@lbeg.niedersachsen.de

0179-3187/14/7-8
© 2014 URBAN-VERLAG Hamburg/Wien GmbH

Kurzfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2013. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Infolge der Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren waren die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten in 2012 deutlich anstiegen. In 2013 sind die Aktivitäten zwar zurückgegangen, lagen aber immer noch über dem Durchschnitt der letzten Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist nochmals gesunken, und zwar von neun im Vorjahr auf nunmehr sechs. Weitere elf Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2013 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zwei Explorationsbohrungen wurden in 2013 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; beide waren nicht fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 2012 deutlich von 31 auf 21 zurückgegangen. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2013 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zwölf Bohrungen wurden in 2013 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- oder gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Nachdem die Bohrmeterleistung in den beiden Vorjahren überdurchschnittlich hoch ausgefallen war, hat sie in 2013 drastisch um 23.000 m abgenommen und belief sich auf nur noch knapp 43.500 m.

Der negative Trend der Erdgasförderung hat sich fortgesetzt. Vor allem aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten wurden gegenüber dem Vorjahr 8,8 % weniger gefördert. Die Jahresfördermenge betrug 10,7 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Erdölförderung blieb annähernd stabil. Gegenüber dem Vorjahr ist sie geringfügig um 0,6 % auf etwa 2,6 Mio. t (inkl. Kondensat) angestiegen. In 2013 konnten höhere Fördermengen in mehr als einem Drittel der Felder, besonders in Mittelplate, den Förderrückgang in den anderen Ölfeldern kompensieren.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzen Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 19,6 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 103,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also überproportional zur Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist um 1 Mio. t gesunken und betrug 31,5 Mio. t. Ein Teil der Fördermenge konnte also durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

1 Einleitung

Dieser Artikel fasst die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2013 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 Deutschland 2013« 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.

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. 1 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2013. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär**

Abb. 2 **Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2013. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein**

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

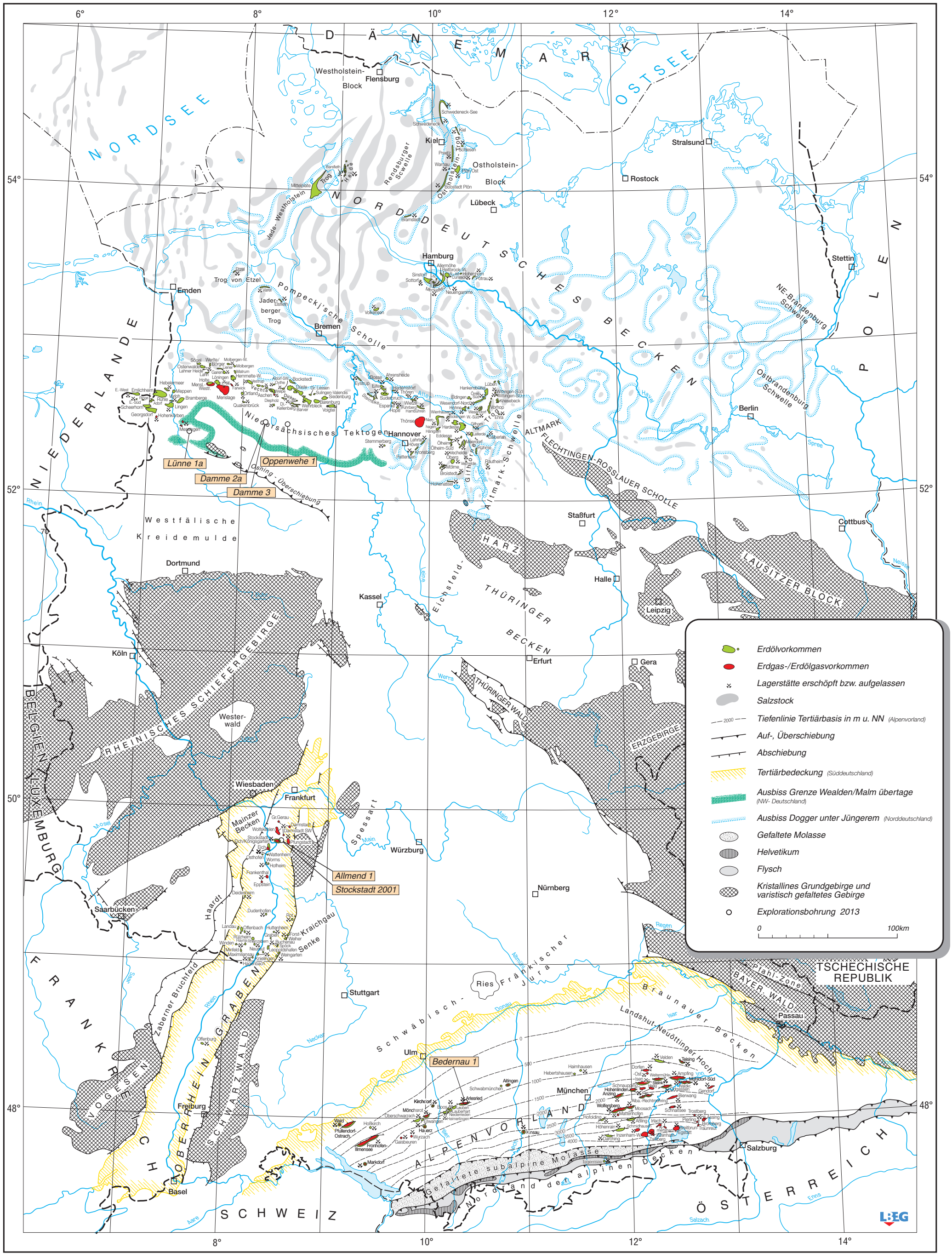

Abb. 1

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

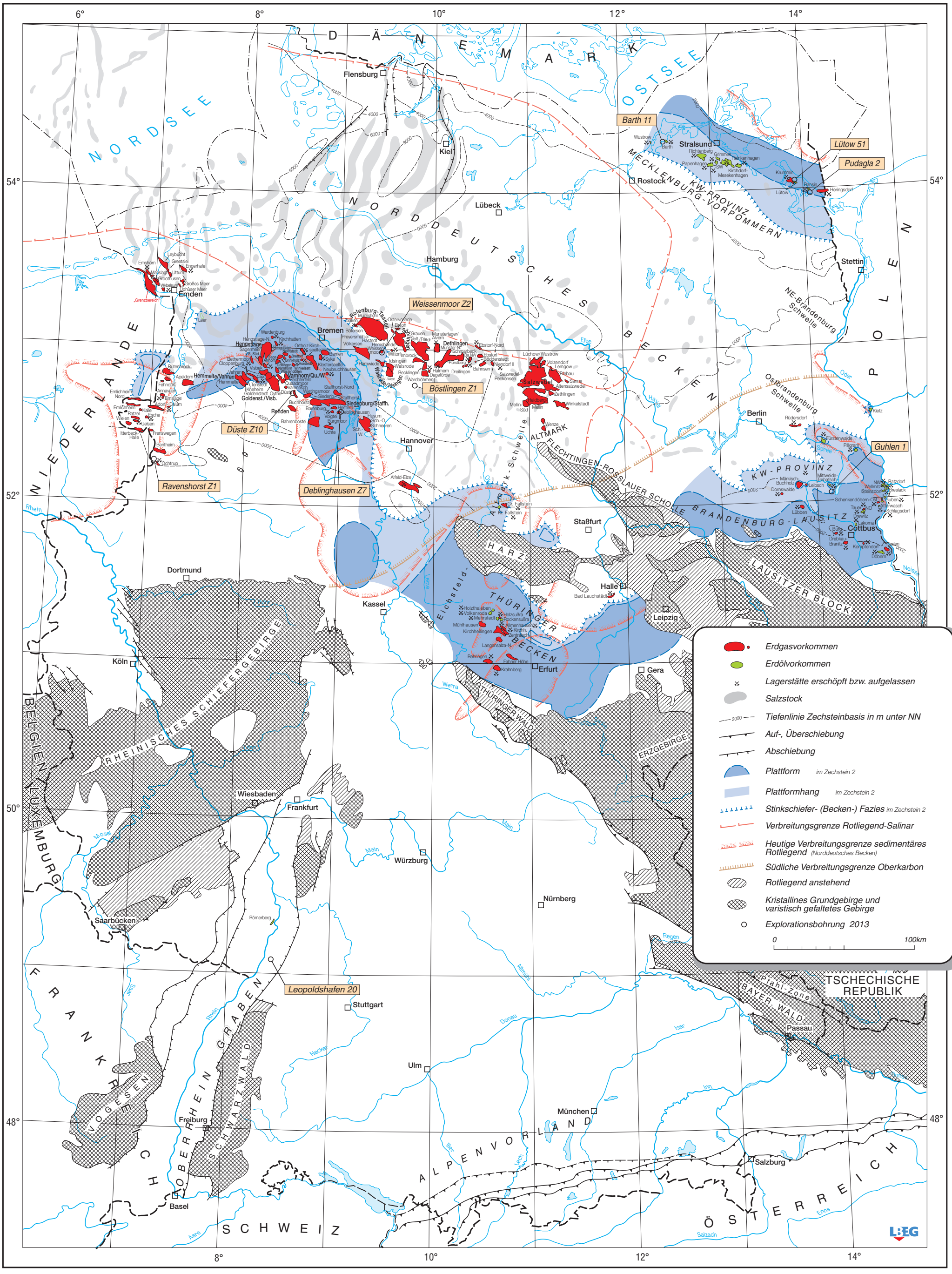

Abb. 2

2 Bohrtätigkeit

Die Bohraktivität ist, gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter, drastisch zurückgegangen. So hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 40 im Vorjahr auf 27 abgenommen. Die Bohrmeterleistung verzeichnete gegenüber dem Vorjahreswert einen Rückgang um fast 40 % und hat einen der geringsten Werte seit Bestehen der Bundesrepublik erreicht.

Dabei waren die relativen Änderungen in den unterschiedlichen Bohrungskategorien fast identisch. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber dem Vorjahr von neun um 33 % auf sechs zurückgegangen und die Bohrmeter haben um 38 % abgenommen.

Eine einfache Analyse des Rückganges der Explorationsbohrtätigkeit ist nicht möglich, da aufgrund der geringen Bohrungsanzahl und der großen jährlichen Schwankungen keine klaren Trends auszumachen sind. Sicherlich haben aber die Folgen der öffentlichen Diskussion um die Erdgasförderung und hydraulische Stimulationen der letzen Jahre, insbesondere in Niedersachsen, zum Rückgang der Bohrtätigkeit beigetragen. Wäre nicht ein Teil des Rückganges durch die wieder aufgelebten Aktivitäten z. B. im Oberrheintal oder in Nordostdeutschland aufgefangen worden, sähe die jüngste Entwicklung der Explorationsbohrtätigkeit noch deutlich schlechter aus.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von 31 im Vorjahr um 32 % auf 21 zurückgegangen. In der Folge waren auch die Bohrmeter in dieser Kategorie entsprechend rückläufig, und zwar um 40 %.

Mit verantwortlich für den drastischen Rückgang der Bohraktivität in der Feldesentwicklung ist ein statistischer Basiseffekt, der auf die Bohrkampagne im Feld Emlichheim zurückzuführen ist. Diese Kampagne wurde in 2012 abgeschlossen und war für eine überdurchschnittlich hohe Bohraktivität in den Jahren 2011 und 2012 verantwortlich: Wurden im Feld Emlichheim in 2012 noch 14 Bohrungen gebohrt, so waren es in 2013 nur noch drei Bohrungen. Hinsichtlich der Bohrmeter in der Feldesentwicklung war die rückläufige Anzahl der Emlichheim-Bohrungen für etwa die Hälfte des Rückgangs verantwortlich.

Tabelle 1 **Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2013**

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
Oder/Neiße–Elbe			
Barth 11*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Guhlen 1*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Lütow 51*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Pudagla 2*	CEP	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Weser–Elbe			
Böstlingen Z1*	RWE Dea	Rotliegend	n.k.E.
Weser–Ems			
Damme 2a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
Damme 3*	EMPG	Wealden	n.k.E.
Lünne 1a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
Oppenwehe 1*	EMPG	Wealden, Lias	n.k.E.
Westlich der Ems			
Ravenshorst Z1	GDF SUEZ	Oberkarbon	fehl
Oberrheintal			
Allmend 1	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
Leopoldshafen 20	GDF SUEZ	Buntsandstein	n.k.E.
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
Weser–Elbe			
Weissenmoor Z2	RWE Dea	Rotliegend	bohrt
Weser–Ems			
Deblinghausen Z7	EMPG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Düste Z10*	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
Oberrheintal			
Stockstadt 2001	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
Alpenvorland			
Bedernau 1*	Wintershall	Baustein-Sch.	fehl

Status mit Stand vom 31. Dezember 2013;
*: Endteufe vor 2013 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.

CEP – CEP Central European Petroleum GmbH; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; Rhein Petrol. – Rhein Petroleum GmbH; RWE Dea – RWE Dea AG; Wintershall – Wintershall Holding GmbH

2.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2013 werden insgesamt 17 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten sechs aktiven Bohrungen und weiteren elf Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2013 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden drei Bohrungen abgeteuft; das war eine weniger als im Vorjahr. Erstmals seit 1992 wurden wieder Aufschlussbohrungen für Kohlenwasserstoffe im Oberrheintal niedergebracht. Dort sollten zwei Bohrungen in den Pechelbronner Schichten beziehungsweise im Buntsandstein Erdöllagerstätten nachweisen. Mit einer weiteren Bohrung, deren Bohrarbeiten bereits in 2012 begonnen hatten, wurde im südwestlichen Niedersachsen in den Sandsteinen des Oberkarbon eine Gaslagerstätte gesucht.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie der norddeutschen Gasfelder Weissenmoor und Deblinghausen niedergebracht.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde nach 2009 in der bayerischen Westmolasse nunmehr auch im Oberrheintal eine Bohrung abgeteuft, und zwar um das bereits 1994 aufgegebene Ölfeld Stockstadt erneut zu erschließen.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt wer-

den. Die Lagepunkte der Bohrungen sind mit in den Abbildungen 1 und 2 dargestellt.

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder/Neiße–Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP[1)]) (Abb. 2) wurde die Untersuchung des Staßfurt-Karbonats der Struktur Barth bei Saal in Mecklenburg-Vorpommern nach über 30 Jahren erneut aufgenommen. Die letzte Ölbohrung im Bereich dieser Struktur war die Bohrung Barth 9 aus dem Jahre 1978. Die bislang einzige produzierende Sonde war die Bohrung Barth 6 aus dem Jahre 1965. Die Produktion war bereits in 1986 bei einer kumulativen Fördermenge von etwas mehr als 1000 t aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1.000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3.863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. Die Bohrung ist gegenwärtig in Vorbereitung weiterer Testarbeiten vorübergehend eingeschlossen.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatsch, wurde die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Abb. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung war das Staßfurt-Karbonat in einer Antiklinalstruktur, die in den seismischen Profilen der Messungen aus den Jahren 2009/10 identifiziert wurde. Nebenziel war das Rotliegend, das in einer etwa 12 km westlich gelegenen Bohrung im Jahre 1981 ölführend nachgewiesen worden war. Die Bohrung Guhlen 1 hat das Staßfurt-Karbonat und den potenziellen Träger im Rotliegend wie geplant aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.910 m im sedimentären Rotliegend eingestellt. Die Bohrung wurde teilverfüllt und im Bereich des ölführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Auf der Insel Usedom wurde die Bohrung **Lütow 51** (CEP) (Abb. 2) niedergebracht. Der Ansatzpunkt liegt am Westufer des Achterwassers etwa 1.000 m nordöstlich des größten ostdeutschen Erdölfeldes Lütow, das sich seit 1966 in Produktion befindet. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage des Staßfurt-Karbonats etwa 2 km nordöstlich des Feldes Lütow definiert. Da das Zielgebiet der Bohrung unter dem Achterwasser liegt, wurde die Bohrung gerichtet von Land aus gebohrt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat mit Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.930 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Etwa 10 km weiter südöstlich, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pudagla 2** (CEP) (Abb. 2) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuft. Das Zielgebiet der Bohrung ist durch eine lokale Hochlage 1,7 km westlich des Ölfundes Bansin definiert. Die wenig ergiebige Lagerstätte wurde in den Jahren 1983 bis 1988 durch drei Bohrungen (Bansin 4, 5 und 6) getestet und hat bis zur Aufgabe 1988 kumulativ knapp 200 t gefördert. Da das Ziel der Bohrung etwa 2.700 m unterhalb des Achterwassers liegt, wurde die Bohrung als Richtbohrung von Land aus durchgeführt. Aufgrund technischer Probleme konnte die Bohrung nicht vor dem Erreichen des Zeitfensters, für das Bohrarbeiten aus Naturschutzgründen ausgeschlossen waren, und somit nicht in 2011 zum Abschluss gebracht werden. Deshalb wurde die Bohrung bei 3.126 m im unteren Salz der Leine-Folge stehend eingeschlossen. Die Bohrarbeiten wurden Anfang April 2012 wieder aufgenommen. In einer Entfernung von etwa 1750 m nordwestlich des Ansatzpunktes wurde das Staßfurt-Karbonat ölführend in anderer struktureller Situation als im benachbarten Bansin-Fund aufgeschlossen. Die Bohrung wurde bei einer Endteufe von 3.830 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Im Dezember 2012 wurde ein Fördertest auf das ölführende Staßfurt-Karbonat durchgeführt. Die Auswertung und Bewertung der Bohrergebnisse war zum Jahresende 2013 noch nicht abgeschlossen.

Gebiet Elbe–Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Abb. 2) 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/Wardböhmen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt mehr als 2 km südlich vom Zielgebiet entfernt. 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 Teste 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-Erweiterung wurde in 2008 die Bohrung **Damme 2** (EMPG) (Abb. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Nachdem die Bohrung einen knapp 700 m mächtigen Wealden und einen etwa 30 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft hatte, wurde sie in einer Teufe von 3.340 m im Lias Delta eingestellt. Um den Posidonienschiefer optimal kernen zu können, wurde die Bohrung zur **Damme 2a** abgelenkt. Auch die Ablenkung hatte ihre Endteufe bereits in 2008 erreicht, und zwar in einer Teufe von 3.333 m im Lias Delta. Der Wealden und der Posidonienschiefer wurden für weiterführende Laboruntersuchungen mit insgesamt drei Kernen beprobt. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 70 m südwestlich der Damme 2 wurde in 2008 die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Abb. 1) abgeteuft. Sie hatte ebenfalls das Ziel, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden zu bewerten. Die Bohrung hat entsprechend der Damme 2 einen knapp 700 m mächtigen Wealden aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1.610 m unterhalb des Wealden in der Serpulit-Folge eingestellt. Der Wealden wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Nachdem im Bereich des Wealden in drei stratigraphischen Niveaus Frac-Behandlungen durchgeführt worden waren, wurde dieser Abschnitt zur Abschätzung des Förderpotenzials getestet. Bislang hat die Bohrung kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Abb. 1) abgeteuft. Auch sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden soll. Der Wealden wurde in einer Mächtigkeit von etwa 550 m angetroffen, der Posidonienschiefer in einer Mächtigkeit von knapp 25 m. In beiden Formationen wurde für weiterführende Laboruntersuchungen umfangreich gekernt. Die Bohrung wurde bei 1.575 m wie geplant im Keuper eingestellt und zur **Lünne 1a** abgelenkt, um den Posidonienschiefer horizontal aufzuschließen. Nach einer Strecke von knapp 250 m im Posidonienschiefer wurde die Bohrung bei einer Endteufe von 1.677 m eingestellt. Eine hydraulische Trägerstimulation, die zur Ermittlung des Förderpotenzials erforderlich

[1)] federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1.

ist und direkt im Anschluss an das Abteufen in 2011 geplant war, steht noch aus.
Bereits in 2008 wurde in der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen, die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) (Abb. 1) mit dem Ziel abgeteuft, das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers zu bewerten. Die Bohrung hat einen etwa 600 m mächtigen Wealden und einen etwa 35 m mächtigen Posidonienschiefer durchteuft und wurde bei einer Endteufe von 2.660 m im Lias Delta eingestellt. Im Bereich des Wealden und des Posidonienschiefers wurden für weiterführende Laboruntersuchungen elf Kerne gezogen. Die Bohrung hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet westlich der Ems

In der Erlaubnis Lingen haben Ende des Jahres 2012 die Bohrarbeiten der Bohrung **Ravenshorst Z1** (GDF SUEZ) (Abb. 2) begonnen. Die Bohrung sollte die Sandsteine des Oberkarbon in einer Monoklinalstruktur untersuchen, die in der 3D-Seismik »Twente« kartiert wurde. Die Struktur Ravenshorst liegt auf dem nordwestlich streichenden Strukturzug Ochtrup/Bardel. Auf diesem Strukturzug konnte im Jahr 1990 etwa 6 km südöstlich des Ansatzpunktes der Ravenshorst Z1 die nordrhein-westfälische Erdgaslagerstätte Ochtrup nachgewiesen werden. Es war geplant, zunächst ein Pilotloch zu bohren, das die nordöstlich einfallenden Sandsteine des Oberkarbon mit einem geneigten Bohrloch »auffädelt«. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung zu einem horizontalen Bohrloch, das die Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1.000 m aufschließt, abgelenkt werden. Zum Jahresende 2012 stand die Bohrung bei 1.957 m im Leine-Karbonat. Anfang 2013 hat die Bohrung die Zielhorizonte erreicht und wurde bei 2.866 m im Karbon eingestellt. Die Bohrung hatte zwar Gasanzeichen, doch die Ergebnisse der Loginterpretation hinsichtlich Speichereigenschaften und Gassättigung konnten keinen Test rechtfertigen. Die Bohrung ist damit nicht fündig.

Oberrheintal

Mit den Bohrungen Allmend 1 der Rhein Petroleum GmbH und Leopoldshafen 20 der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH wurden seit mehr als 20 Jahren wieder Aufschlussbohrungen zum Nachweis neuer KW-Lagerstätten im Oberrheingraben niedergebracht.
Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölbungsstruktur an einer mehr oder weniger parallel zum Grabenrand verlaufenden Abschiebung zu erkunden. Zielhorizont waren die Pechelbronner Schichten, die analog zum westlich benachbarten ehemaligen Ölfeld Stockstadt, aber eine Grabenscholle tiefer, ölführend erhofft wurden. Nebenziel war das weitgehend unerkundete Rotliegend direkt unterhalb der Pechelbronner Schichten. Die Bohrung wurde vom gleichen Bohrplatz wie die Bohrung Stockstadt 2001 (siehe Abschnitt Wiedererschließungsbohrungen) gebohrt. Der geplante Landepunkt der Bohrung Allmend 1 liegt etwa 1 km südöstlich des gemeinsamen Bohrplatzes. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten mit z. T. guten Ölanzeichen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.885 m im Rotliegend eingestellt. Für den Anfang des Jahres 2014 waren zusätzliche Messungen im Bohrloch geplant, deren Ergebnisse die Entscheidungsgrundlage für eine längere Testförderung liefern sollten.
Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (GDF SUEZ) (Abb. 2) wurde eine Hochlage des Buntsandstein - analog zum Ölfund Römerberg - in ca. 2.500 m Tiefe westlich des Altfeldes Leopoldshafen auf Ölführung hin untersucht. Die geologische Struktur konnte mittels der im Jahre 2012 gemessenen 3D-seismischen Daten im Detail nachgewiesen und kartiert werden. Aufgrund von obertägigen Gegebenheiten liegt der Ansatzpunkt der Bohrung etwa 1,5 km südöstlich vom Landepunkt entfernt. Nachdem die Bohrung ihren Zielhorizont, den Buntsandstein, erreicht hatte, wurde sie bei 3.731 m Endteufe – aufgrund der starken Ablenkung entspricht das 3.224 m unter Geländeoberkante – eingestellt. Nach einem Gestängetest auf den Oberen Buntsandstein wurde der tiefere Teil des Bohrloches im Bereich des Buntsandstein verfüllt. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2013 noch nicht fest.

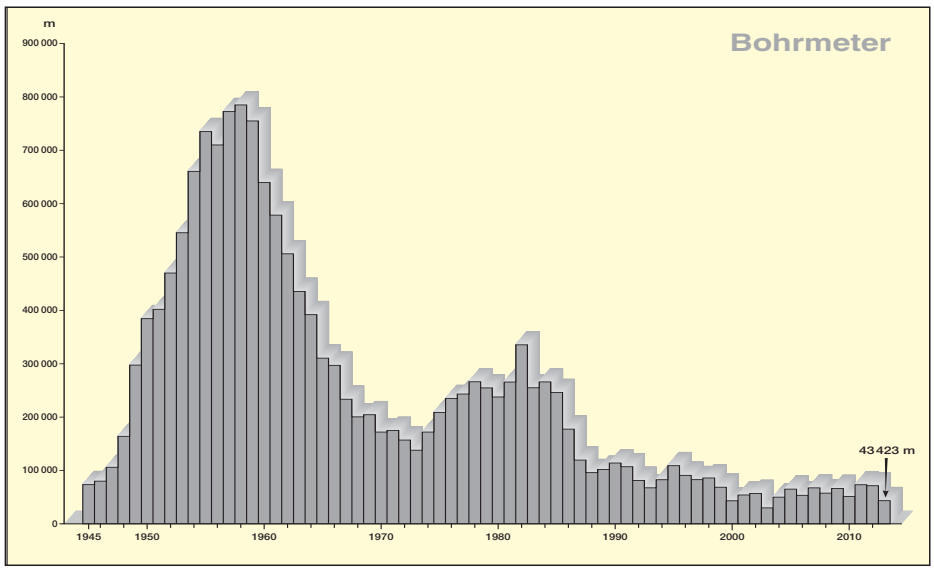

Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2013

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Ziel der Bohrung **Weissenmoor Z2** (RWE Dea) (Abb. 2) ist die Erschließung zusätzlicher Reserven auf einer Hochscholle an der südwestlichen Flanke des Gasfeldes Weissenmoor. Primärziel der geplanten Bohrung sind die Rotliegend-Sandsteine der Havel-Subgruppe. Zusätzliches Potenzial wird den Sandsteinen des stratigrafisch höher liegenden Niendorf-Member zugeschrieben. Aus diesen Sandsteinen fördert die etwa 1,5 km nördlich liegende Bohrung Weissenmoor Z1, nachdem der Havel-Sandstein nach kurzer Förderdauer verwässert war. Bohrbeginn war im Dezember 2013. Zum Jahresende 2013 stand die Bohrung bei 1.355 m in der Oberkreide.

Gebiet Weser–Ems

Die Bohrung **Deblinghausen Z7** (EMPG) (Abb. 2) sollte das autochthone Staßfurt-Karbonat auf einem durch Störungen abgetrennten, ungetesteten Block südlich der produzierenden Bohrungen Deblinghausen Z5 und Z6a auf Gasführung untersuchen. Zum Jahresende 2013 stand die Bohrung bei 3.153 m im Zechstein-Salinar. Anfang 2014 traf die Bohrung im Bereich des Leine-Anhydrits eine Störungszone an, die vermutlich mit einem im Druck abgesenkten Staßfurt-Karbonat im Liegenden in dynamischer Verbindung steht, und hatte starke Spülungsverluste. Daraufhin wurde die Bohrung eingestellt und zur Deblinghausen Z7a abgelenkt.
Die Bohrung **Düste Z10** (Wintershall) (Abb. 2) sollte das Potenzial der bekannten Tight-Gas-Lagerstätte Düste in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden. Die Struktur Düste wurde bereits 1995 mit der Explorationsbohrung Düste Z9a gasführend getestet, aber technische Umstände machten eine detailliertere Untersuchung der Karbon-Sandsteine und eine wirtschaftliche Förderung trotz Frac-Behandlungen mehrerer Sandstein-Horizonte damals nicht möglich. Wichtige Ziele der Bohrung Düste Z10 waren der Aufschluss von mindestens 400 m Karbon, die Erkundung des Gas-Wasser-Kontaktes, des Einfallens und Streichens der Schichten, der Porositätsverteilung in den Sandsteinen und der Klüftigkeit der Gesteine. Der geplante Landepunkt der Bohrung

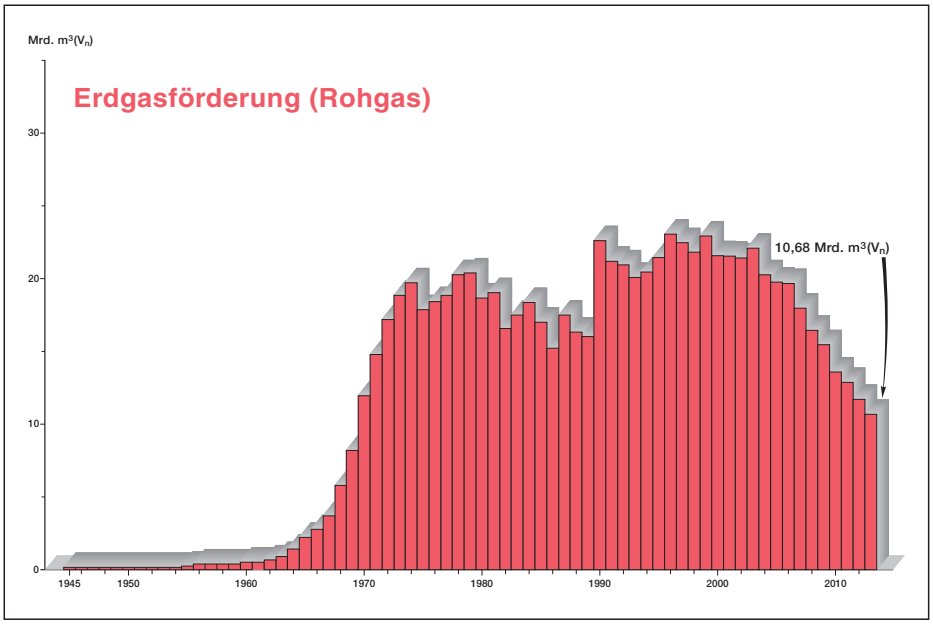

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2013
⇐

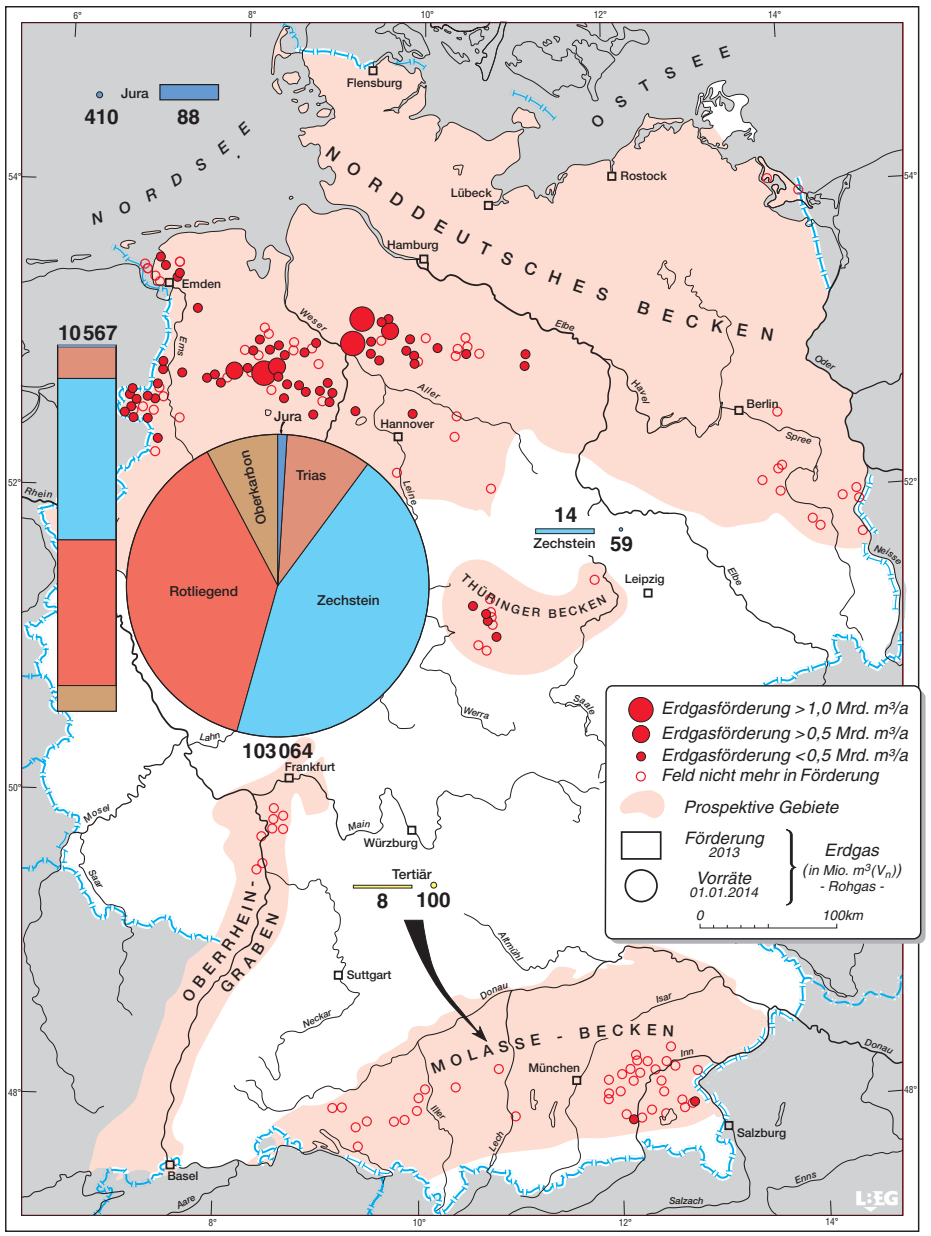

Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Die Bohrung hat die Karbon-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen, den Gas-Wasser-Kontakt durchteuft und wurde bei 4.380 m eingestellt. Zur Ermittlung der Speichereigenschaften der Träger wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von knapp 130 m gezogen. Zur Ermittlung des Förderpotenzials sind vorab hydraulische Stimulationen der Träger erforderlich. Entsprechende bergrechtliche Genehmigungen wurden beantragt.

2.1.3 Wiedererschließungsbohrungen

Oberrheintal

Die Bohrung **Stockstadt 2001** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) diente der Untersuchung der bis 1994 geförderten Erdöllagerstatte Stockstadt. Die Erdöllagerstätte Stockstadt hatte seit 1952 etwa 1 Mio. t Erdöl gefördert und liegt mit dieser Fördermenge hinter den immer noch fördernden Lagerstätten Landau und Eich auf Platz drei in der Rangfolge der förderstärksten Erdölfelder des Oberrheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturhöchsten Teil der Lagerstätte. Insbesondere sollten sowohl Beschaffenheit und Poreninhalt des ölführenden Speichergesteins, den Pechelbronner Schichten, mit modernen Bohrlochmessinstrumenten geprüft als auch eine zeitlich begrenzte Testproduktion gefahren werden, die Aufschluss über die Gewinnbarkeit des Erdöls erbringen sollte. Die Bohrung hat die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1.600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2.215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. Eine Testförderung war für Anfang 2014 geplant. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) (Abb. 1) wurde in 2009 nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzen Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebener Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises, gebohrt. Die Bohrung 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 Öl-

mengen 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. Nach den Testergebnissen ist der Träger entgegen den Erwartungen hoch verwässert. In 2013 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, ist die Anzahl der aktiven Bohrungen wie bereits weiter oben erwähnt gegenüber 2012 nochmals deutlich von 31 auf 21 zurückgegangen. Darüber hinaus waren sieben weitere Bohrprojekte in Bearbeitung, die bereits vor 2013 ihre Endteufe erreicht hatten, aber vor 2013 noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

Insgesamt wurden 12 Bohrungen mit einem erfolgreichen Ergebnis abgeschlossen; davon waren neun öl- bzw. gasfündig und drei hatten ihr Ziel erreicht. Zwei Bohrungen gingen fehl. 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 bedingte Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen.

Im Gebiet nördlich der Elbe waren in der Öllagerstätte Mittelplate/Dieksand zwei Bohrungen fündig und ein »spy hole« hat sein Ziel erreicht.

Im Gebiet Elbe–Weser, dem Revier der Rotliegend-Gasfelder, waren in den beiden Feldern Becklingen und Völkersen je eine Bohrung fündig.

Im Gebiet Weser–Ems, dem Revier der Buntsandstein-, Zechstein- und Karbon-Gasfelder, wurden drei Bohrungen gasfündig und zwar je eine Bohrung in den Zechstein-Lagerstätten Brettorf/Brinkholz/Neerstedt, Goldenstedt/Visbek und Staffhorst-Nord/Päpsen.

In der Erdölregion westlich der Ems war im Feld Emlichheim eine Bohrung ölfündig und zwei technische Ablenkungen defekter Sonden hatten ihr Ziel erreicht.

Im Alpenvorland wurde eine Bohrung im Ölfeld Schwabmünchen fündig gemeldet.

2.3 Bohrmeter

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2011 den höchsten Wert seit 1998 erreicht hatte und in 2012 nur geringfügig zurückgegangen war, hat sie in 2013 drastisch um 23.000 m abgenommen und belief sich auf nur noch knapp 43.500 m.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrungskategorien, wird in diesem Artikel zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. In 2013 lag die Bohrleistung um etwa 20.000 m oder 39 % unter diesem Mittelwert und hat einen der geringsten Werte seit Bestehen der Bundesrepublik erreicht. Die Grafik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung ungewöhnlich gleichförmig. In beiden Kategorien ist die Bohrmeterleistung im Vergleich zum Vorjahreswert um knapp 40 % zurückgegangen.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um etwa 8.700 m oder 38,1 % auf etwa 14.000 m gesunken und lagen damit auch deutlich unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, und zwar um 37,2 % oder mehr als 8.000 m.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um mehr als 19.000 m oder 39,7 % abgenommen und sind auch erheblich hinter dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre zurückgeblieben, und zwar um 29,4 % oder mehr als 12.000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 67 % an den gesamten Bohrmetern war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 65 % in etwa durchschnittlich.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter ist deutlich von den wieder aufgelebten Bohraktivitäten der Exploration im Oberrheintal geprägt. Diese in Hessen und Baden-Württemberg gelegenen Bohrungen stellten in 2013 einen Anteil von 20 % der gesamten Bohrmeter. Ebenfalls etwa 20 % der Bohrmeter trugen Produktionsbohrungen aus Schleswig-Holstein (Mittelplate) bei. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in Hessen und Schleswig-Holstein war der niedersächsische Anteil mit 59 % jedoch unterdurchschnittlich.

3 Geophysik

Die Vergabe von neuen Erlaubnissen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in den letzten Jahren hatte in 2012 zu einem deutlichen Anstieg der geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas geführt. Der Umfang der Aktivitäten ist in 2013 gegenüber dem Vorjahr zwar zurückgegangen, lag aber immer noch über dem Durchschnitt der letzten Jahre. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 649 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 106 Profilkilometern. Darüber hinaus wurden gravimetrische Daten auf einer Fläche von 250 km² mit 1.352 Messpunkten erhoben. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 440 km² 3D-Seismik und knapp 190 Profilkilometern 2D-Seismik war auch 2013 ein überdurchschnittliches Jahr.

3.1 3D-Seismik

In 2013 wurden drei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt.

Nach den umfangreichen 3D-seismischen Messungen im Oberrheintal in 2012 wurde im laufenden Jahr die Datenakquisition des Surveys »Mittlerer-Oberrhein-West«, die bereits in 2012 begonnen hatte, fortgesetzt (Anteil 2013: 241 km²). Der gesamte Survey hat eine Fläche von 375 km² und wurde von der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH operiert. Er überdeckt die Erlaubnisgebiete Bergzabern, Germersheim, Hagenbach, Herxheimweyher, Hochstadt, Kandel, Kuhardt, Maximiliansau, Offenbach/Pfalz, Römerberg und Steinfeld, bzw. Teile davon. Ursprünglich war der Survey auf eine Fläche von etwa 550 km² ausgelegt. Aufgrund von Belangen des Naturschutzes (Beginn der Vegetationsperiode sowie der Setz- und Brutzeiten) mussten die Feldarbeiten jedoch im Frühjahr 2013 zunächst beendet werden. Einige Gebiete im Westen der geplanten Fläche konnten deshalb bisher nicht mit in die Untersuchungen einbezogen werden, u.a. das Gebiet des Erdölfeldes Landau.

In Niedersachsen wurde der Survey »Wettrup/Hümmling« in den Erlaubnisgebieten Hümmling und Wettrup-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH jahresübergreifend von 2012 nach 2013 mit einer Fläche von 207 km² (Anteil 2013: 134 km²) aufgenommen.

In Brandenburg wurde im Erlaubnisgebiet Lübben der CEP Central European Petroleum GmbH der Survey »Lübben 3D« mit einer Fläche von 274 km² durchgeführt.

3.2 2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden nur in Brandenburg im Erlaubnisgebiet Reudnitz der Bayerngas GmbH im Umfang von 106 Profilkilometern akquiriert.

3.3 Gravimetrie

In 2013 wurden zwei gravimetrische Surveys durchgeführt. Sie lagen beide in Niedersachsen. In den Erlaubnisgebieten Ahrensheide und Hamwiede wurde im Auftrag der ExxonMobil Production Deutschland GmbH der Survey Ahrensheide-Hamwiede 2013 mit einer Fläche von 125 km² und 986 Messpunkten durchgeführt.

In den Erlaubnisgebieten Hümmling und Wettrup-Verkleinerung der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH wurde in Ergänzung zur 3D-Seismik Hümmling/Wettrup der Survey Hümmling auf einer Fläche von 125 km² mit 366 Messpunkten aufgenommen.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische Erdgasförderung[2)] war auch in 2013 weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 1 Mrd. m³ oder 8,8 % auf 10,7 Mrd. m³ abgenommen

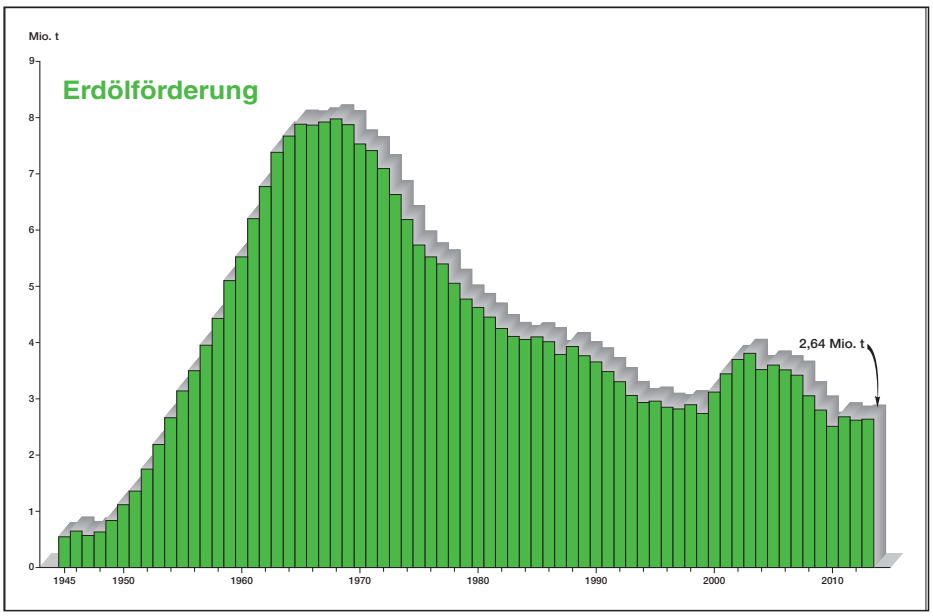

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2013

⇐

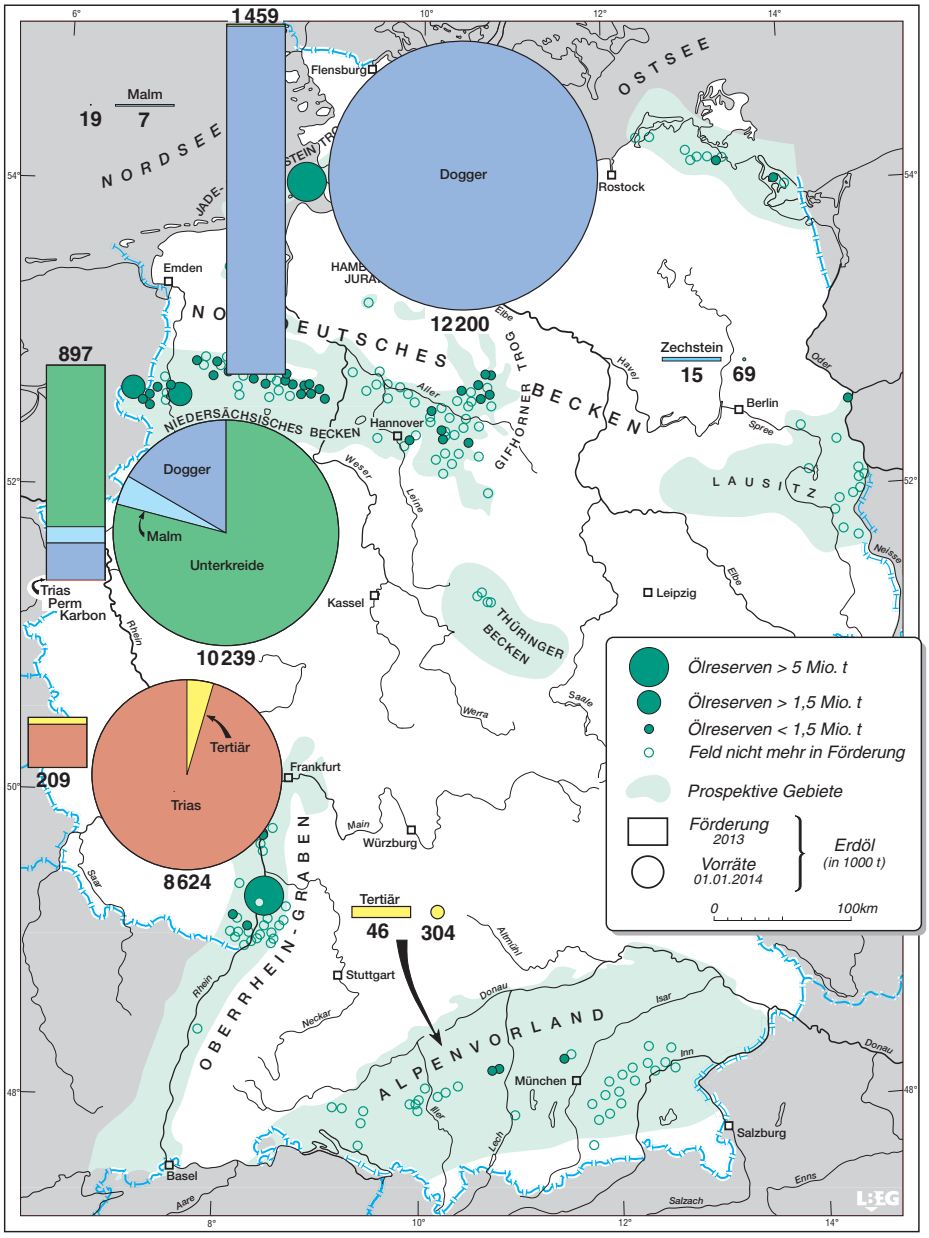

Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

(Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 73 Mio. m³ Erdölgas bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität[3)] entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 9,8 Mrd. m³. Die rückläufige Erdgas-Fördermenge ist vor allem auf den natürlichen Förderabfall angesichts der zunehmenden Erschöpfung der Lagerstätten in den beiden wichtigsten Fördergebieten, Weser–Ems und Elbe–Weser, also in den Gebieten der norddeutschen Zechstein/Buntsandstein/Karbon-Lagerstätten einerseits und Rotliegend-Lagerstätten andererseits, zurückzuführen. Entgegen diesem Trend konnten in mehr als einem Viertel aller inländischen Felder die Fördermengen gegenüber dem Vorjahr angehoben werden. Allerdings betraf dies überwiegend produktionsschwächere Felder, die die Rückgänge in den produktionsstärkeren Feldern nicht kompensieren konnten. So war unter den zehn produktionsstärksten Feldern, die zwei Drittel der inländischen Fördermenge stellen, nur ein Feld, in dem die Fördermenge gesteigert werden konnte, und zwar das Feld Goldenstedt/Visbek. Etwa 44 % des Förderrückganges geht auf die Gruppe dieser zehn Felder zurück.

Im Berichtszeitraum waren 78 Erdgasfelder in Betrieb, also drei weniger als im Vorjahr. Im Vergleich zu 2012 standen die niedersächsischen Lagerstätten Adorf-Dalum-Ringe und Großes Meer sowie die bayerische Lagerstätte Assing nicht in Förderung. Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen auf die Länder (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 94,9 % (94,5 %), Sachsen-Anhalt 4,1 % (3,9 %) und Schleswig-Holstein 0,8 % (1,4 %). Die restlichen Mengen entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 97 % (96,4 %), Sachsen-Anhalt 1,6 % (1,5 %) Schleswig-Holstein 1,1 % (1,8 %).

Nach wie vor wurde das Erdgas also überwiegend in Niedersachsen gewonnen. Entsprechend ist die rückläufige Förderung der niedersächsischen Lagerstätten entscheidend für den bundesweiten (durchschnittlichen) Förderrückgang. In Niedersachsen war der Förderrückgang mit 8,4 % gegenüber dem Vorjahr sogar leicht unterdurchschnittlich. Ebenfalls unterdurchschnittlich war er in Sachsen-Anhalt (4,4 %). In Schleswig-Holstein (Nordsee) und Thüringen war der Rückgang mit 44,4 % bzw. 37,2 % deutlich höher als der Durchschnitt. In Bayern wurden dagegen 60,1 % mehr produziert als im Vorjahr.

[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.

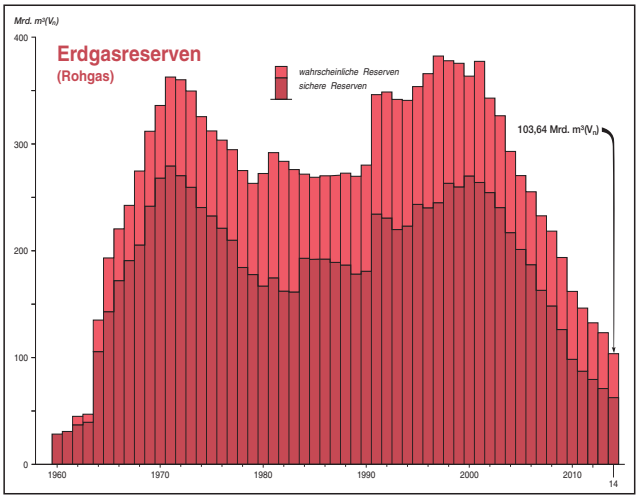

Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 2014

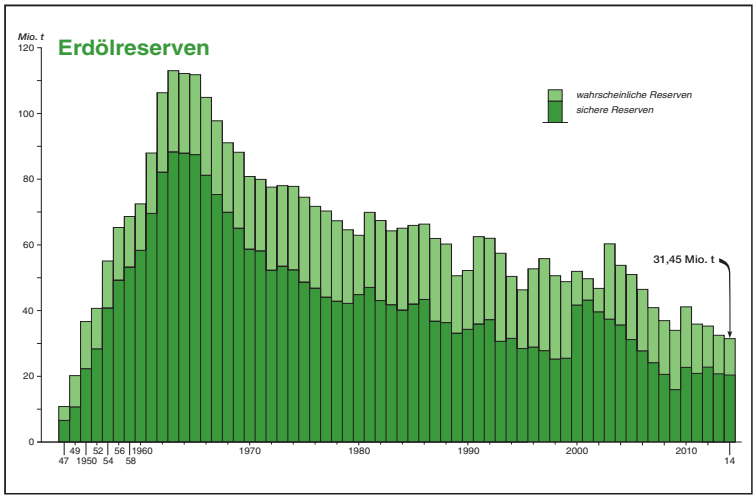

Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 bis 2014

Die Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen. Die wichtigsten Förderhorizonte sind die permischen Reservoirs im Zechstein mit 44 % anteiliger Fördermenge und im Rotliegend mit 39 % anteiliger Fördermenge in 2013. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine der Trias, des Oberkarbon, Jura und Tertiär.

Die inländische Erdölförderung blieb annähernd stabil. Gegenüber dem Vorjahr ist sie geringfügig um 17.000 t oder 0,6 % auf 2,64 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern angestiegen (Abb. 6). Ursache des Anstieges waren vor allem die höheren Fördermengen im produktionsstärksten Feld Mittelplate/Dieksand (Schleswig-Holstein). Unterstützt durch Produktionssteigerungen in den Feldern Emlichheim in Niedersachsen, Aitingen in Bayern, Ringe in Niedersachsen und weiteren 15 Feldern konnte die Abnahme der Fördermengen in den übrigen Feldern mehr als ausgeglichen werden.

In 2013 standen in Deutschland wie im Vorjahr 49 Felder in Produktion. Veränderungen im Bestand der produzierenden Felder gab es nicht.

Aufgrund der unterschiedlichen Förderentwicklung in den Feldern hat sich die Aufteilung der Fördermenge auf die Bundesländer leicht verändert. Auf das Feld Mittelplate entfielen 54,8 % des inländisch produzierten Erdöls gegenüber 52,9 % im Vorjahr. Zusammen mit den Kondensatmengen aus dem Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat sich der Anteil Schleswig-Holsteins um 1,7 Prozentpunkte auf 55,1 % erhöht. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge wiederum um knapp 4 % gesunken und in der Folge der Anteil Niedersachsens um 1,5 Prozentpunkte auf 34 %. In Rheinland-Pfalz, dessen Ölförderung wesentlich durch das junge Feld Römerberg getragen wird, ist die Fördermenge annähernd stabil geblieben. Sie sank geringfügig um 1 % und in der Folge der Anteil des Landes um 0,2 Prozentpunkte auf 7,9 %. Die verbleibenden Mengen verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf die Länder Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Die beiden wichtigsten Förderhorizonte sind die Dogger- und Unterkreide-Sandsteine. Aus den Dogger-Sandsteinen (z.B. Mittelplate) wurden 61 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) knapp 26 %. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen wiederum etwa 7 %.

Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ist der Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Berechnungen stark beeinflusst von der kühleren Witterung des ersten Halbjahres um 2,5 % gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEB um 6,4 % auf 956 Mrd. kWh angestiegen. Umgerechnet auf das Volumen betrug der Verbrauch 98,0 Mrd. m³ Reingas. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 2,2 % auf 108 Mio. t angewachsen. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 10 % am Erdgasverbrauch und 2,4 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2014 auf 103,6 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 19,6 Mrd. m³ oder 15,9 % abgenommen. Die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich damit weiter fortgesetzt (Abb. 8).

Unter Berücksichtigung der Fördermenge in 2013 in Höhe von 10,7 Mrd. m³ wird deutlich, dass die Abnahme der Reserven fast doppelt so groß war wie die entnommene Fördermenge. Werden die Zahlen auf die Produktionsgebiete heruntergebrochen, zeigt sich, dass in keinem der Gebiete auch nur Teile der durch die Förderung verbrauchten Reserven ersetzt werden konnten. Die größten Verluste waren im Gebiet Elbe–Weser zu verzeichnen, also im Gebiet der norddeutschen Rotliegend-Gasfelder, das etwa 40 % der inländischen Reserven birgt. 88 % der Reservenverluste, die nicht das Resultat der entnommen Fördermengen waren, entfielen auf dieses Gebiet. Auf das Gebiet Weser-Ems, also auf das wichtigste Gebiet der Region norddeutscher Zechstein-, Buntsandstein- und Karbon-Felder, das etwa 58 % der inländischen Reserven birgt, entfielen 10 % dieser Verluste. Die maßgebliche Ursache dieser Verluste waren Neubewertungen von Feldern, die teils höhere, teils geringere Feldesreserven zur Folge hatten und trotz zusätzlicher Reserven aus neuen Bohrungen zu einer negativen Bilanz führten.

In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt.

98,4 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein (Nordsee), Bayern und Thüringen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2014 auf 31,5 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 1,0 Mio. t oder 3,2 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9).

Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in 2013 in Höhe von 2,6 Mio. t zeigt sich, dass ein Teil der Fördermenge, nämlich 1,6 Mio. t, durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden konnte. Die Entwicklung der Reserven verhielt sich in den Produktionsgebieten aber unterschiedlich. In den Gebieten Weser–Ems, Oberrheintal, Elbe–Weser und Oder/Neiße–Elbe, die zusammen

etwa 42 % der inländischen Reserven bergen, waren die verbleibenden Reserven zum Stichtag höher als im Vorjahr; d. h. die zusätzlichen Reserven waren größer als die Verluste durch die Förderung. Im Gebiet Weser–Ems lag das Plus der Reserven bei 0,256 Mio. t (plus 8,6 %), im Oberrheintal bei 0,214 Mio. t (plus 2,5 %), im Gebiet Elbe–Weser bei 0,045 Mio. t (plus 4,1 %) und im Gebiet Oder/Neiße–Elbe bei 0,001 Mio. t (plus 1,6 %).

In den Gebieten nördlich der Elbe und westlich der Ems, in denen zusammen etwa 57 % der inländischen Reserven liegen, haben die verbleibenden Reserven zwar abgenommen, aber die Fördermengen konnten zumindest teilweise durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden. Im Gebiet nördlich der Elbe, das durch das Feld Mittelplate bestimmt wird, gingen die Reserven um 1,327 Mio. t (minus 9,8 %) zurück; es konnten also nur 0,132 Mio. t der Fördermenge in Höhe 1,459 Mio. t durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden. Der Reservenrückgang in diesem Gebiet war ausschlaggebend für die bundesweite Entwicklung. Im Gebiet westlich der Ems haben die Reserven zwar um 0,141 Mio. t (minus 2,4 %) abgenommen, aber immerhin konnten 0,425 Mio. t der Fördermenge in Höhe von 0,567 Mio. t durch zusätzliche Reserven ersetzt werden.

In der Nordsee (Kondensat des Erdgasfeldes A6/B4) haben die Reserven genau um die Fördermenge und im Alpenvorland um 0,019 Mio. t mehr als die Fördermenge abgenommen. Diese beiden Gebiete stellen lediglich 1 % der inländischen Erdölreserven.

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen.

Bezogen auf die Bundesländer stellt sich die Verteilung der Reserven folgendermaßen dar: Zum Jahresbeginn lagen 38,6 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 32,3 % in Niedersachsen und 27,4 % in Rheinland-Pfalz. Die übrigen Reserven verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Bayern, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg.