Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2017

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany in 2017

Abstract

This article presents an overview of the oil and gas exploration and production activity in Germany in 2017. The information, which is regularly collected by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG), is based on data provided by oil and gas companies, as well as various state mining authorities throughout Germany.

Compared with 2016, the total acreage of exploration licenses for hydrocarbons has decreased by approx. 15.000 km² to 59.000 km². New exploration licenses were only issued in the states of Lower Saxony and North Rhine-Westphalia. Expired licenses, i.e. partial expiries were predominantly recorded in the states of North Rhine-Westphalia, Bavaria, Mecklenburg-Vorpommern, Lower Saxony and Baden-Württemberg.

Following the continuous decline in geophysical surveys for oil and gas exploration, the year 2017 saw the first increase in such activities since 2013, with a total area of 247 km² of 3D seismic surveys. In contrast, no 2D seismic or gravimetry surveys were recorded in 2017.

The number of active exploration drilling projects has declined from eight in the previous year to only four in 2017. Another 11 exploration drilling projects reached total depth (TD) before 2017, but had yet to report final results. Five exploration wells completed in 2017 reported final results, of which only one well found hydrocarbons.

Active development wells increased from 18 in the previous year to 20 in 2017. Again another 10 wells had reached TD before 2017, but had yet to report final results. In total, 22 wells were successfully completed in 2017, including 20 wells that found hydrocarbons and two support wells that reached their target.

The total meterage drilled in Germany fell by 3.700 m to 33.400 m, which represents a very poor result, when compared with the long-term average meterage.

Gas production continued to decline due to gas field depletion. As a result, the total annual gas production fell by 8.6% to 7.9 billion m³ (field quality).

Oil production decreased likewise, with a reduction by 5.8% to a total of 2.2 million t (including condensate).

The total of the proven and probable gas reserves has decreased further, following a trend seen in recent years. Reserves fell by 7.0 billion m³ compared to the previous year and are now at 63.1 billion m³ (field quality). This means that only 11% of the total gas produced in 2017 has been replaced by new reserves. The total of the proven and probable oil reserves decreased by 3.5% compared to the previous year and amounted to 28.3 million t. This means that the reserves fell by a significantly greater amount than accounted for by the annual oil production.

0179-3187/18/7-8

© 2018 EID Energie Informationsdienst GmbH

Kurzfassung

Im Folgenden wird ein Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland in 2017 gegeben. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2016 um etwa 15.000 km² auf 59.000 km² verkleinert. Neue Erlaubnisse wurden nur in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern vor allem in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Baden-Württemberg.

Nachdem die geophysikalischen Explorationsaktivitäten seit 2013 stetig abgenommen hatten, war in 2017 wieder ein Anstieg zu verzeichnen. Sio wurden die 3D-seismische Messungen auf einer Gesamtfläche von 247 km² durchgeführt.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von acht auf vier halbiert. Weitere elf Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden in 2017 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine öl- und gasfündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 18 im Vorjahr auf 20 angestiegen. Weitere zehn Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 22 Bohrungen wurden in 2017 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 20 ölfündig und zwei hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat in 2017 gegenüber dem Vorjahr um 3.700 m auf etwa 33.400 m abgenommen. Dieser Wert repräsentiert im langjährigen Vergleich eine ausgesprochen geringe Bohrmeterleistung.

Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 8,6 % abgenommen und betrug 7,9 Mrd. m³ in Feldesqualität. Auch die Erdölförderung war rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 5,8 % abgenommen und betrug etwa 2,2 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist dem Trend der letzten Jahre folgend weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 7,0 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 63,1 Mrd. m³ in Feldesqualität. Nur etwa 11 % der in 2017 entnommenen Fördermenge konnten somit durch zusätzliche Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 3,5 Mio. t abgenommen und betrug 28,3 Mio. t. Die Reserven haben sich also um deutlich mehr als die in 2017 entnommene Fördermenge reduziert.

1 Einleitung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2017 in Deutschland zusammengefasst. Grundlage 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 geht auf den Bericht »Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017« des LBEG zurück, der unter *www.lbeg.niedersachsen.de* als Download zur Verfügung steht. Der Schwerpunkt dieses Artikels liegt auf der Bohrtätigkeit in der Exploration.

2 Bohrtätigkeit

Die inländische Bohraktivität hat gegenüber 2016 wieder abgenommen und erreichte somit auch in 2017 ein vergleichsweise sehr niedriges Niveau. So ist die Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) von 26 im Vorjahr auf 24 gesunken. Ohne die Bohrkampagnen in den Ölfeldern Emlichheim und Bockstedt wäre die Bohraktivität nur halb so hoch ausgefallen.

(Nachfolgende Doppelseiten)

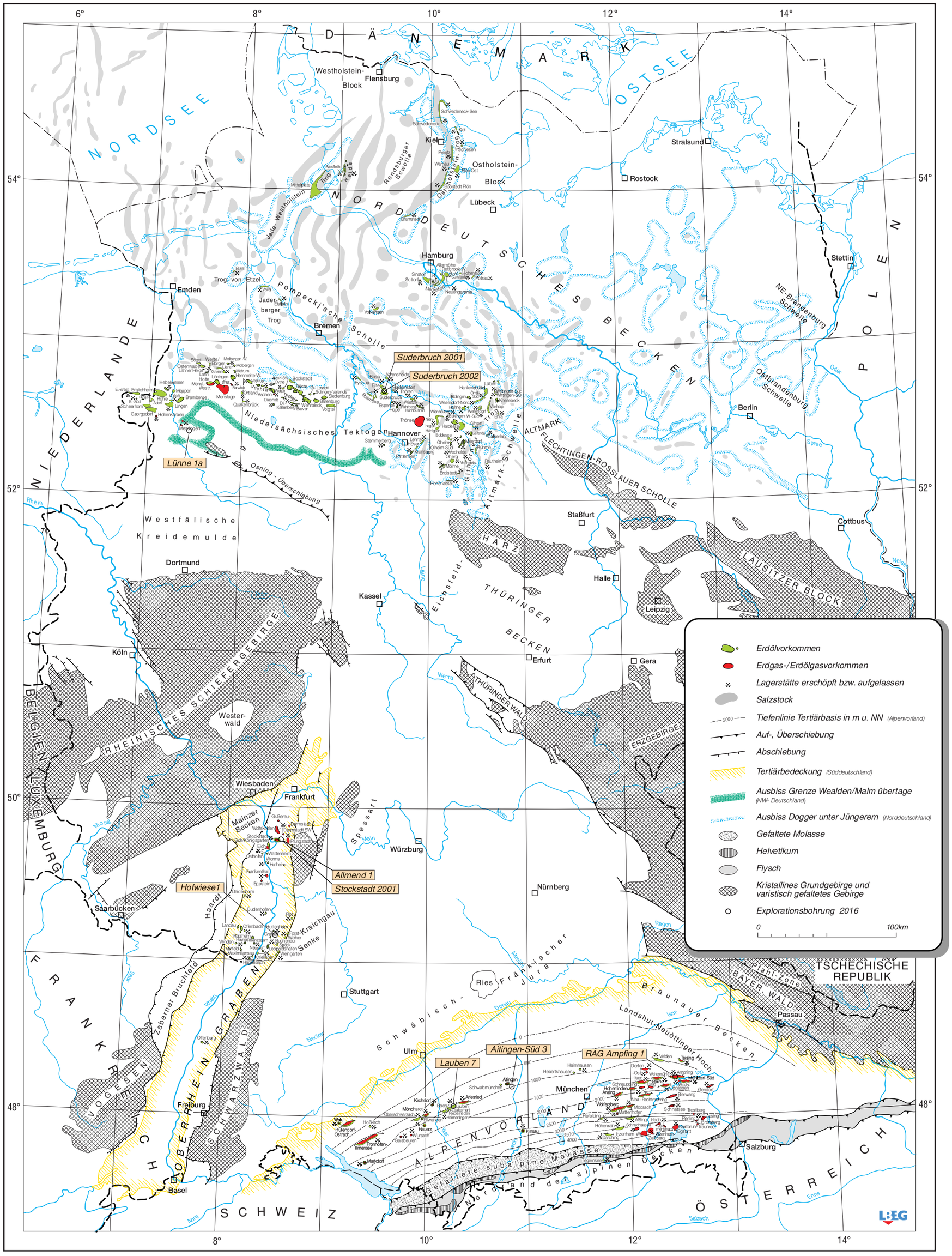
Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2017. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiärr

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2017. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



LBEG Hannover - L 2.2 Gez.: B. Herrmann *Anl_01 Jura-Kreide_2016.FH11*

Stand: 31.12.2016

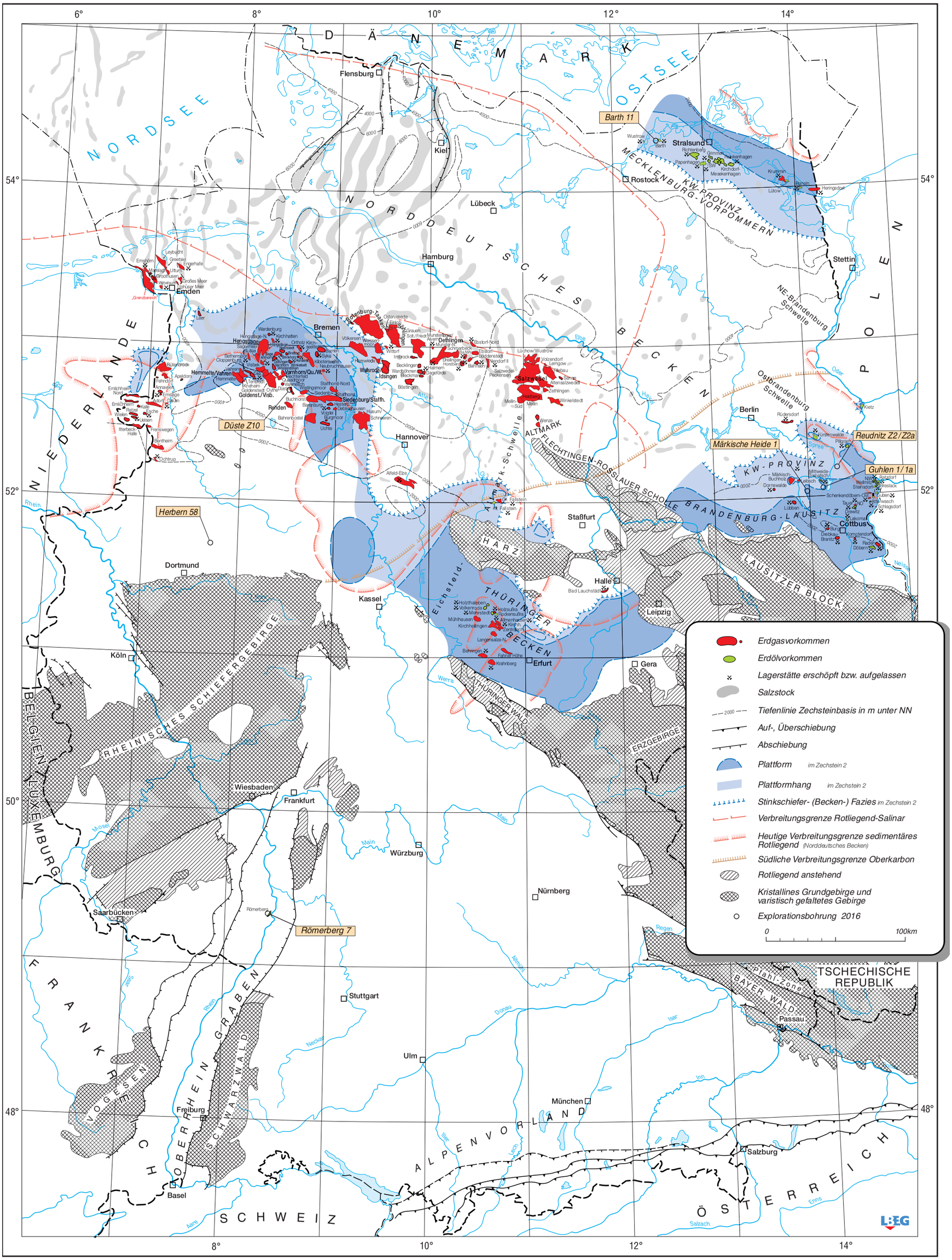
Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Karte vom Vorjahr!

Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, ul.24721C. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



LBEG Hannover - L2.2 Gez.: B. Herrmann *Anl_02 Buntsandstein_2016.FH11* Stand: 31.12.2016

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2016. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

Karte vom Vorjahr!

Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.geonis.de. Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, ul.24721C.

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 10 % abgenommen (Abb. 3). Damit lag sie etwa 28 % unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre. Hinsichtlich dieses Mittelwertes ist zu beachten, dass dieser noch von der deutlich umfangreicheren Bohrkampagne im Feld Emlichheim in den Jahren 2011 und 2012 geprägt ist.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen hat sich die Anzahl der aktiven Bohrungen von acht auf vier halbiert und die Bohrmeter sind um knapp 40 % zurückgegangen. Dagegen ist die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen gegenüber 18 im Vorjahr auf 20 angewachsen, was ein Bohrmeter-Plus von 8 % gegenüber dem Vorjahr bedeutet.

2.1 Explorationsbohrungen

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2017 sind in Tabelle 1 insgesamt 15 Bohrungen aufgeführt. Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten vier aktiven Bohrungen und weiteren elf Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurde eine Bohrung im Gebiet Oder/Neiße–Elbe abgeteuft.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden oder auch aufgegebenen Feldern auf der Suche nach Kohlenwasserstoffen abgeteuft werden, wurden zwei Bohrungen niedergebracht, von denen eine am Jahresende 2017 noch am Bohren war.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde in Niedersachsen eine Bohrung abgeteuft. Auch diese Bohrung hatte am Jahresende 2017 ihr Ziel noch nicht erreicht.

Im Folgenden werden die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt.

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 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) 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 kohlenwasserstoffführenden Staßfurt-Karbonats komplettiert und getestet. In 2016 wurde die Bohrung etwa 600 m nach Südwesten zur **Guhlen 1a** abgelenkt. Der Landepunkt der Bohrung war auf der Grundlage der 3D-seismischen Messungen festgelegt worden, die in 2013 im Erlaubnisfeld Lübben durchgeführt worden waren. Zielhorizont war das in der Stammbohrung Guhlen 1 kohlenwasserstoffführend nachgewiesene Staßfurt-Karbonat. Die Ablenkung Guhlen 1a hat das Staßfurt-Karbonat öl-, gas- und kondensatführend erschlossen. Anschließend wurde ein Test durchgeführt. Die Testergebnisse ergaben eine Förderrate von 1.670 boe/d. Die Bohrung Guhlen 1a wurde für öl- und gasfündig erklärt.

In der brandenburgischen Erlaubnis Lübben wurde nach der Bohrung Guhlen 1 eine weitere Aufschlussbohrung, und zwar die Bohrung **Märkische Heide 1** (CEP) (Abb. 2), abgeteuft. Bereits 2013 war in dem Erlaubnisfeld eine großflächige seismische 3D-Messung durchgeführt worden, die neue Erkenntnisse über den tiefen Untergrund geliefert hatte und mehrere Strukturen hatte erkennen lassen. Eine dieser Strukturen wurde mit dieser Bohrung untersucht. Das Zielgebiet liegt etwa 12 km westsüdwestlich der Bohrung Guh-

Tab. 1 Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2017

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Aufschlussbohrung (A3)			
Oder-Neiße-Elbe			
Barth 11*	CEP	Staßfurt-Karb.	n.k.E.
Guhlen 1*	CEP	Staßfurt-Karb.	nicht fündig
Guhlen 1a*	CEP	Staßfurt-Karb.	öl- und gasf.
Märkische Heide 1*	CEP	Rotl, Zechst.	nicht fündig
Märkische Heide 1a	CEP	Rotl. Zechst.	nicht fündig
Reudnitz Z2*	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
Reudnitz Z2a*	Bayerngas	Rotliegend	n.k.E.
Weser–Ems			
Lünne 1a*	EMPG	Lias Epsilon	n.k.E.
Niederrhein–Münsterland			
Herbern 58*	HammGas	Oberkarbon	nicht fündig
Teilfeldsuchbohrung (A4)			
Elbe–Weser			
Völkersen-Nord Z4b	DEA	Rotliegend	bohrt
Weser–Ems			
Düste Z10*	Wintershall	Oberkarbon	n.k.E.
Oberrheintal			
Römerberg 5	Neptune	Buntsandstein	n.k.E.
Römerberg 71	Neptune	Buntsandstein	n.k.E.
Wiedererschließungsbohrungen (A5)			
Elbe–Weser			
Alfeld-Elze Z4 (2.)	5P Energy	Rotliegend	bohrt
Alpenvorland			
RAG Ampfing 1*	RDG	Eozän	n.k.E.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2017; *: Endteufe vor 2017 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Bohrlokationen in Abb. 1 und 2

5P Energy – 5P Energy GmbH, Hannover; Bayerngas – Bayerngas GmbH, München; CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin; DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg; EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover; HammGas – HammGas GmbH & Co. KG, Hamm; Neptune – Neptune EnergyDeutschland GmbH (2017 noch ENGIE E&P Deutschland GmbH), Lingen ; RDG – RDG GmbH & Co. KG, Hannover; Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Berlin; Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf

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

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

len 1 und war bereits in den 1960er und 1980er Jahren durch einige Bohrungen erkundet worden. Zielhorizonte sind das Staßfurt-Karbonat und die Sandsteine des Rotliegend, die bereits 1981 in der Bohrung Schlepzig 6 ölführend nachgewiesen werden konnten. Die Bohrung hatte schon in 2015 begonnen. In 2016 hat sie die Zielhorizonte erbohrt und wurde bei einer Endteufe von 3.043 m eingestellt. Aufgrund eines unerwarteten komplexen geologischen Oberbaus hat die Bohrung die Zielhorizonte nicht in der erwarteten Tiefe und zudem teilweise verwässert angetroffen. In 2017 wurde die Bohrung zur Märkische Heide 1a abgelenkt. Der Zielpunkt der Ablenkung lag etwa 1.600 m ostsüdöstlich des Zielpunktes der Stammbohrung Märkische Heide 1. Zielhorizonte waren wie in der Stammbohrung das Staßfurt-Karbonat und die Rotliegend-Sandsteine. Die Ablenkung hat das Staßfurt-Karbonat zwar kohlenwasserstoffführend, aber impermeabel angetroffen und wurde im Werra-Karbonat bei 2.937 m eingestellt. Die Stammbohrung wie auch deren Ablenkung wurden für nicht fündig (KW-Anzeichen) erklärt.

Die Bohrung **Reudnitz Z2** (Bayerngas) (Abb. 2) wurde bereits in 2014 abgeteuft. Sie 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. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

Gebiet Weser–Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung **Lünne 1** (EMPG) (Abb. 1) abgeteuft. Auch

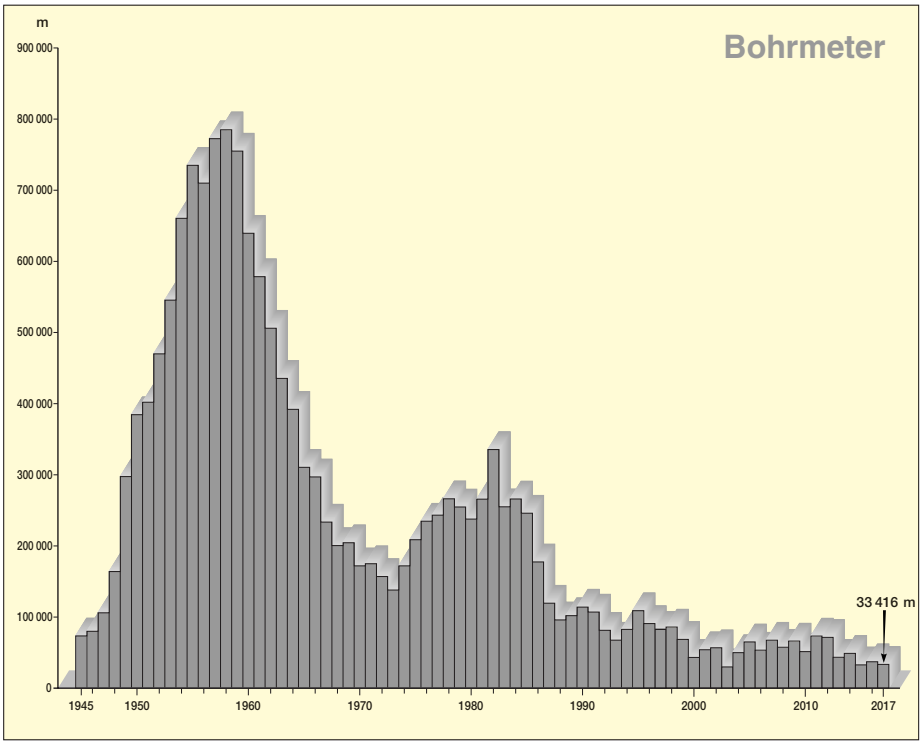


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2017

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.

Gebiet Niederrhein–Münsterland

Im nordrhein-westfälischen Erlaubnisfeld Rudolf wurde in 2016 die Bohrung **Herbern 58** (HammGas) (Abb. 2) niedergebracht. Sie hatte das Ziel, eine Kohleflözgas-Lagerstätte im Oberkarbon nachzuweisen. Zur Festlegung des Bohrzieles wurde die Methode der tektomechanischen Analyse angewendet. Diese analytische Methode kombiniert Erkenntnisse aus dem Bergbau mit wissenschaftlichen Untersuchungen und umfangreichen Daten, um natürliche Kluftsysteme im Untergrund zu lokalisieren. Haben sich in solchen offenen und vernetzten Kluftsystemen Erdgaslagerstätten gebildet, so sind sie ohne Frac-Behandlungen förderbar. Die Bohrung hat die Gesteine und Kohleflöze des Westfal B wie geplant erschlossen. Anschließend wurde ein Fördertest durchführt. Auf der Grundlage der Testergebnisse wurde die Bohrung 2017 für nicht fündig erklärt.

2.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Mit der Bohrung **Völkersen-Nord Z4b** (DEA) (Abb. 2) soll der Havel-Sandstein des Rotliegend im westlichsten Teil des Feldes Völkersen auf einer bislang nicht erbohrten tektonischen Hochscholle gasführend bei initialen Druckbedingungen aufgeschlossen werden. Das Nebenziel der Bohrung ist die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein. Am Jahresende 2017 hatte die Bohrung ihre Endteufe noch nicht erreicht und stand bei 5.613 m im Zechstein-Salinar.

Gebiet Weser–Ems

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 ge-

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

plante 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.

Oberrheintal

Die Bohrung **Römerberg 5** (Neptune) (Abb. 2) wurde zur weiteren Entwicklung des Erdölfeldes Römerberg abgeteuft. Der Landepunkt der Bohrung liegt im Nordteil der zentralen Scholle in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung ca. 1.000 m nordnordöstlich der Produktionsbohrung Römerberg 3. Damit repräsentiert die Bohrung den bislang nördlichsten Zielpunkt in der Lagerstätte. Die Bohrung hat den Zielhorizont, die Sandsteine im Buntsandstein, ölführend aufgeschlossen. Anschließend wurde ein Langzeitfördertest aufgenommen. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

Die Bohrung **Römerberg 7** (Neptune) (Abb. 2) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen Teil der zentralen Scholle ebenfalls in strukturhoher Position und nahe der westlichen Hauptstörung zu erschließen. Der geplante Landepunkt der Bohrung an der Oberkante des Buntsandstein lag ca. 1.600 m südsüdöstlich des Ansatzpunktes und damit ca. 600 m südwestlich des Landepunktes der Römerberg 1. In 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3.414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2017 noch nicht fest.

2.1.3 Wiedererschließungsbohrungen

Gebiet Elbe–Weser

Im Bewilligungsfeld Alfeld-Elze II-Erweiterung wurde die verfüllte Bohrung **Alfeld-Elze Z4** (5P Energy) (Abb. 2) zunächst aufgewältigt und anschließend in 147 m Tiefe abgelenkt, um die Rotliegend-Sandsteine der Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald im Feldesteil Alfeld-Elze wiederzuerschließen. Die ursprünglich im Jahr 1996 aufgegebene Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald war bereits in 2014 im Feldesteil Hildesheimer-Wald durch die Aufwältigung der verfüllten Bohrung Hildesheimer-Wald Z2 erfolgreich wiedererschlossen worden. Die Ablenkung der Bohrung Alfeld-Elze Z4 hatte Ende 2017 ihre Endteufe noch nicht erreicht.

Alpenvorland

Mit der Bohrung RAG **Ampfing 1** (RDG) (Abb. 1) wurde das ehemalige Feld Ampfing hinsichtlich einer wirtschaftlichen Wiedererschließung untersucht. Ampfing war der erste Erdöl- und Erdgasfund im deutschen Teil des östlichen Alpenvorlandes. Der Fund gelang bereits 1953 nach kurzer seismischer Vorerkundung. Aus der Erdöllagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m³ Erdölgas gefördert. 1988 wurde das Feld aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Das Ziel der Bohrung war, in den Bereich der ursprünglichen Gaskappe zu bohren, um zu prüfen, ob aufgrund der langjährigen Entnahme durch die Förderung Erdöl in diesen Bereich eingewandert ist. Die Bohrung hat das primäre Ziel, den Ampfing-Sandstein, in der erwarteten Tiefe, aber geringmächtiger als erwartet erschlossen. Beim Test auf den Ampfing-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gasspuren zu. Ob ein Test auf das Nebenziel, den Lithothamnienkalk, durchgeführt werden soll, wurde noch nicht entschieden.

2.2 Feldesentwicklungsbohrungen

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 18 im Vorjahr auf 20 angestiegen. Weitere zehn Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2017 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 22 Bohrungen wurden in 2017 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren 20 ölfündig und zwei hatten als Hilfsbohrungen ihr Ziel erreicht. Darüber hinaus waren vier Bohrungen noch ohne Ergebnis und drei Bohrungen nicht fündig.

Im Feld Mittelplate war die Deutsche Erdoel AG mit zwei Produktionsbohrungen in den Dogger-Beta-Sandsteinen ölfündig, eine dritte Bohrung war am Jahresende noch nicht abgeschlossen.

Im Gebiet Elbe–Weser hat Neptune eine Produktionsbohrung im Feld Schneeren-Süd als nicht fündig eingestuft, während in den Feldern Bötersen (EMPG) und Völkersen (DEA) zwei Produktionsbohrungen auf Rotliegend-Sandsteine noch ohne Ergebnis waren.

Im Gebiet zwischen Weser und Ems waren bei der Bohrkampagne im Feld Bockstedt (WIAG) fünf Produktionsbohrungen im Dichotomiten-Sandstein ölfündig und zwei nicht fündig, zudem war eine Rotliegend-Bohrung der Vermilion im Feld Leer noch ohne Ergebnis.

Im Gebiet Westlich der Ems wurden alle 13 Bohrungen der Wintershall im Feld Emlichheim als ölfündig im Bentheim-Sandstein eingestuft, zudem hatten in diesem Gebiet zwei Hilfsbohrungen mit dem Ziel Bentheim-Sandstein ihr Ziel erreicht.

Für eine Bohrung im Feld Bedernau (WIAG) im Alpenvorland lag am Jahresende 2017 noch kein Ergebnis vor.

2.3 Bohrmeter

In 2017 hat die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahreswert um 3.700 m auf etwa 33.400 m abgenommen und ist damit wieder auf ein historisch niedriges Niveau zurückgefallen (Abb. 3). Seit dem nachhaltigen Rückgang in den 1980er Jahren wurde der Wert nur zweimal unterschritten, und zwar in 2015 und 2003. Ohne die Bohrkampagnen im Feld Emlichheim, mit der bereits in 2016 begonnen wurde, und im Feld Bockstedt wäre die Bohrmeterleistung deutlich geringer ausgefallen.

Auf den Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre bezogen lag die Bohrleistung in 2017 um etwa 13.300 m oder 28 % unter diesem Mittelwert. In den letzten Jahren hat sie sich auf einem Niveau von deutlich unter 50.000 m eingependelt. Die Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit.

In den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief die Entwicklung im Vergleich zum Vorjahr wieder unterschiedlich. In der Exploration haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um knapp 40 % bzw. 5.600 m auf 8.400 m abgenommen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre entsprach das einem Rückgang um fast die Hälfte oder etwa 8.100 m. Seit Einführung der aktuell gültigen Bohrungsklassifikation in 1981 war die Bohrmeterleistung der Exploration noch nie so gering. Der Anteil an den gesamten Bohrmetern erreichte in 2017 nur 25 % (Mittel seit 1981: 48 %).

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr dagegen um 8 % oder 1.900 m zugenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre ergibt sich trotzdem ein Minus von 17 % oder 5.200 m.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter deutlich an Gewicht. Die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate brachten Schleswig-Holstein in 2017 einen Anteil von 30 % an den gesamten Bohrmetern. Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Mit 54 % entsprach der niedersächsische Anteil gemessen am Mittel der vorangehenden Jahre dem Durchschnitt.

3 Geophysik

Nachdem die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas seit 2013 stetig abgenommen hatten, war in 2017 wieder ein Anstieg zu verzeichnen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 247 km² (Vorjahr: 52 km²) durchgeführt. 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2017 nicht vorgenommen.

3.1 3D-Seismik

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

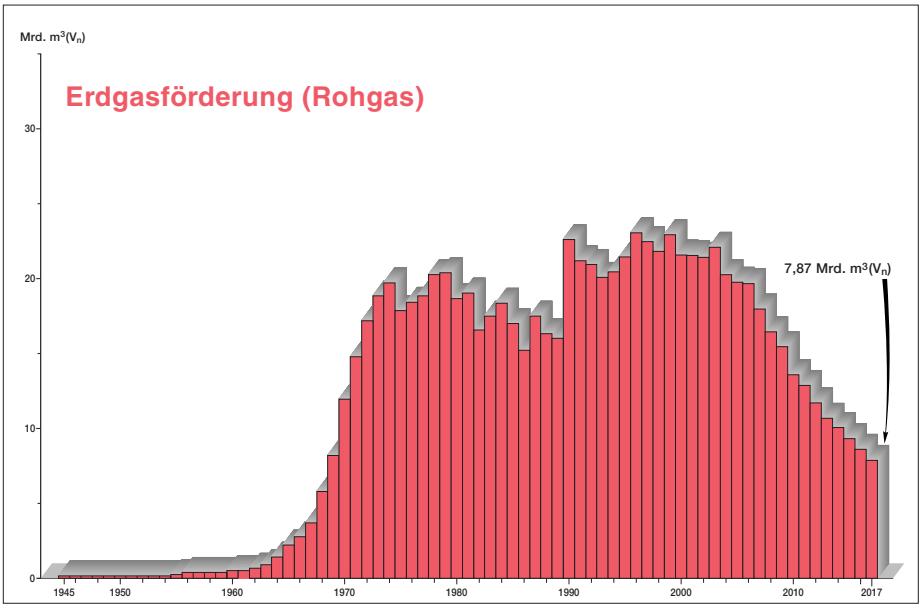


Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2017
←

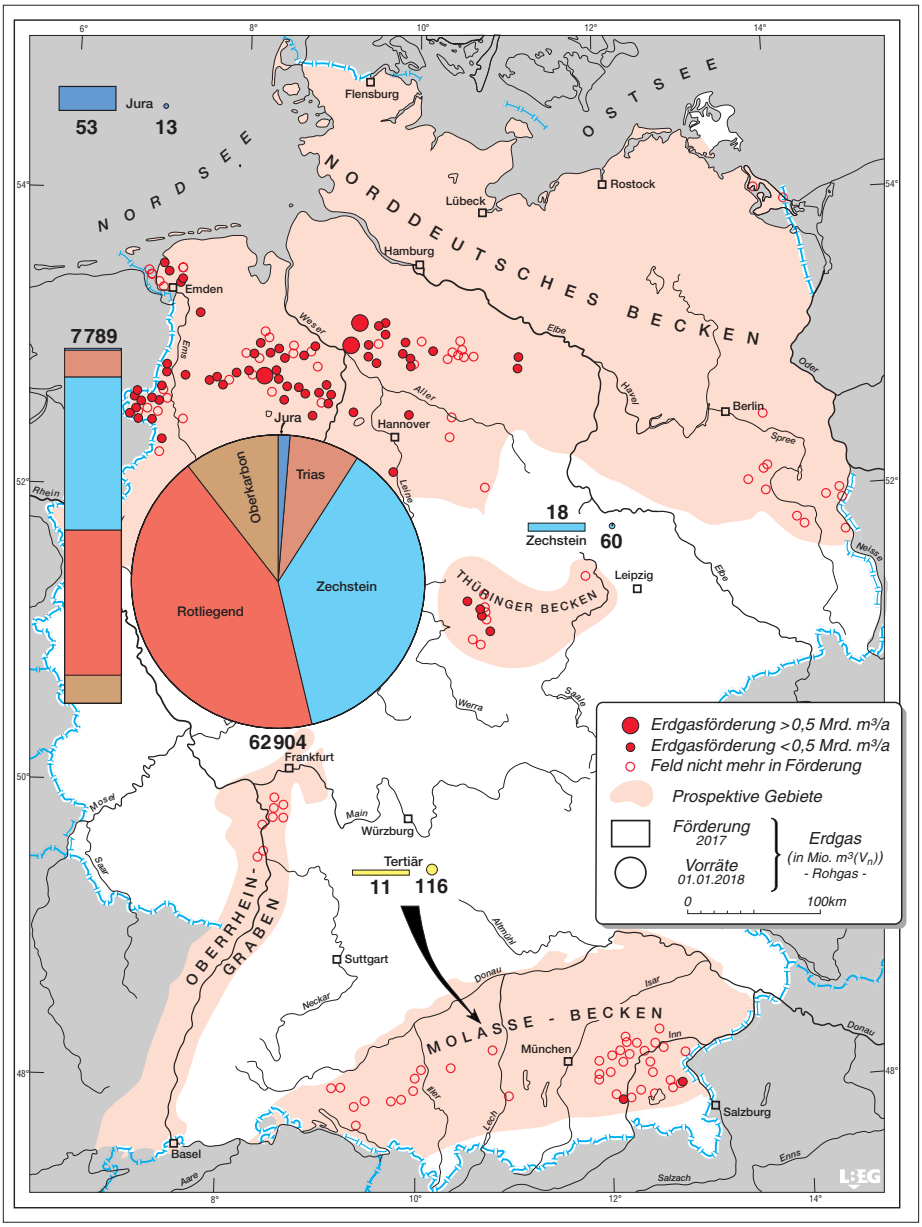


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

In 2017 wurden zwei 3D-seismische Surveys zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt. Beide Surveys liegen in Süddeutschland, und zwar je einer im Oberrheingraben und im bayerischen Molassebecken.

Für eine neue Bewertung der geologischen Verhältnisse und des verbliebenen Förderpotenzials der Erdöllagerstätte Landau im Oberrheingraben wurde im Auftrag der Wintershall Holding GmbH der Survey »Landau 2017« mit einer Fläche von 58 km² akquiriert.

Im Rahmen der Untersuchungen zur Wiedererschließung des Feldes Ampfing im bayerischen Molassebecken wurde der Survey »Ampfing« durchgeführt. Er überdeckt eine Fläche von 189 km² in den Erlaubnisfeldern Salzach-Inn und Aubach der RDG GmbH & Co. KG.

4 Erdgas- und Erdölproduktion

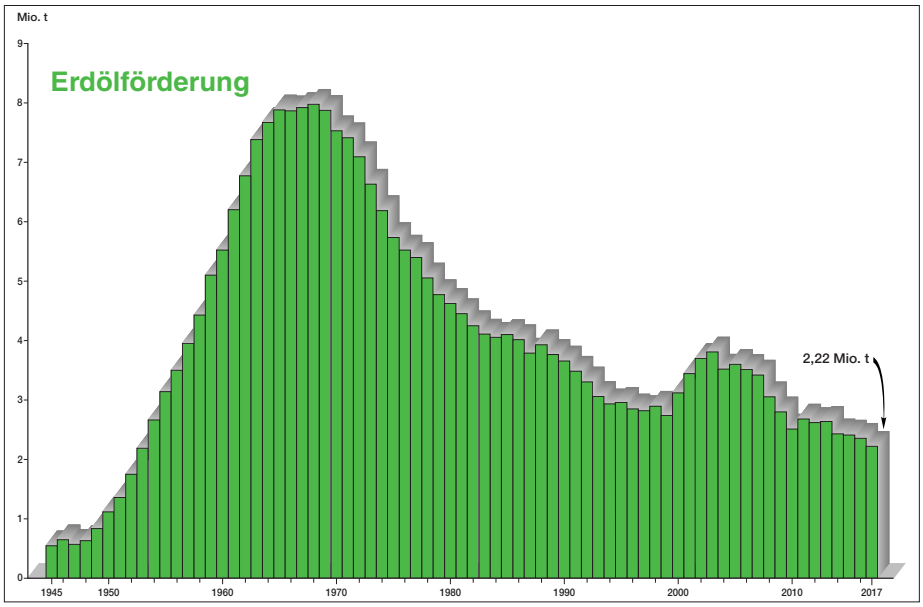
Im vergangenen Jahr gingen sowohl die Erdgas- als auch die Ölförderung in Deutschland zurück. 7,9 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 7,2 Mrd. m³(Vn) Reingas bedeuteten einen Rückgang um 0,7 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 0,6 Mrd. m³(Vn) – auf einen Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m³(Vn) normiertes – Reingas; zusätzlich wurden noch rund 62 Mio. m³ Erdölgas gewonnen (Abb. 4). Damit hat die inländische *Erdgasproduktion* um 8,6 % (Rohgas) bzw. 7,9 % (Reingas) im Jahresvergleich weiter abgenommen, vor allem bedingt durch die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten. Mit Bezug auf die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) angegebene Jahresverbrauchsmenge von 101,8 Mrd. m³ konnte der Inlandsverbrauch von Erdgas nur noch zu 7 % durch heimisches Erdgas gedeckt werden.

Das weitaus meiste heimische Erdgas kommt aus Niedersachsen. Mit einem Anteil von 94,4 % an der Rohgas-Gesamtproduktion liegt hier die Erdgasprovinz Deutschlands, bezogen auf die Reingasproduktion liegt der Anteil sogar bei 96,9 %. Auf Platz zwei folgt Sachsen-Anhalt mit anteilig 4,5 % oder 0,36 Mrd. m³(Vn) Rohgas.

Abbildung 5 zeigt die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen. Die beiden wichtigsten Förderhorizonte sind hier die Formationen Rotliegend und Zechstein; untergeordnet wird noch aus Speichergesteinen im Oberkarbon, in der Trias, im Jura und im Tertiär gefördert. Aus dem Gebiet zwischen Weser und Ems wurden rund 4,3 Mrd m³(Vn) (minus 0,3 Mrd. m³) produziert, im Gebiet Elbe–Weser waren es mit rund 3,3 Mrd m³(Vn) etwa 0,4 Mrd. m³ weniger als im Vorjahr.

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2017



→

Von den insgesamt 77 in Deutschland in Produktion stehenden Feldern deckten die zehn förderstärksten Felder im vergangenen Jahr 66,7 % der Gesamtproduktion ab.

Die inländische *Erdölproduktion* lag auch im Jahr 2017 unter Vorjahresniveau. Mit 2,22 Mio. t einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 % verringerte sie sich gegenüber 2016 um 140.000 t oder 5,8 % (Abb. 6).

Damit wurden 2 % des von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) für 2017 angegebenen Verbrauchs an Erdöl in Deutschland gefördert.

Die förderstärksten Erdölfelder liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Aus diesen beiden Bundesländern stammten mit 2,0 Mio. t rund 91 % der deutschen Gesamtproduktion des Jahres 2017. Damit hat sich die prozentuale Aufteilung der Erdölproduktion nach Bundesländern leicht zugunsten dieser beiden Bundesländer verschoben. Obwohl in Schleswig-Holstein die Erdölförderung um 68.000 t auf 1,23 Mio. t zurück ging, lag der Anteil an der Gesamtförderung hier bei 55,6 % (2016: 55,3 %). In Niedersachsen wurden mit 788.046 t rund 14.000 t weniger gefördert; was einem Anteil an der Gesamtförderung von 35,5 (34,1) % entspricht. Der Anteil von Rheinland-Pfalz an der Gesamtförderung, der 2016 noch 8 % betragen hatte, sank auf 5,7 % aufgrund einer um 61.000 t auf 126.635 t gesunkenen Erdölproduktion.

Die Aufteilung der Fördermengen auf die Regionen und die geologischen Formationen ist in Abbildung 7 dargestellt. Demnach sind die beiden wichtigsten Förderhorizonte die Sandsteine des Dogger (Mittelplate) und der Unterkreide (Emsland-Felder), gefolgt von den Gesteinen der Trias (Feld Römerberg).

Insgesamt kamen die zehn förderstärksten Felder auf 87,4 % der Gesamtölförderung in 2017, wobei auf das Erdölfeld Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein allein rund 55,5 % der Jahresförderung entfallen. Auf den beiden nachfolgenden Plätzen liegen Rühle (8,1 %) und Emlichheim (7,2 %). Ende 2017 standen wie im Vorjahr 50 Erdölfelder in Produktion. Rund 13 % der Gesamtförderung an Reinöl wurden durch EOR (Enhanced Oil Recovery)-Maßnahmen gewonnen.

5 Erdgas- und Erdölreserven

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen *Erdgasreserven* wurde zum Stichtag 1. Januar 2018 auf 63,1 Mrd. m³ Rohgas geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven gegenüber dem Vorjahr um 7 Mrd. m³ oder 10 % abgenom-

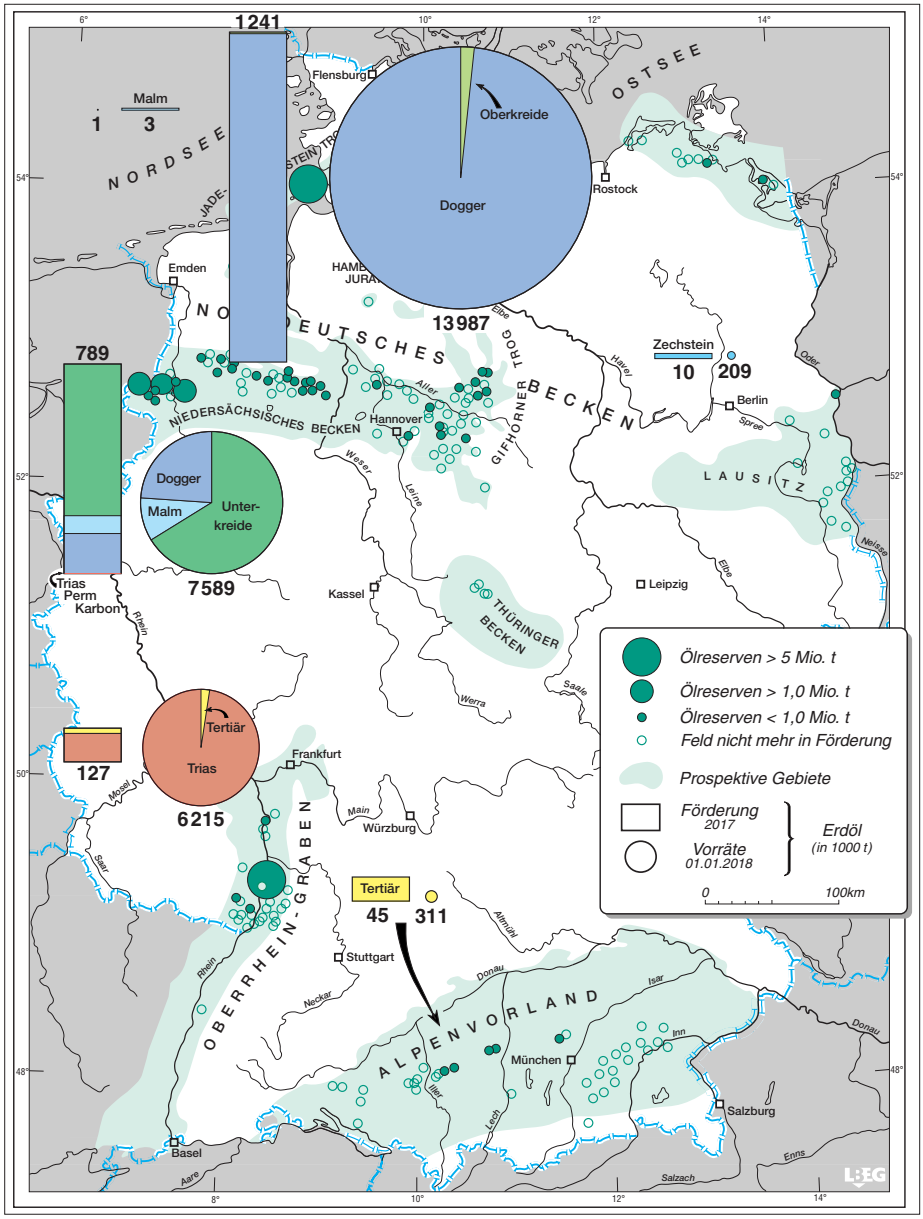


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Alpenvorland

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.

men. Die rückläufige Entwicklung der letzten Jahre hat sich damit weiter fortgesetzt (Abb. 8). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren neben der Entnahme durch die laufende Förderung wieder Neubewertungen von Lagerstätten; nennenswerte Neufunde waren nicht zu verzeichnen.

Unter Berücksichtigung der Fördermenge in 2017 in Höhe von 7,9 Mrd. m³ wird deutlich, dass nur rund 0,6 Mrd. m³ bzw. rund 7,3 % des Jahres-Fördervolumens durch neue Reserven ersetzt werden konnten.

Im Gebiet Elbe–Weser, das etwa 48 % der inländischen Reserven birgt und mit 3,3 Mrd. m³ zu 42,5 % zur inländischen Jahresfördermenge 2017 beigetragen hat, betrug der Reservenverlust 2,9 Mrd. m³ oder rund 9 %. Im Gebiet Weser–Ems, das etwa 50 % der inländischen Reserven birgt und mit 4,3 Mrd. m³ zu 55 % zur inländischen Jahresfördermenge 2017 beigetragen hat, lag der Reservenrückgang bei 4,2 Mrd. m³ oder knapp 10 %.

In Abbildung 5 ist die Verteilung der Reserven auf die Regionen und die geologischen Formationen dargestellt. Rund 98 % der ausgewiesenen Reserven befinden sich in niedersächsischen Lagerstätten.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen *Erdölreserven* wurde zum Stichtag 1. Januar 2018 auf 28,3 Mio. t geschätzt. Damit haben die verbleibenden Reserven um 3,5 Mio. t oder 11,2 % gegenüber dem Vorjahr abgenommen (Abb. 9). Die maßgebliche Ursache der Veränderungen waren Neubewertungen von Lagerstätten.

Damit ergab sich über die Jahresfördermenge in 2017 in Höhe von rund 2,2 Mio. t hinaus ein Reservenverlust in Höhe von 1,3 Mio. t.

Im Gebiet nördlich der Elbe, das durch das Feld Mittelplate bestimmt wird, etwa 50 % der inländischen Reserven birgt und mit 1,2 Mio. t oder zu 56 % zur inländischen Jahresfördermenge 2017 beigetragen hat, waren die verbleibenden Reserven zum Stichtag um 2,5 Mio. t niedriger als im Vorjahr. Im Oberrheintal, das rund 22 % der Reserven birgt und zu knapp 6 % zur jährlichen inländischen Fördermenge beigetragen hat, haben die Reserven um 1,7 Mio. t abgenommen. Im traditionellen Fördergebiet zwischen Elbe und niederländischer Grenze wurden höhere Reserven gemeldet, und zwar im Gebiet westlich der Ems um 41.000 t und zwischen Weser und Ems sogar um 570.000 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 2018 lagen knapp 50 % (2017: 51 %) der inländischen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (Mittelplate), rund 22 % (25 %) in Rheinland-Pfalz und etwa 26,5 % (21 %) in Niedersachsen. Die übrigen Reserven verteilten sich auf Lagerstätten in Hamburg, Bayern, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. ■

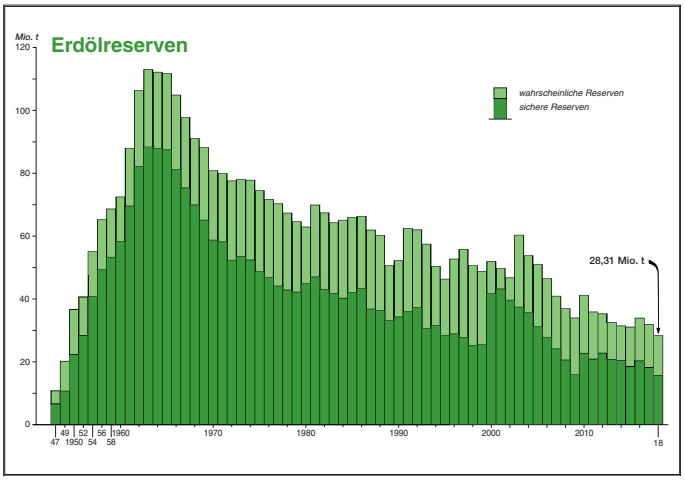


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947 bis 2018

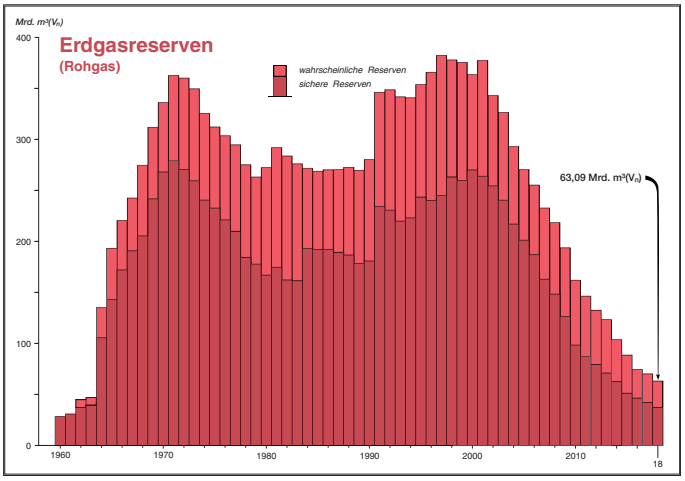


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1960 bis 2018

UGS-Leistungen aus einer Hand

- Bohren & Workover
- Geologie & Reservoir-Engineering
- Untertage-Engineering
- Bohrlochkomplettierungen
- Dichtheitsteste
- Bohrlochintegritätsbewertung
- Obertage-Engineering
- Betriebsführung
- Sol- und Gasanlagen
- Verwahrung von Speichern und Bohrungen

UGS
A COMPANY OF GEOSTOCK ENTREPOSE

Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH
Berliner Chaussee 2
15749 Mittenwalde
Telefon +49 33764 82 0
Telefax +49 33764 82 280
info@ugsnet.de
www.ugsnet.de

Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C.
Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 19.07.2018 16:29 von eek.genios.de.