

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2014

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2014

Von M. PASTERNAK*

Abstract

This article presents an overview of oil and gas exploration and production in Germany in 2014. 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.

After geophysical prospecting of the subsurface for oil and gas deposits was above average in 2012 and 2013, the activities went down significantly in 2014 and fell below the average of the last five years.

The number of exploration wells increased. In 2014 ten exploration wells were drilled, compared to six in the previous year. In addition to that number, another thirteen exploration wells were drilled to total depth already before 2014, but not completed by final well results before 2014. Five exploration wells were completed with a final result in 2014. Three of them encountered gas and the other two were dry.

The number of development wells remained almost unchanged. In 2014 22 wells were drilled, compared to 21 in 2013. Another eleven wells were drilled to total depth already before 2014, but not completed by final well results before 2014. 13 wells were completed successfully in 2014. Ten of them encountered oil or gas pay zones and the other three were completed successfully as service wells.

After drilling meterage decreased drastically in 2013 compared to the preceding years, it recovered slightly in 2014 and amounted to almost 49,000 m, but it was still below the five-year average.

The decline of natural gas production continued. Due to depletion of gas fields, the annual natural gas production dropped by 5.8% compared to the previous year and amounted to 10.1 billion m³ (field quality). The annual oil production decreased as well. Compared to 2013, the production dropped by 7.9% to 2.4 million t (including gas condensate). The decline is mainly attributable to minor production from the most prolific oil fields, primarily the Mittelplate field.

As in the last years, the total remaining proven and probable natural gas reserves dropped. Compared to 2013, the reserves decreased by 15.1 billion m³ to 88.5 billion m³ (field quality). Thus the decline was more than the annual production.

The total remaining proven and probable oil reserves fell by 0.4 million t to 31.1 million t. Thus a portion of the total annual oil production could be replaced by new reserves.

Kurzfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2014. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden. Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas in 2012 und 2013 in ihrem Umfang überdurchschnittlich waren, sind sie in 2014 wieder deutlich zurückgegangen und lagen unter dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist wieder angestiegen, und zwar von sechs im Vorjahr auf nunmehr zehn. Weitere dreizehn Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden in 2014 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren drei gasfündig und zwei waren nicht fündig. Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen blieb mit 22 gegenüber 21 im Vorjahr nahezu unverändert. Weitere elf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 13 Bohrungen wurden in 2014 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zehn öl- oder gasfündig und drei hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht. Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hat sie sich in 2014 etwas erholt und erreichte einen Wert von knapp 49.000 m. Damit war sie gegenüber dem fünfjährigen Mittel aber immer noch unterdurchschnittlich.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jah-

resfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 5,8 % abgenommen und betrug 10,1 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 7,9 % auf etwa 2,4 Mio. t (inkl. Kondensat) abgenommen. Der Rückgang ist vor allem auf geringere Fördermengen in den förderstärksten Ölfeldern, besonders Mittelplate, zurückzuführen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist wie in den letzten Jahren weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 15,1 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 88,5 Mrd. m³ in Feldesqualität. Sie haben also überproportional zur Fördermenge abgenommen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist um 0,4 Mio. t gesunken und betrug 31,1 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 2014 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 2014« 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 2014. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2014. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

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

2 Bohrtätigkeit

Nachdem die Bohraktivität in 2013 drastisch zurückgegangen war, hat sie sich gemessen an der Anzahl der Bohrungen sowie der Bohrmeter etwas erholt. So hat die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 27 im Vorjahr auf 32 zugenommen und die Bohrmeterleistung verzeichnete gegenüber dem Vorjahreswert einen Anstieg um etwa 13 %; damit lag sie aber immer noch 20 % unter dem Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre.

Dabei waren die Veränderungen in den unterschiedlichen Bohrkategorien nicht einheitlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber dem Vorjahr von sechs um 67 % auf zehn angestiegen und die Bohrmeter haben um 57 % zugenommen.

Der Anstieg der Explorationsbohrstätigkeit ist wesentlich auf Bohrungen in Bayern, Brandenburg und Rheinland-Pfalz zurückzuführen. Hinsichtlich der Bohrmeter übertraf die Bohraktivität leicht den Mittelwert der vorangegangenen fünf Jahre. Eine einfache Analyse des deutlichen Anstiegs der Explorationsbohrstätigkeit ist nicht möglich. Mit verantwortlich für diese Entwicklung ist sicherlich ein statistischer Basiseffekt, da das Vorjahr durch eine extrem geringe Explorationsbohrstätigkeit ausgezeichnet war. Aufgrund der geringen Bohrungsanzahl und der großen jährlichen Schwankungen sind längerfristige Trends nicht auszumachen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen blieb die Anzahl der aktiven Bohrungen mit 22 gegenüber 21 im Vorjahr nahezu unverändert. Die Bohrmeter dieser Kategorie waren entgegen diesem Trend rückläufig, und zwar um 9 %.

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 2014 werden insgesamt 23 Bohrungen geführt. Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten zehn aktiven Bohrungen und weiteren 13 Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2014 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden zwei Bohrungen (Pilotloch und anschließenden horizontale Ablenkung) abgeteuft; das war nochmals eine Bohrung weniger als im Vorjahr. Das Projekt wurde in Brandenburg durchgeführt und sollte in den Sandsteinen des Rotliegend eine Erdgaslagerstätte nachweisen.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen,

¹⁾ federführende Firma, Abkürzungen siehe Tabelle 1

Tabelle 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2014

Name	Operator	Ziel/ Fundhorizont	Status
Aufschlussbohrungen (A3)			
<i>Oder/Neiße-Elbe</i>			
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.
Reudnitz Z2	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
Reudnitz Z2a	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
<i>Weser-Elbe</i>			
Böstlingen Z1*	DEA	Rotliegend	fehl
<i>Weser-Ems</i>			
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.
<i>Oberheintal</i>			
Allmend 1*	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
Leopoldshafen 20*	GDF SUEZ	Buntsandstein	n.k.E.
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Nordsee</i>			
Nordsee A6-A 6	Wintershall	Oberkarbon	gasfündig
<i>Weser-Elbe</i>			
Vorhop-Südost 1	GDF SUEZ	Dogger Beta	fehl
Weissenmoor Z2	DEA	Rotliegend	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Deblinghausen Z7	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Deblinghausen Z7a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Düste Z10*	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg 4	GDF SUEZ	Buntsandstein	n.k.E.
Römerberg 7	GDF SUEZ	Buntsandstein	bohrt
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
<i>Oberheintal</i>			
Stockstadt 2001*	Rhein Petrol.	Pechelbronner Sch.	n.k.E.
<i>Alpenvorland</i>			
Lauben 7	Wintershall	Baustein-Sch.	n.k.E.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2014; *: Endteufe vor 2014 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.			
Bayerngas – Bayerngas GmbH; CEP – CEP Central European Petroleum GmbH; DEA – DEA Deutsche Erdoel AG (in 2014 noch RWE Dea AG); EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH; GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH; Rhein Petrol. – Rhein Petroleum GmbH; Wintershall – Wintershall Holding GmbH			

wurden sieben Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie der Gasfelder Weissenmoor und Nordsee A6/B4 niedergebracht. Am Südrand des Erdgasfeldes Deblinghausen wurden zwei Bohrungen abgeteuft. Darüber hinaus wurden östlich des Ölfeldes Vorhop eine und im Bereich des Ölfeldes Römerberg zwei Bohrungen durchgeführt.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde nach 2009 zum zweiten Mal in der bayerischen Westmolasse eine Bohrung abgeteuft, und zwar um das bereits

1986 aufgegebene Ölfeld Lauben erneut zu erschließen.

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

2.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder/Neiße-Elbe

Mit der Bohrung **Barth 11** (CEP¹⁾) (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 1.000 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. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben, etwa 6 km südlich des ehemaligen Erdölfeldes Mittweide-Trebatsch, wurde in 2012 die Bohrung **Guhlen 1** (CEP) (Abb. 2) abgeteuf. 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 2014 noch nicht abgeschlossen.

Ebenfalls in 2012 wurde auf der Insel Usedom 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 2014 noch nicht abgeschlossen.

Etwa 10 km weiter südöstlich, am Ostufer des Achterwassers, wurde die Bohrung **Pu-**

dagla 2 (CEP) (Abb. 2) auf das Staßfurt-Karbonat abgeteuf. 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 31.26 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 2014 noch nicht abgeschlossen.

Mit der Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Abb. 2) wurde in Brandenburg die zweite Explorationsbohrung seit knapp zwanzig Jahren zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen niedergebracht. Die Bohrung sollte die Rotliegend-Sandsteine in einer Struktur untersuchen, die bereits durch die knapp 6 km westnordwestlich gelegene Bohrung Birkholz/Beeskow 1A aus dem Jahr 1964 und die knapp 4,5 km südsüdöstlich gelegene Bohrung Reudnitz 1 aus dem Jahr 1989 gasführend getestet worden war. Das in diesen Bohrungen nachgewiesene Erdgas zeichnete sich allerdings durch hohe Stickstoffgehalte aus, die damals offensichtlich dazu geführt haben, die Erdgasfunde nicht weiter zu verfolgen und zu entwickeln. Um die Bohrung Reudnitz Z2 richtig platzieren zu können, wurden in 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Bohrung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzuteufen und im Erfolgsfall eine horizontale Ablenkung vorzunehmen. Die Bohrung traf die Rotliegend-Sandsteine wie prognostiziert gasführend an und wurde in einer Tiefe von 2.930 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung zur Reudnitz Z2a ablenkt. Die Ablenkung hat die gasführenden Rotliegend-Sandsteine auf einer Strecke von etwa 1.000 m horizontal aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 4.407 m eingestellt. Im Januar 2015 wurde ein Fördertest durchgeführt.

Gebiet Elbe–Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (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/Warbböhlen 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 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. In 2014 wurde die Bohrung für nicht fruchtig erklärt.

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 abgeteuf, 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) abgeteuf. 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 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.

Oberrhheinthal

Die Bohrung **Allmend 1** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) hatte das Ziel, eine Aufwölungsstruktur 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 in 2013 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. Anfang des Jahres 2014 wurde eine Testförderung aus dem Bereich der Pechelbronner Schichten vorge-

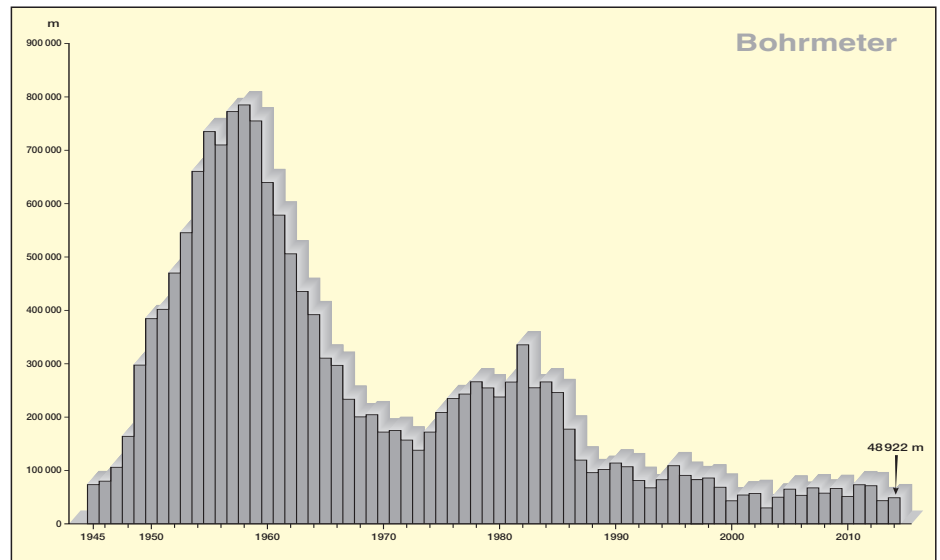


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2014

nommen. Das Ergebnis der Bohrung stand zum Jahresende 2014 noch nicht fest.

Mit der Bohrung **Leopoldshafen 20** (GDF SUEZ) (Abb. 2) wurde in 2013 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 2014 noch nicht fest.

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Nordsee

Das Ziel der Bohrung **Nordsee A6-A 6** (Wintershall) waren Sandsteine des Oberkarbon auf einem bislang ungetesteten tektonischen Block im westlichsten Teil des Erdgasfeldes Nordsee A6/B4. Dass in diesem Feld neben den jurassischen und permischen Speichergesteinen auch die Karbon-Sandsteine gasführend sein können, hatte auf dem östlich angrenzenden tektonischen Block bereits die Fundbohrung Nordsee A6 1 des Erdgasfeldes aus dem Jahre 1974 nachgewiesen. Der Landepunkt der Nordsee A6-A 6 liegt bezogen auf Top Oberkarbon etwa 750 m von der Fundbohrung in west-nordwestlicher Richtung entfernt. Für den Fall, dass die Bohrung auf diesem tektonischen Block nicht fündig werden sollte, sollte die Bohrung als Produktionsbohrung auf die Karbon-Sandsteine auf dem Block der

Fundbohrung abgelenkt werden. Mit den Bohrarbeiten war bereits in 2012 begonnen worden. Nach bohrtechnischen Problemen aufgrund der druckabgesenkten Träger im Jura wurde damals entschieden, die Bohrplattform zunächst freizugeben. Das Bohrloch wurde als technisch fehl bei 3.280 m im Jura aufgegeben. Die Bohrarbeiten wurden in 2014 mit einem neuen Bohrungsdesign sowie einem veränderten Verrohrungskonzept wieder aufgenommen. So konnte der Jura erfolgreich durchörtert und verbohrt werden. Im weiteren Bohrungsverlauf war aufgrund druckabgesenkter Kluftsysteme im Rotliegend-Vulkanit abzusehen, dass das ursprüngliche Explorationsziel, die ungebohrte Westscholle, nicht erreicht werden kann. Daraufhin wurde die Bohrung entsprechend dem Plan für die optionale Ablenkung zur Produktionsbohrung in die Karbon-Sandsteine des bereits getesteten tektonischen Blocks gelenkt. Dort hat sie die Sandsteine des Oberkarbon gasführend erschlossen und wurde bei 4.206 m Endteufe im Oberkarbon eingestellt. Nach Durchführung und Auswertung eines Fördertestes wurde die Bohrung als gasföndig eingestuft und produziert seit August 2014.

Gebiet Elbe–Weser

Mit der Bohrung **Vorhop-Südost 1** (GDF SUEZ) (Abb. 1) wurden die Dogger-Sandsteine in einer Hochlage an der Südostflanke des Salzstockes Vorhop untersucht. Dort wurden analog zum Ölfeld Vorhop an der Westflanke des Salzstockes die Sandsteine des Dogger Beta ölführend erwartet. Im südlichen Teil der nun untersuchten Hochlage wurde bereits 1952 in strukturniedrigerer Position die Bohrung Vorhop 5c ölföndig. Diese war die erste fündige Bohrung im Feld Vorhop. Aufgrund der geringeren Ergiebigkeit der Bohrungen an der Südostflanke des Salzstockes – insgesamt wurden dort zwei Bohrungen fündig – und der schwierigen Geländeverhältnisse (Moor) konzentrierte

sich die weitere Erkundung und Feldesentwicklung aber auf die Westflanke des Salzstockes, wo die Lagerstätte Vorhop im Anschluss an die ölfündige Bohrung Vorhop 6 aus dem Jahr 1953 nach und nach erschlossen wurde. Die aktuelle Bohrung Vorhop-Südost 1 traf zwar verölte Sandsteine an, jedoch waren sie geringmächtig und wenig porös/permeabel. Es ist unklar, ob diese Sandsteine in den Dogger Beta oder in den Lias zu stellen sind. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fündig erklärt und verfüllt.

Ziel der Bohrung **Weissenmoor Z2** (DEA) (Abb. 2) war die Erschließung zusätzlicher Reserven auf einer Hochscholle an der südwestlichen Flanke des Gasfeldes Weissenmoor. Primärziel der geplanten Bohrung waren die Rotliegend-Sandsteine der Havel-Subgruppe. Zusätzliches Potenzial wurde 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. In 2014 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend angetroffen und wurde bei einer Endteufe von 4.960 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Bohrung ist gasfündig und wurde im Havel-Sandstein in Produktion genommen.

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. Das Zielgebiet der Ablenkung lag etwa 300 m nordöstlich des Landepunktes der Deblinghausen Z7. Dort hat die Ablenkung Deblinghausen Z7a das Staßfurt-Karbonat gasführend und mit abgesenktem Lagerstättendruck angetroffen, was auf eine gasdynamische Verbindung zur bekannten und in Förderung befindlichen Lagerstätte Deblinghausen hindeutet, und wurde in einer Teufe von 3.637 m im Werra-Anhydrit eingestellt. Die Bohrung ist gasfündig und wurde in Produktion genommen.

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 liegt etwa 450 m nordwestlich von dem der Düste Z9 entfernt. Bereits in 2012 hat die Bohrung 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.

Oberrrheintal

In dem jungen Erdölfeld Römerberg wurden in 2014 zwei Teilfeldsuchbohrungen zur weiteren Erkundung der Lagerstätte niedergebracht. Die Bohrung **Römerberg 4** (GDF SUEZ) (Abb. 2) sollte den Buntsandstein im nördlichen Teil der zentralen Scholle in strukturoberer Position und nahe der westlichen Hauptstörung erschließen. Der Ansatzpunkt der Bohrung befindet sich auf dem Betriebs- und Cluster-Bohrplatz im Nordosten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung lag bezogen auf die Oberkante des Buntsandsteins ca. 1.400 m westsüdwestlich des Ansatzpunktes und damit ca. 900 m nordnordöstlich des Landepunktes der Römerberg 1. Da die Bohrung bereits den Keuper und Muschelkalk ölführend angetroffen hat, wurde die Bohrung nach Durchführung eines Gestängetestes (DST) vorzeitig im Muschelkalk bei einer vorläufigen Endteufe von 2.750 m eingestellt, um einen Langzeitfördertest auf diese beiden Horizonte durchzuführen. Nach einer mehrmonatigen Förderphase wurde die Bohrung gegen Ende des Jahres zum Druckaufbau eingeschlossen. Ein Ergebnis stand zum Ende des Jahres 2014 noch nicht fest.

Die Bohrung **Römerberg 7** (GDF SUEZ) (Abb. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturoberer Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der Ansatzpunkt dieser Bohrung befindet sich auf dem Cluster-Bohrplatz im Nordwesten von Speyer. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandsteins lag ca. 1.600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. Zum Ende des Jahres 2014 stand die

Bohrung bei 3.172 m im Buntsandstein, hatte die Endteufe aber noch nicht erreicht.

2.1.3 Wiedererschließungsbohrungen Oberrrheintal

Die Bohrung **Stockstadt 2001** (Rhein Petrol.) (Abb. 1) diente der Untersuchung der bis 1994 geförderten Erdöllagerstätte 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 Oberrrheintales. Das Zielgebiet der Bohrung liegt im strukturobersten 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. Bereits in 2013 hat die Bohrung die Pechelbronner Schichten in der prognostizierten Tiefe von etwa 1.600 m ölführend angetroffen und wurde nach 2.215 m Bohrstrecke im Rotliegend eingestellt. In 2014 wurde der geplante Fördertest durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung steht noch aus.

Alpenvorland

Die Bohrung **Lauben 7** (Wintershall) (Abb. 1) hatte das Ziel, die aufgegebenen Öllagerstätte Lauben in den Sandsteinen der Bausteinschichten erneut zu erschließen. Die Lagerstätte Lauben war bereits 1958 entdeckt worden und bis 1986 in Förderung. Die kumulative Fördermenge aus den Bausteinschichten und Cyrenenschichten betrug aber nur etwa 17.000 t Erdöl. Die 3D-Seismik Mindelheim aus dem Jahre 2011 und deren Auswertung führte zu neuen Vorstellungen über die strukturellen Verhältnisse und die Ausdehnung der Lagerstätte. Danach liegt die antithetische Abschiebung, die die Lagerstätte im Norden begrenzt, deutlich weiter nördlich als bislang angenommen. Das Zielgebiet der Bohrung war eine lokale Hochlage an dieser neu definierten nördlichen Störung. Dort wurde ein großes Potenzial für noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwartet. Die Bohrung hat das Reservoir in der erwarteten Tiefe ölführend angetroffen und wurde bei 1.525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Für den Februar 2015 war ein Fördertest geplant.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen, die Erweiterungs-, Produktions- und Hilfsbohrungen umfasst, blieb die Anzahl der aktiven Bohrungen mit 22 gegenüber 21 im Vorjahr nahezu unverändert. Darüber hinaus waren elf weitere Bohrprojekte in Bearbeitung, die bereits vor 2014 ihre

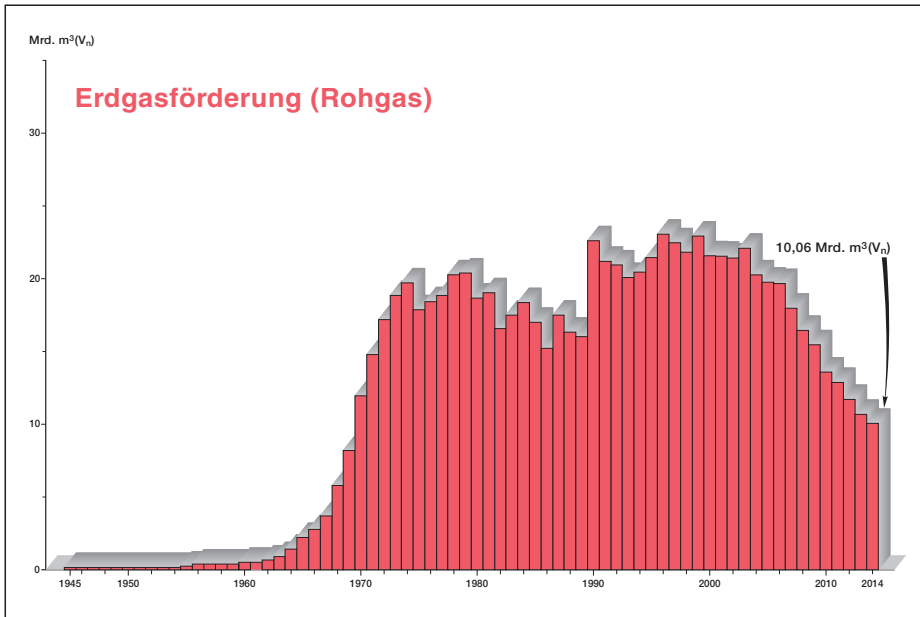


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2014

←

Endteufe erreicht hatten, aber vor 2014 noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. Insgesamt 13 Bohrungen wurden in 2014 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zehn öl- oder gasföndig und drei hatten als Hilfsbohrungen 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«.

Im Gebiet nördlich der Elbe war in der Öllagerstätte Mittelplate/Dieksand eine Duolateralbohrung mit ihren beiden Ästen fündig. Statistisch wird jeder Ast als eine Bohrung gewertet. Darüber hinaus hatte in Mittelplate die Ablenkung einer bestehenden Sonde als Hilfsbohrung ihr Ziel erreicht.

Im Gebiet Elbe–Weser wurde im Ölfeld Vorhop eine Bohrung als Ablenkung einer bestehenden Sonde fündig.

Im Gebiet Weser–Ems wurden im Ölstockwerk und Gasstockwerk je zwei Bohrungen fündig, und zwar je eine Bohrung in den Öllagerstätten Barenburg und Börger und je eine Bohrung in den Zechstein-Gaslagerstätten Dötlingen und Goldenstedt/Visbek. Im Falle von Börger und Dötlingen waren es Ablenkungen bestehender Sonden.

In der Erdölregion westlich der Ems waren im Feld Emlichheim drei Bohrungen ölföndig, und zwar als Ablenkungen bzw. Vertiefung bestehender Sonden. Zwei Hilfsbohrungen in Emlichheim, die ebenfalls als Ablenkungen bestehender Sonden gebohrt wurden, hatten ihr Ziel erreicht.

2.3 Bohrmeter

Nachdem die jährliche Bohrmeterleistung in 2013 gegenüber den Vorjahren drastisch zurückgegangen war, hat sie sich in 2014 etwas erholt und erreichte einen Wert von knapp 49.000 m. Das entspricht einem Anstieg von knapp 13 % oder 5.500 m.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Artikel zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen. In 2014 lag die Bohrleistung um etwa 12.000 m oder 20 % unter diesem Mittelwert. Die Grafik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Die Entwicklung verlief in den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung wieder einmal unterschiedlich.

In der Exploration sind die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um fast 60 % bzw. etwa 8.000 m auf etwa 22.000 m angestiegen. Mitverantwortlich für diesen Anstieg

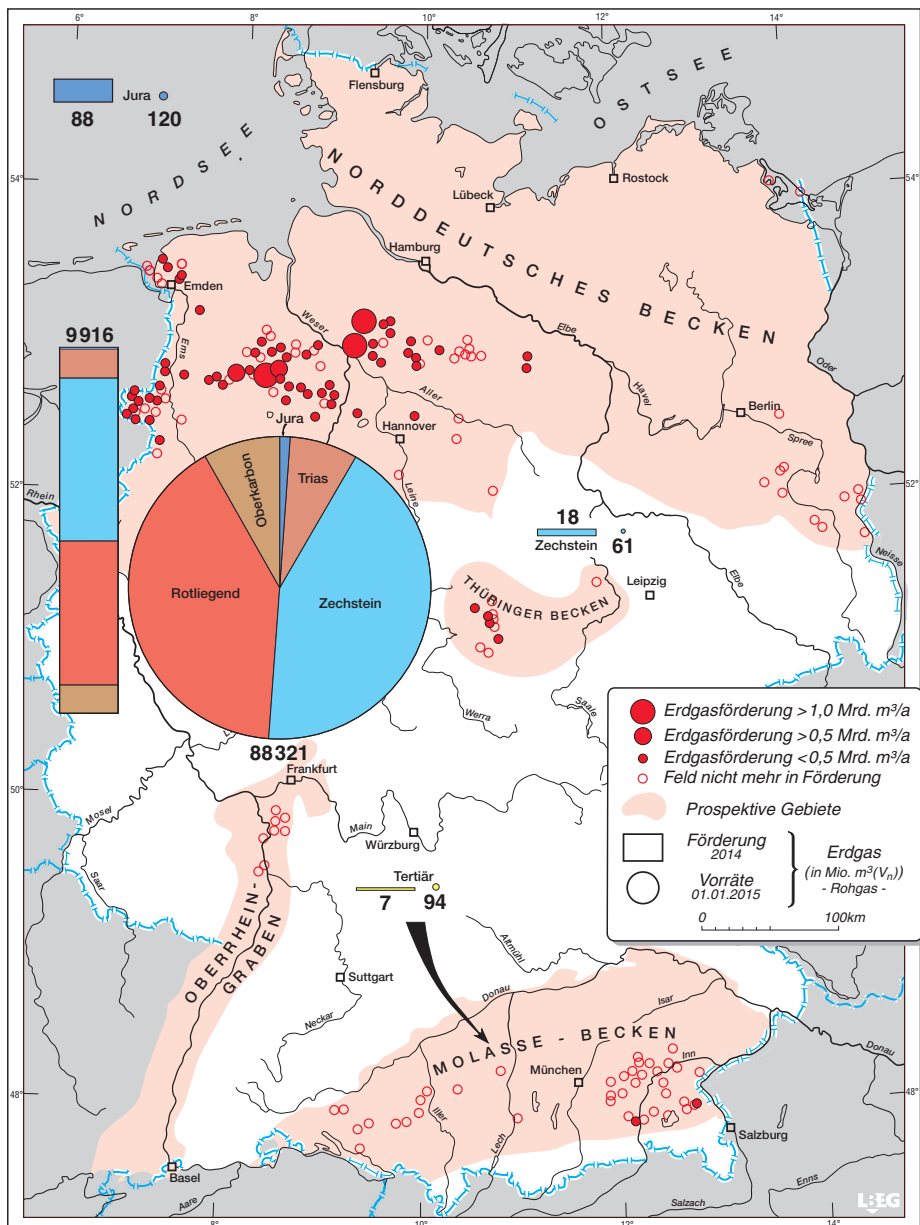


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

ist ein statistischer Basiseffekt. Dies wird im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre deutlich, denn dieser Mittelwert wurde nur um 4 % übertroffen.

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr dagegen nochmals abgenommen, und zwar um 9 % bzw. 2.500 m auf knapp 27.000 m. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre entspricht dieser Wert einem Rückgang um fast ein Drittel oder etwa 13.000 m.

Der Anteil der Feldesentwicklung von 55 % an den gesamten Bohrmeter war gemessen am Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 65 % unterdurchschnittlich.

Die regionale Verteilung der Bohrmeter war wieder deutlich von den Bohraktivitäten der Exploration in den jüngeren Konzessionen geprägt. Diese in Rheinland-Pfalz, Brandenburg und Bayern gelegenen Bohrungen stellten in 2014 einen Anteil von über 30 % der gesamten Bohrmeter. 20 % der Bohrmeter trugen Produktionsbohrungen aus Schleswig-Holstein (Mittelplate) und eine Explorationsbohrung im Entenschnabel bei. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Aufgrund der überdurchschnittlichen Werte in Rheinland-Pfalz und Brandenburg war der niedersächsische Anteil mit 50 % aber unterdurchschnittlich.

3 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas in 2012 und 2013 in ihrem Umfang überdurchschnittlich waren, sind sie in 2014 wieder deutlich zurückgegangen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 199 km² durchgeführt und 2D-seismische Messungen auf einer Länge von 55 Profilkilometern. Gravimetrische Messungen wurden nicht vorgenommen. Verglichen mit dem fünfjährigen Mittel in Höhe von etwa 470 km² 3D-Seismik und knapp 170 Profilkilometern 2D-Seismik war 2014 ein unterdurchschnittliches Jahr.

3.1 3D-Seismik

In 2014 wurden zwei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt; beide lagen in Niedersachsen.

Im Emsland wurde der Survey »Adorf« mit einer Fläche von 140 km² akquiriert. Der Survey liegt zum größten Teil im Erlaubnisfeld Lingen der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, überdeckt aber auch den östlichen Teil des Erlaubnisfeldes Laarwald der Wintershall Holding GmbH. Das Messgebiet schließt sich westlich an die Fläche des Surveys Emlichheim/Neuenhaus aus den Jahren 1991/92 an und überdeckt die bekannten Erdöl- und Erdgaslagerstätten Adorf und Adorf/Ringe und Scheerhorn und deren weitere Peripherie.

Der zweite 3D-Survey mit dem Namen »Bockstedt« und einer Fläche von 59 km² wurde im Erlaubnisfeld Ridderade-Ost der Wintershall Holding GmbH durchgeführt. Er überdeckt das Erdölfeld Bockstedt und dessen weitere Umgebung sowie den nördlichen Teil der Düste-Erdgaslagerstätten.

3.2 2D-Seismik

2D-seismische Messungen wurden in Brandenburg im Erlaubnisgebiet Reudnitz der Bayerngas GmbH im Umfang von 50 Profilkilometern und in Niedersachsen im Erlaubnisfeld Lingen der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH im Umfang von fünf Profilkilometern akquiriert.

4 Erdgas- und Erdölproduktion und -verbrauch

Die inländische **Erdgasförderung**²⁾ war auch in 2014 weiterhin rückläufig. Gegenüber dem Vorjahr hat sie um 0,6 Mrd. m³ oder 5,8 % auf 10,1 Mrd. m³ abgenommen (Abb. 4). Zusätzlich wurden etwa 67 Mio. m³ Erdöl bei der Ölförderung gewonnen. In Reingasqualität³⁾ entspricht die Summe dieser beiden Fördermengen einem Volumen von 9,2 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.

Auch in 2014 konnten entgegen diesem Trend in mehr als einem Viertel aller inländischen Felder die Fördermengen gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden. Allerdings betraf dies überwiegend produktionschwächere Felder, die die Rückgänge in den produktionsstärkeren Feldern nicht kompensieren konnten. So steht einem Plus der jährlichen Fördermenge von 0,21 Mrd. m³ ein Minus von 0,83 Mrd. m³ gegenüber. Unter den zehn produktionsstärksten Feldern, die zwei Drittel der inländischen Fördermenge stellen, waren nur zwei Felder, in denen die Fördermenge gesteigert werden konnte, und zwar die Felder Völkersen und Salzwedel. Und in beiden Fällen handelte es sich um eine marginale bis geringfügige Steigerung. Innerhalb der Gruppe der zehn produktionsstärksten Felder nahm die Fördermenge in der Bilanz um 0,48 Mrd. m³ ab. Im Berichtszeitraum waren 77 Erdgasfelder in Betrieb, also eines weniger als im Vorjahr. Im Vergleich zu 2013 stand die niedersächsische Lagerstätte Annaveen nicht mehr in Förderung.

Die inländische Erdgasproduktion verteilte sich folgendermaßen auf die Länder (Vorjahreswerte in Klammern): Niedersachsen 94,2 % (94,9 %), Sachsen-Anhalt 4,3 % (4,1 %) und Schleswig-Holstein (ausschließlich Nordsee) 1,2 % (0,8 %). Die restlichen Mengen

entfielen auf Thüringen und Bayern. Aufgrund der unterschiedlichen Gasqualitäten in den Regionen ergibt sich auf Basis der Reingasqualität folgende Verteilung: Niedersachsen 96,4 % (97 %), Schleswig-Holstein 1,7 % (1,1 %), Sachsen-Anhalt 1,6 % (1,6 %).

Nach wie vor wurde das Erdgas überwiegend in Niedersachsen gewonnen. Entsprechend ist die rückläufige Förderung der niedersächsischen Lagerstätten entscheidend für den bundesweiten (durchschnittlichen) Förderrückgang. In Niedersachsen war der Förderrückgang mit 6,5 % gegenüber dem Vorjahr überdurchschnittlich. Ebenfalls überdurchschnittlich war er mit 18,3 % in Bayern. In den übrigen Förderländern wurde dagegen sogar mehr produziert als im Vorjahr: in Schleswig-Holstein (Nordsee) 35,2 %, in Thüringen 22,6 % und in Sachsen-Anhalt 0,6 %.

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 2014. Die verbleibenden Mengen verteilten sich auf die Speichergesteine der Trias, des Oberkarbon, Jura und Tertiär.

Nachdem die inländische **Erdölförderung** im Vergleich der Jahre 2012 und 2013 annähernd stabil war, hat sie in 2014 gegenüber dem Vorjahr um 0,21 Mio. t – das entspricht 7,9 % – auf 2,43 Mio. t einschließlich der Kondensatmengen aus den Erdgasfeldern abgenommen (Abb. 6). Der Rückgang ist überwiegend auf geringere Fördermengen in den förderstärksten Ölfeldern, besonders Mittelplate, zurückzuführen.

Auch wenn die Ausbeute in der überwiegenden Anzahl der Felder schon weit vorangeschritten ist, konnte in mehr als einem Drittel der Felder die Fördermenge gesteigert werden. So steht einem Plus der jährlichen Fördermenge von 0,02 Mio. t ein Minus von 0,23 Mio. t gegenüber. Unter den zehn förderstärksten Feldern war keines, in dem die Fördermengen gesteigert werden konnten. In der Gruppe dieser zehn Felder nahm die jährliche Fördermenge in der Summe um 0,20 Mio. t ab.

In 2014 standen in Deutschland 50 Felder in Produktion. Durch die Wiederaufnahme der Förderung im Feld Börger/Werlte ist die Anzahl der fördernden Felder um eins angestiegen.

Die prozentuale Aufteilung der Fördermengen auf die Bundesländer hat sich kaum verändert. Auf das Feld Mittelplate entfielen 55,1 % des inländisch produzierten Erdöls gegenüber 54,8 % im Vorjahr. Zusammen mit den Kondensatmengen aus dem Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat sich der Anteil

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.

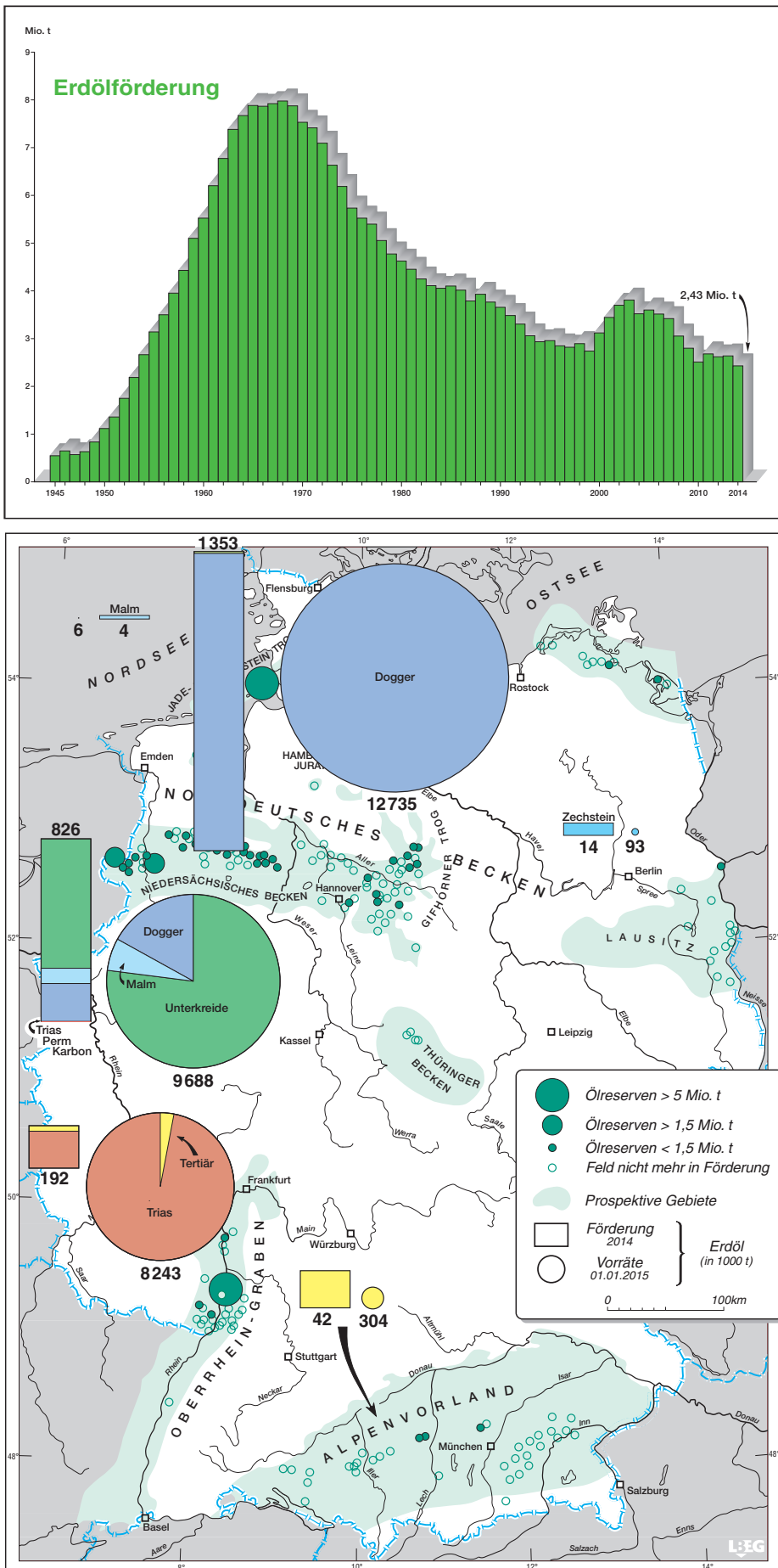


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrhein, 6. Alpenvorland

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2014



Schleswig-Holsteins um 0,2 Prozentpunkte auf 55,3 % erhöht. In Niedersachsen ist die Jahresfördermenge entsprechend dem bundesweiten Durchschnitt um 7,9 % gesunken; in der Folge blieb der Anteil Niedersachsens unverändert bei 34 %. Auch in Rheinland-Pfalz, dessen Ölförderung wesentlich durch das junge Feld Römerberg getragen wird, hat die Fördermenge in etwa dem bundesweiten Durchschnitt entsprechend um 8,1 % abgenommen; in der Folge blieb der Anteil des Landes unverändert bei 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 62 % der Fördermengen gewonnen, aus den Unterkreide-Sandsteinen (vor allem Emsland) 24 %. Auf die Träger in der Trias (Römerberg) entfielen wiederum etwa 7 %. Nach dem Bericht »Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014« der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) hat der Primärenergieverbrauch aufgrund der milderen Witterung nach vorläufigen Berechnungen um 4,7 % gegenüber dem Vorjahreswert abgenommen. Der Erdgasverbrauch ist nach AGEB um 12,6 % auf 823 Mrd. kWh gesunken. Umgerechnet auf das Volumen betrug der Verbrauch 84,2 Mrd. m³ Reingas. Der statistisch erfasste Mineralölverbrauch ist nach AGEB um 1,3 % auf 106,9 Mio. t gesunken. Auf Basis dieser Verbrauchswerte ergeben sich rechnerische Anteile der inländischen Fördermengen von 10,9 % am Erdgasverbrauch und 2,3 % am Mineralölverbrauch.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2015 auf 88,5 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die verbleibenden Reserven haben damit gegenüber dem Vorjahr um 15,1 Mrd. m³ oder 14,6 % abgenommen. Die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich damit weiter fortgesetzt (Abb. 8). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren Neubewertungen von Lagerstätten, die teils höhere und teils geringere Reserven zur Folge hatten, aber in der Bilanz zu einer Abwertung der Reserven führten.

Unter Berücksichtigung der Fördermenge in 2014 in Höhe von 10,1 Mrd. m³ wird deutlich, dass die Abnahme der Reserven deutlich größer war als die entnommene Fördermenge. Werden die Zahlen auf die Produk-

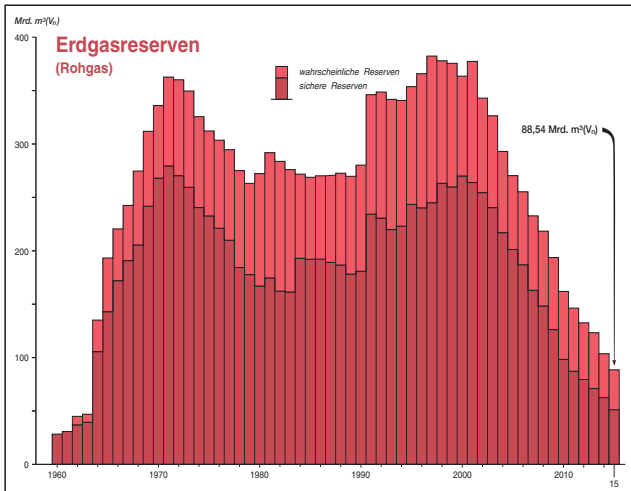


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1960 bis 2015

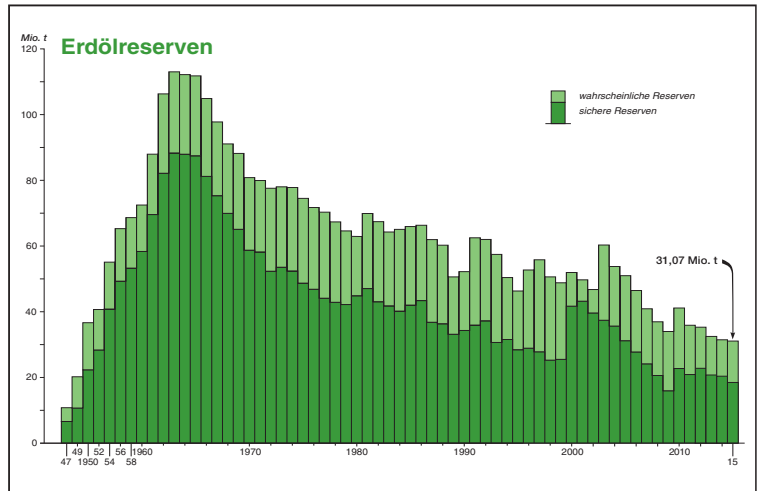


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in der Bundesrepublik Deutschland von 1947 bis 2015

tionsgebiete heruntergebrochen, zeigt sich, dass die Entwicklung in den beiden wichtigsten Gebieten unterschiedlich war. Im Gebiet Elbe–Weser, das etwa 44 % der inländischen Reserven birgt und mit 4,2 Mrd. m³ zu 41,3 % zur inländischen Jahresfördermenge 2014 beigetragen hat, konnten die durch die Förderung verbrauchten Reserven zumindest teilweise ersetzt werden. Im Gebiet Weser–Ems, das etwa 55 % der inländischen Reserven birgt und mit 5,6 Mrd. m³ zu 55,5 % zur inländischen Jahresfördermenge 2014 beigetragen hat, waren dagegen starke Verluste verzeichnen. Dort waren die Reservenverluste mehr als doppelt so groß wie die entnommene Fördermenge.

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

99 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten. Die übrigen Reserven verteilen sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Sachsen-Anhalt, Bayern, Thüringen und Schleswig-Holstein (Nordsee).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven wurde zum Stichtag 1. Januar 2015 auf 31,1 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 0,4 Mio. t oder 1,2 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9).

Unter Berücksichtigung der Jahresförderung in 2014 in Höhe von 2,4 Mio. t zeigt sich, dass ein großer Teil der Fördermenge, und zwar 2,0 Mio. t, durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden konnte. Die Entwicklung der Reserven verhielt sich in den Produktionsgebieten aber unterschiedlich. Im Gebiet nördlich der Elbe, das durch das Feld Mittelplate bestimmt wird und etwa 41 % der inländischen Reserven birgt und mit 1,3 Mio. t oder zu 55 % zur inländischen Jahresfördermenge 2014 beigetragen hat, waren die verbleibenden Reserven zum Stichtag um 0,5 Mio. t höher als im Vorjahr; d.h. die zusätzlichen Reserven waren größer als die Verluste durch die Förderung. Auch in den Gebieten Oder/Neiße-Elbe und Alpenvorland waren die verbleibenden Reserven höher als im Vorjahr, allerdings tragen diese beiden Gebiete zusammen nur zu etwa 1 % zu den Reserven und zu etwa 2 % zur jährlichen inländischen Fördermenge bei. In den Gebieten Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, in denen zusammen etwa 31 % der inländischen Reserven liegen und die zu 34 % zur jährlichen Fördermenge beigetragen haben, haben die verbleibenden Reserven zwar abgenommen, aber die Fördermengen konnten zumindest teilweise durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden. In diesen Gebieten haben die Reser-

ven um zusammen 0,55 Mio. t abgenommen, aber immerhin konnten 0,28 Mio. t der Fördermenge in Höhe von zusammen 0,83 Mio. t durch zusätzliche Reserven ersetzt werden.

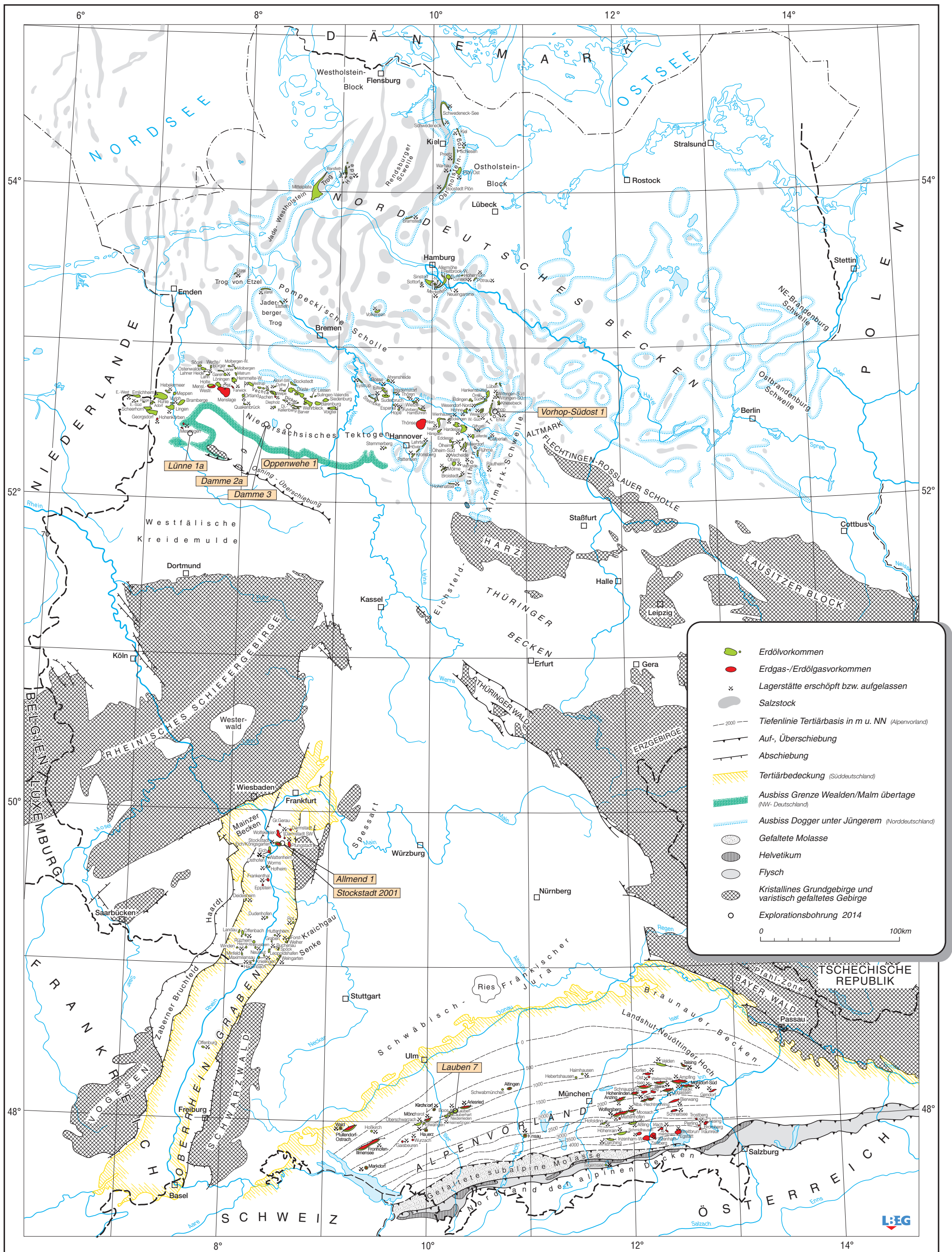
Im Oberrheintal, das 27 % der Reserven birgt und zu 8 % zur jährlichen inländischen Fördermenge beigetragen hat, waren die Reservenverluste mit 0,38 Mio. t doppelt so groß wie die entnommene Fördermenge in Höhe von 0,19 Mio. t.

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 40,8 % der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), 31,0 % in Niedersachsen und 26,5 % in Rheinland-Pfalz. Die übrigen Reserven verteilten sich in der Reihenfolge abnehmender Mengen auf Lagerstätten in Bayern, Hamburg, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

