

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2018

Exploration and Production of Crude Oil and Natural Gas in Germany 2018

0179-3187/19/07

© 2019 EID Energie Informationsdienst GmbH

Abstract

This article summarises the results of oil and gas exploration and production in Germany for 2018. It is based on data regularly provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on request of the LBEG.

Following an increase 2017, geophysical survey activities have now continued to decline noticeably. The activities included the addition of 37 km² of 3D seismic surveys. Neither 2D seismic surveys, nor gravimetric measurements were conducted 2018.

The number of active exploration projects increased from four to five, compared to the previous year, while another eight exploration wells had yet to report results, after reaching their target depth before 2018. In total, final results were reported for five exploration wells 2018, only one of which found oil.

Active development drilling declined from 20 to 19 wells, relative to 2017. Another four wells reached their target depth before 2018, but had not reported final results. Five projects reported successful results, including four finding hydrocarbon and one support well re-

aching its target. Representing an all-time low, the meterage drilled in Germany declined by about 7500 m, compared to the previous year, to just under 26,000 m 2018.

Gas production continued to decline. Annual production fell by 13.3 %, owing to depletion of existing reservoirs, with a total result of 6.8 billion m³ (field quality).

Oil production also fell again, with a decline of 6.8 %, compared to the previous year, and a total result of about 2.1 million t (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves declined in line with a similar trend in recent years. In comparison with the previous year, reserves fell by 8.7 billion m³, exceeding the volume of gas produced 2018, and leaving reserves of 54.4 billion m³ in field quality.

An increase of 0.7 million t was recorded for the combined proven and probable oil reserves in Germany, now standing at 29 million t. This means that oil production 2018 was more than compensated by new reserves.

Zusammenfassung

Im Folgenden wird ein Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2018 gegeben.

Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas haben nach dem Zuwachs im Vorjahr wieder deutlich abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden auf einer Gesamtfläche von 37 km² durchgeführt. 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden 2018 nicht vorgenommen.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von vier auf fünf erhöht. Weitere acht Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Explorationsbohrungen wurden 2018 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine ölfündig.

(Nachfolgende Doppelseiten)

Abb. Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2018. Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2018. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

EEK Aus der Redaktion

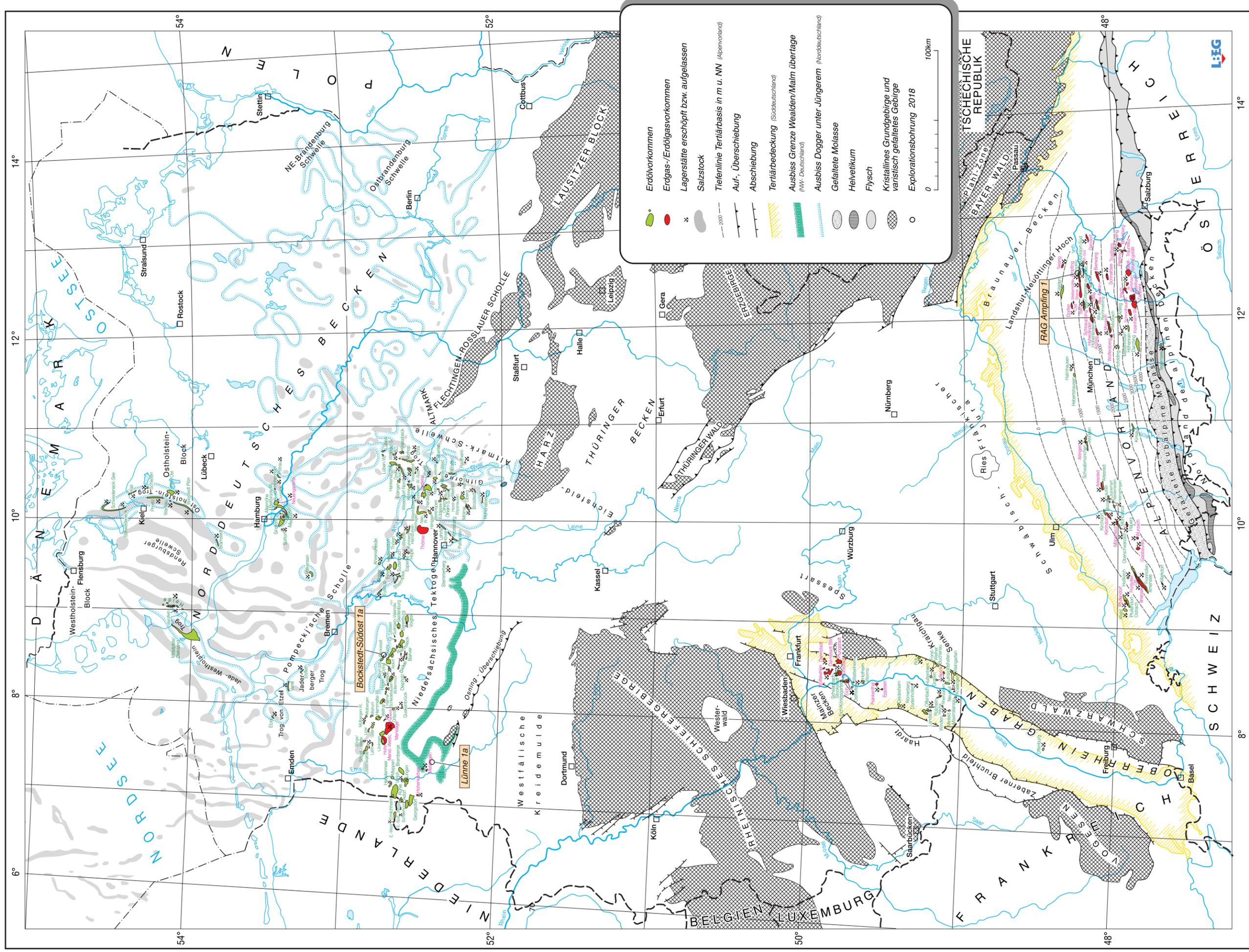
Leserbriefe

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an:
leserbriefe@eid.de

(Foto: BVEG)

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Dieses Dokument ist lizenziert für EID Energie Informationsdienst GmbH, uL24721C. Alle Rechte vorbehalten. © Erdöl Erdgas Kohle. Download vom 02.09.2019 14:18 von eek.genios.de.

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein

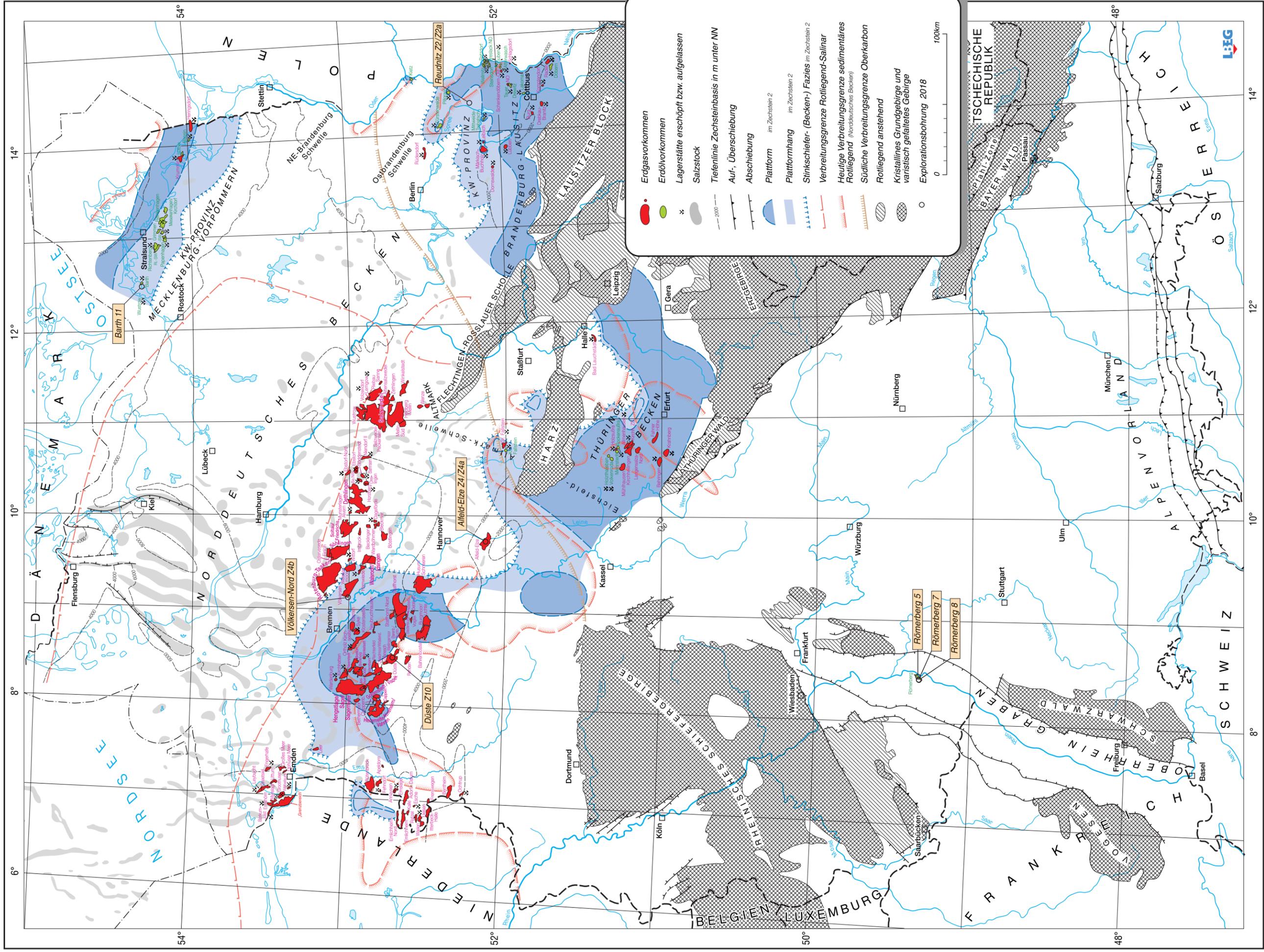


Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2018. Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

Tab. 1 Explorationsbohrungen in 2018. Bohrlokationen siehe Abb. 1 und 2 (LBEG)

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>							
Barth 11 ¹⁾	CEP	33337480	6021579	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Reudnitz Z2 ¹⁾	GENEXCO	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	2930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a ¹⁾	GENEXCO	33452267	5779635	n.k.E.	Rotliegend	4407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹⁾	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Elbe-Weser</i>							
Völkersen-Nord Z4b	DEA	32511666	5874038	nicht fündig	Rotliegend	6383,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bockstedt-Südost 1a	Wintershall	32470515	5844887	nicht fündig	Dichotomiten-S.	1605,0	Alb
Düste Z10 ¹⁾	Wintershall	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
<i>Oberrheintal</i>							
Römerberg 5 ¹⁾	Neptune	32460463	5465594	öfündig	Buntsandstein	2944,0	Buntsandstein
Römerberg 7 ¹⁾	Neptune	32457484	5465432	n.k.E.	Buntsandstein	3406,0	Buntsandstein
Römerberg 8	Neptune	32457479	5465431	bohrt	Buntsandstein		
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 ¹⁾	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2150,0	Oberkreide
<i>Elbe-Weser</i>							
Alfeld-Elze Z4 (2.)	5P Energy	32551454	5775180	nicht fündig	Rotliegend	1567,5	Oberkarbon
Alfeld-Elze Z4a	5P Energy	32551454	5775180	nicht fündig	Rotliegend	1451,0	Rotliegend
Status mit Stand vom 31. Dezember 2018; ¹⁾ Endteufe vor 2018 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen hat gegenüber 20 im Vorjahr auf 19 abgenommen. Weitere vier Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Fünf Bohrungen wurden 2018 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren vier fündig und eine hatte als Hilfsbohrung ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat 2018 gegenüber dem Vorjahreswert um etwa 7.500 m auf knapp 26.000 m abgenommen. Dieser Wert markiert einen historischen Tiefstand. Der Rückgang der Erdgasförderung hat sich weiter fortgesetzt. Aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten hat die Jahresfördermenge gegenüber dem Vorjahr um 13,3 % abgenommen und betrug 6,8 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war abermals rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 6,8 % abgenommen und betrug etwa 2,1 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 8,7 Mrd. m³

abgenommen und beliefen sich auf 54,4 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die Reserven haben sich also um mehr als die 2018 entnommene Fördermenge verringert.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Mio. t zugenommen und betrug 29 Mio. t. Die 2018 entnommene Fördermenge konnte also durch neue Reserven mehr als ausgeglichen werden.

Einleitung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2018 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 2018« des LBEG zurück, der unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download zur Verfügung steht.

1. Bohraktivität

Die inländische Bohraktivität hat gegen-

über dem Vorjahr weiter abgenommen und erreichte somit 2018 einen historischen Tiefstand. Gemessen an der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind) wird diese Abnahme nicht deutlich. Wie im Vorjahr betrug die Anzahl der aktiven Bohrungen 24 (siehe Abschnitt 1.2).

Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 22 % verloren. (siehe Abschnitt 2). Damit lag sie um ein Drittel unter dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre.

Die unterschiedliche Entwicklung zwischen Bohrmeterleistung und Anzahl der Bohrungen ist darauf zurückzuführen, dass noch mehr als im Vorjahr bereits bestehende Bohrungen abgelenkt wurden. Bei diesen Bohrungen fallen üblicherweise weniger Bohrmeter an.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien leicht unterschiedlich. In der Kategorie der Explorationsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen von vier auf fünf angestiegen. Die Bohrmeter sind jedoch um 29 % zurückgegangen.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen gegenüber 20 im Vorjahr nur um eins auf 19 zurückgegangen. Die Bohrmeter dieser Kategorie verzeichneten gegenüber dem Vorjahr ein Minus von 20 %.

1.1 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 2018 werden insgesamt 13 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten fünf aktiven Bohrungen und weiteren acht Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2018 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der Bohrprojekte näher vorgestellt werden.

Aufschlussbohrungen

Gebiet Oder-Neiße-Elbe

Mit der Bohrung Barth 11 (CEP) (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 aufgeben worden. Der Ansatzpunkt der Boh-

Tab. 2 Feldeentwicklungsbohrungen in 2018 (LBEG)

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>			
Guhlen 1b	CEP	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Mittelplate-A 30	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Böttersen Z11 ¹⁾	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96	DEA	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Völkersen-Nord Z6a ¹⁾	DEA	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen-Nord Z7a	DEA	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Düste 73a	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z12aM1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Goldenstedt Z25M1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Goldenstedt Z25M2	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Leer Z5 ¹⁾	Vermillion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Visbek Z16a (2.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 64a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 112 (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 63 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 181a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 314 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 323 (2.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 370a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2 ¹⁾	Wintershall	Baustein-Schichten	noch kein Ergebnis
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hankensbüttel-Süd 97	DEA	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 521 (2.)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
5P Energy – 5P Energy GmbH, Hannover		Status mit Stand vom 31. Dezember 2018	
CEP – CEP Central European Petroleum GmbH, Berlin		1) Endteufe vor 2018 erreicht	
DEA – DEA Deutsche Erdoel AG, Hamburg			
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover			
GENEXCO – GENEXCO GmbH, Berlin			
Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH, Lingen			
RDG – RDG GmbH & Co. KG, Hannover			
Vermillion – Vermillion Energy Germany GmbH & Co. KG, Hannover			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Bamstorf			

Die 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 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. Die geplante Testförderung steht noch aus.

Die Bohrung Reudnitz Z2 (GENEXCO) (Abb. 2) wurde bereits 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 süd-südöstlich 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 2013 und 2014 2D-seismische Messungen durchgeführt, die das bestehende Netz der seismischen Linien verdichtet haben. Das Konzept der Boh-

rung sah vor, zunächst eine vertikale Bohrung in die Rotliegend-Sandsteine abzu-teufen 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 2018 noch nicht fest.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde 2011 die Bohrung Lünne 1 (EMPG) (Abb. 1) abgeteuft. Sie gehört zum Explorationsprogramm der EMPG, mit dem das Shale-Gas-Potenzial des Wealden und des Posidonienschiefers im Niedersächsischen Becken bewertet werden sollte. 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 2011 geplant war, steht noch aus.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Mit der Bohrung Völkersen-Nord Z4b (DEA) (Abb. 2) sollte 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 war die Prüfung von Upside-Potenzialen im Wustrow- und Niendorf-Sandstein.

Die Bohrarbeiten hatten bereits 2017 begonnen. 2018 hat die Bohrung Reservoir des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Das Primärziel im Havel-Sandstein wurde nicht angetroffen. Die anschließenden Testarbeiten auf die Niendorf-Sandsteine und die Vulkanite der Altmark-Subgruppe erbrachten aber nicht den erhofften wirtschaftlichen Gaszufluss und die Bohrung wurde für nicht fündig erklärt.

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2013 bis 2018, aufgeteilt nach Bohrkategorien (LBEG)

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
			m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2013	43423	100	7525	17,3	4508	10,4	2115	4,9	–	–	29275	67,4	–	–
2014	48922	100	5649	11,5	15024	30,7	1525	3,1	–	–	21522	44,0	5202	10,6
2015	32773	100	1513	4,6	5577	17,0	2376	7,3	452	1,4	21120	64,4	1734	5,3
2016	37126	100	6985	18,8	1495	4,0	5499	14,8	4193	11,3	16750	45,1	2205	5,9
2017	33416	100	2031	6,1	5249	15,7	1115	3,3	–	–	22156	66,3	2865	8,6
2018	25961	100	–	–	5507	21,2	457	1,8	1236	4,8	16666	64,2	2095	8,1
Mittelwert 2013–2017	39132	100	4741	12,1	6370	16,3	2526	6,5	929	2,4	22165	56,6	2401	6,1

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2018 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten (LBEG)

Bundesland/ Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Brandenburg	–	–	–	1.236,0	–	–	1.236,0	4,8
Niedersachsen	–	1.980,0	456,5	–	11.087,0	2.095,1	15.618,5	60,2
Rheinland-Pfalz	–	3.527,0	–	–	–	–	3.527,0	13,6
Schleswig-Holstein	–	–	–	–	5.579,5	–	5.579,5	21,5
Gebiet								
Nördlich der Elbe	–	–	–	–	5.579,5	–	5.579,5	21,5
Oder/Neiße-Elbe	–	–	–	1.236,0	–	–	1.236,0	4,8
Elbe-Weser	–	770,0	456,5	–	6.169,0	1.955,0	9.350,5	36,0
Weser-Ems	–	1.210,0	–	–	2.628,3	–	3.838,3	14,8
Westlich der Ems	–	–	–	–	2.289,7	140,1	2.429,7	9,4
Oberrheintal	–	3.527,0	–	–	–	–	3.527,0	13,6

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung Bockstedt-Südost 1a (Wintershall) (Abb. 1) wurde aus der Bockstedt-Südost 1 auf eine bislang nicht durch Bohrungen erschlossene Teilscholle östlich des Erdölfeldes Bockstedt abgelenkt. Die Teilscholle wurde in einer Überarbeitung der 3D-Seismik Bockstedt identifiziert und liegt unmittelbar an der Aufschiebung, die die Lagerstätte Bockstedt nach Norden begrenzt. Das Zielgebiet der Bohrung lag in einer Entfernung von knapp 500 m ostnordöstlich zur nächstgelegenen Förderzone des Feldes. Die Bohrung hat das Reservoir, den Dichotomiten-Sandstein der Unterkreide, tiefer als prognostiziert, unterhalb des Öl-Wasser-Kontaktes der Lagerstätte und damit verwässert angetroffen. Die Bohrung ist nicht fründig.

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 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 Bohrkern 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 Langzeitförderstest

Tab. 5 Geophysikalische Messungen 2018 (nach Angaben der explorierenden Firmen, LBEG)

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte/ km ²
Ostsee	–	–	–
Nordsee	–	–	–
Nördlich der Elbe	–	–	–
Oder/Neiße-Elbe	–	–	–
Elbe-Weser	–	–	–
Weser-Ems	–	–	–
Westlich der Ems	37	–	–
Niederrhein-Münsterland	–	–	–
Thüringer Becken	–	–	–
Saar-Nahe-Becken	–	–	–
Oberrheintal	–	–	–
Alpenvorland	–	–	–
Summe	37	–	–

aufgenommen. 2018 wurde die Bohrung ölfündig gemeldet.

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. 2015 hat sie ihre Endteufe bei 3.414 m im Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt. Ein Ergebnis der Bohrung stand Ende 2018 noch nicht fest.

Die Bohrung Römerberg 8 (Neptune) (Abb. 2) soll die Erdöllagerstätte Römerberg weiterschließen. Das Primärziel sind die ölführend vermuteten Sandsteine des Oberen und Mittleren Buntsandstein zwischen den bestehenden Produzenten Römerberg 1 und Römerberg 3 in strukturhoher Position mit einem Landepunkt nahe der strukturbildenden westli-

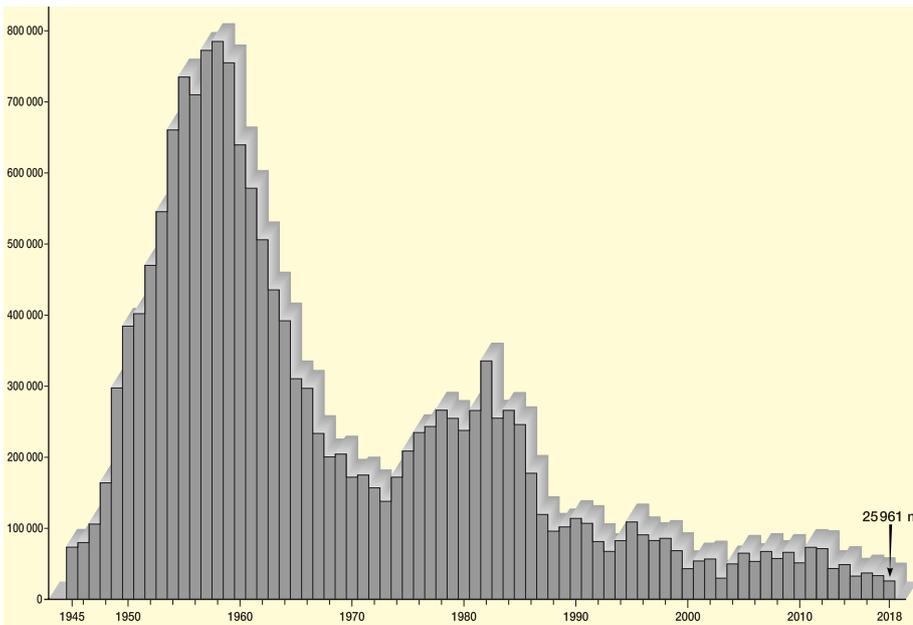


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2018 (LBEG)

chen Hauptabschiebung der Lagerstätte. Zum Jahresende 2018 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht.

Wiedererschließungsbohrungen

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 Erdöl-Lagerstätte im Ampfing-Sandstein, in der sich eine primäre Gaskappe entlöst hatte, wurden seit 1954 0,55 Mio. t Erdöl und 1,4 Mrd. m³ Erdöl gas 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.

Gebiet Elbe-Weser

Im Bewilligungsfeld Alfeld-Elze II-Erweiterung wurde die verfüllte, ehemalige Förder sonde 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 wiederzuer-

schließen. Die ursprünglich im Jahr 1996 aufgegeben e Erdgaslagerstätte Alfeld-Elze/Hildesheimer-Wald war bereits 2014 im Feldesteil Hildesheimer-Wald durch die Aufwältigung der verfüllten Bohrung Hildesheimer-Wald Z2 erfolgreich wiedererschlossen worden. Die Aufwältigung und Ablenkung der Bohrung zur Alfeld-Elze Z4 (2.) wurde bereits 2017 durchgeführt. 2018 hat die Bohrung die Rotliegend-Sandsteine gasführend aufgeschlossen, doch konnte trotz Säuerungen des Reservoirs aufgrund der schlechten Gesteinsdurchlässigkeiten keine wirtschaftliche Förder rate erreicht werden. Daraufhin wurde die Bohrung zur Alfeld-Elze Z4a abgelenkt, um dem Landeraum der ehemaligen Förder sonde Alfeld-Elze Z4 näher zu kommen. Die Bohrung hatte während des Bohrens der Rotliegend-Sandsteine zwar Gas anzeichen, doch bei einem Test floss nur Wasser zu. Die Bohrung wurde deshalb für nicht fündig erklärt.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert und betrug 24. Als »aktiv« werden in diesem Beitrag jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere zwölf Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2018 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2018 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2018 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 36 Bohrungen haben 13 ein endgültiges Ergebnis erhalten; da-

von waren sechs erfolgreich. Von diesen sechs Bohrungen waren fünf fündig und eine weitere hatte ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen, Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere so genannte »spy holes«. Bohrungen, die ihre Endteufe erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status »noch kein Ergebnis« geführt.

2. Bohrmeterleistung

2018 hat die Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahreswert um 7.455 m auf 25.961 m abgenommen. Dieser Wert markiert einen historischen Tiefstand.

Aufgrund der meist hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrmeterkategorien, wird in diesem Beitrag zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). 2018 lag die Bohrleistung um etwa 13 200 m oder ein Drittel unter diesem Mittelwert. In den letzten Jahren hat sie sich auf einem Niveau von deutlich unter 50.000 m eingependelt.

Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter. Wird die Bohrleistung der Jahre 2011 und 2012, die insbesondere durch die Bohrkampagne im Feld Emlichheim geprägt ist, als Ausreißer nach oben betrachtet, so wird seit etwa 2010 ein Abwärtstrend deutlich.

In den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief die Entwicklung der Bohrleistung im Vergleich zum Vorjahr in gleicher Richtung, und zwar abnehmend.

In der Exploration haben die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr um 29 % oder etwa 2.400 m auf knapp 6.000 m abgenommen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre entsprach das einem Rückgang um mehr als die Hälfte oder etwa 7.700 m.

Seit Einführung der aktuell gültigen Bohrmeterklassifikation in 1981 war die Bohrmeterleistung der Exploration noch nie so gering. Der Anteil an den gesamten Bohrmeterm erreichte 2018 nur noch 23 % (Mittel seit 1981: 48 %).

In der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr um 20 % oder 5.000 m abgenommen. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre war es ein Minus von 22 % oder 5.500 m.

In Jahren mit geringer Bohraktivität gewinnt die kontinuierliche Feldesentwicklung im Erdölfeld Mittelplate hinsichtlich der regionalen Verteilung der Bohrmeter

generell an Gewicht. Nicht so 2018: Die Produktionsbohrungen im Erdölfeld Mittelplate brachten Schleswig-Holstein 2018 »nur« einen Anteil von gut 21 % an den gesamten Bohrmeter (Tab. 4). Der größte Anteil der Bohrmeter entfiel aber wieder auf Niedersachsen. Mit 60 % lag der niedersächsische Anteil über dem Mittel der vorangehenden Jahre in Höhe von 53 %.

3. Geophysik

Die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas haben nach dem Zuwachs im Vorjahr wieder deutlich abgenommen. 3D-seismische Messungen wurden lediglich auf einer Gesamtfläche von 37 km² (Vorjahr: 247 km²) durchgeführt (Tab. 5). 2D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden 2018 nicht vorgenommen.

3D-Seismik

2018 wurde ein 3D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar der Survey »Emlichheim 2018«.

Er wurde für eine neue Bewertung der geologischen Verhältnisse und des verbliebenen Förderpotenzials der Erdöllagerstätte Emlichheim im Niedersächsischen Becken im Auftrag der Wintershall Holding GmbH akquiriert. Um die Lagerstätte vollständig zu erfassen, waren grenzüberschreitende Messungen in die Niederlande erforderlich. Der Survey hat eine Fläche von 37 km²; davon liegen 21 km² in Niedersachsen und 16 km² in den Niederlanden.

4. Erdöl- und Erdgasproduktion

In Deutschland wurden im Jahr 2018 2,1 Mio. t Erdöl einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 % produziert. Insgesamt hat sich die Produktion um 6,8 % gegenüber 2017 verringert. Die Erdölproduktion konnte nur zu 2,0 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 103,3 Mio. t [1] in Deutschland beitragen. Zusätzlich wurden 6,8 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 6,2 Mrd. m³(Vn) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s=9,77 kWh/m³(Vn) produziert. Das entspricht einer Verringerung um 13,3 % Rohgas wie auch Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die Rohgas- und Erdölproduktion 2018 hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 96,8 Mrd. m³ Reingas zu ca. 6,4 % gedeckt [1].

4.1 Erdölförderung

Die Erdölproduktion fiel 2018 um ca. 150 000 t (-6,8 %) unter den Wert des Vorjahres (2,2 Mio. t). Die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands liegen in

Norddeutschland. In Schleswig-Holstein und Niedersachsen wurden in den Ölfeldern im Berichtszeitraum zusammen 1,85 Mio. t Öl produziert. Das sind 90 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl 2018 auf 1,12 Mio. t, das sind 113.000 t weniger als im Vorjahr. Der Anteil an der Gesamtförderung liegt hier bei 54,2 %. Auch Niedersachsen produzierte mit 734.000 t rund 54.000 t weniger. Das entspricht 35,5 % von der Gesamtförderung. In Rheinland-Pfalz hingegen stieg die Produktion um 22.000 t auf 148.000 t. Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 7,2 %. Seit 24 Jahren ist Hessen mit einer Förderung von 632 t Erdöl wieder vertreten. In den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe sank die Produktion um 117.000 t, westlich der Ems um 27.000 t und zwischen Weser und Ems um 21.000 t. Im Oberrheintal stieg im selben Zeitraum die Produktion um 22.000 t. Am Stichtag 31. Dezember 2018 standen 51 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 12 auf 988.

2018 erbrachten die zehn förderstärksten Felder Deutschlands zusammen 87,7 % der Gesamtölförderung. Die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand lag mit 1,1 Mio. t fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,17 Mio. t. In 32 der insgesamt 51 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10.000 t.

Nach wie vor ist Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein das förderstärkste Erdölfeld Deutschlands. Auf dem zweiten Platz folgt das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems gefolgt vom Feld Emlichheim. Das Feld Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz liegt auf dem vierten Platz.

Mit 1,1 Mio. t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld Mittelplate/Dieksand 54 % der deutschen Erdölträge aus verschiedenen Sandsteinen des Jura. Das sind rund 114.330 t weniger als im Vorjahr, was ca. 9,3 % der Produktion entspricht, und kommt der Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Emlichheim, das in der Produktionsstatistik an dritter Stelle liegt, nahe. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 42.983 t pro Bohrung.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rührlermoor und Rührlerlwist produziert. Im Berichtszeitraum 2018 wurde mit 168.421 t 6,3 % weniger Erdöl gefördert als 2017. 172 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 979 t pro Bohrung entspricht. Aus der gleichen geologischen Formation

fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 107 Sonden mit einer Förderleistung von 1.370 t Erdöl förderte Emlichheim 146.593 t im letzten Jahr.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Fünf Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 129.967 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 21,4 % gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 25.993 t. Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2018 unter 100.000 t Erdöl. Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser EOR-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten 2018, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,1 Mio. t, einen Anteil von knapp 13 %. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2018 bei rund 95 %.

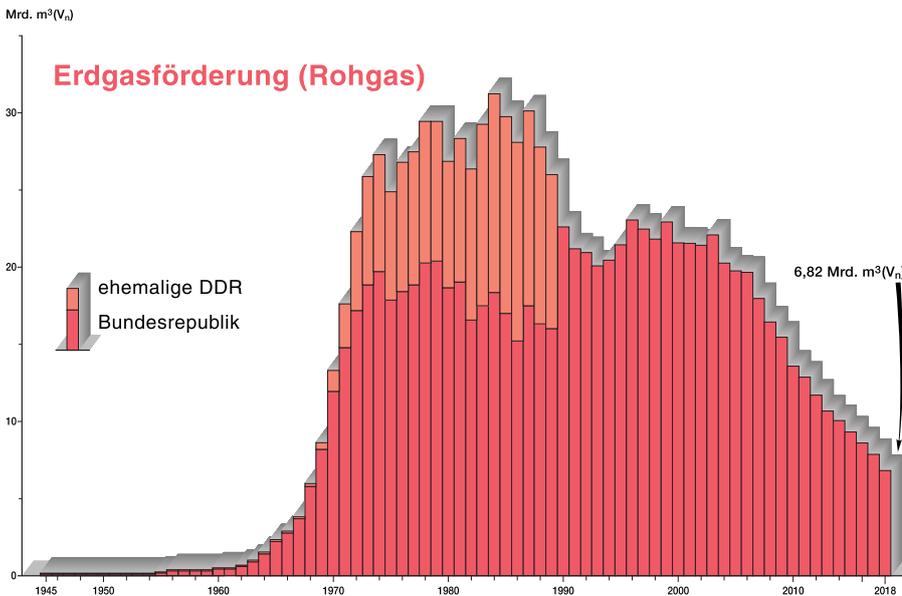
Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2018 bei 61 %. Die mit Abstand größte Fördermenge kam hier aus dem Feld Mittelplate/Dieksand im schleswig-holsteinischen Wattenmeer. Die Sandsteine der Unterkreide sind der zweitwichtigste Trägerhorizont für Erdöl in Deutschland. Ihr Förderanteil lag 2018 bei 26 %. Aus diesen Gesteinen produzieren die Felder des Emslandes, wie z. B. Rühle, Bramberge und Georgsdorf. Der Förderanteil von Erdöl aus den Gesteinen der Trias lag 2018 bei 6 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 % sowie des Perm mit 0,5 und der Oberkreide mit 0,2 %. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 12.949 t. Das entspricht 0,6 % der Gesamtölförderung. 27 % der heimischen Kondensatförderung fallen allein im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an.

Bis Ende 2018 sind in Deutschland kumulativ ca. 307 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 37,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 838 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen. Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und der Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2018 wurden in Deutsch-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2018 (LBEG)



land 6,8 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 6,2 Mrd. m³(V_n) Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit um 1 Mrd. m³(V_n) Rohgas wie auch normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m³(V_n). Das entspricht einer Abnahme um 13,3 % Rohgas wie auch Reingas gegenüber dem Vorjahr. Die stetige Abnahme der Erdgasproduktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt. Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben.

Die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands liegt in Niedersachsen. Hier wurden 6,4 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Das sind 1,05 Mrd. m³(V_n) oder 14,1 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 93,6 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 6,02 Mrd. m³(V_n) angegeben. Das sind 0,9 Mrd. m³(V_n) oder 13,4 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands bleibt mit 96,8 % fast gleich. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei.

Im Gebiet Weser-Ems wurden 3,5 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert, was einem Rückgang von 0,8 Mrd. m³(V_n) entspricht. Die Reingasförderung fiel in diesem Bereich um 0,7 Mrd. m³(V_n) auf 3,1 Mrd. m³(V_n). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 3,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert und damit 0,25 Mrd. m³(V_n) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging um 0,27 Mrd. m³(V_n) auf 2,9 Mrd. m³(V_n) gegenüber 2017 zurück. 2018 wurden zusätzlich noch rund 67 Mio. m³(V_n) Erdölgas gewonnen. Erdölgas wird vor allem in Niedersachsen (67 %) und Schleswig-Holstein (24 %), gefolgt von Brandenburg mit 3 % produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 77 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2018 fördernden Sonden ist von 449 im Vorjahr auf 434 gefallen. Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,85 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,81 Mrd. m³(V_n) Gas. Beide Felder fördern aus dem Rotliegende. An dritter Stelle folgt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,65 Mrd. m³(V_n) Gas aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2018 insgesamt fast 212 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduk-

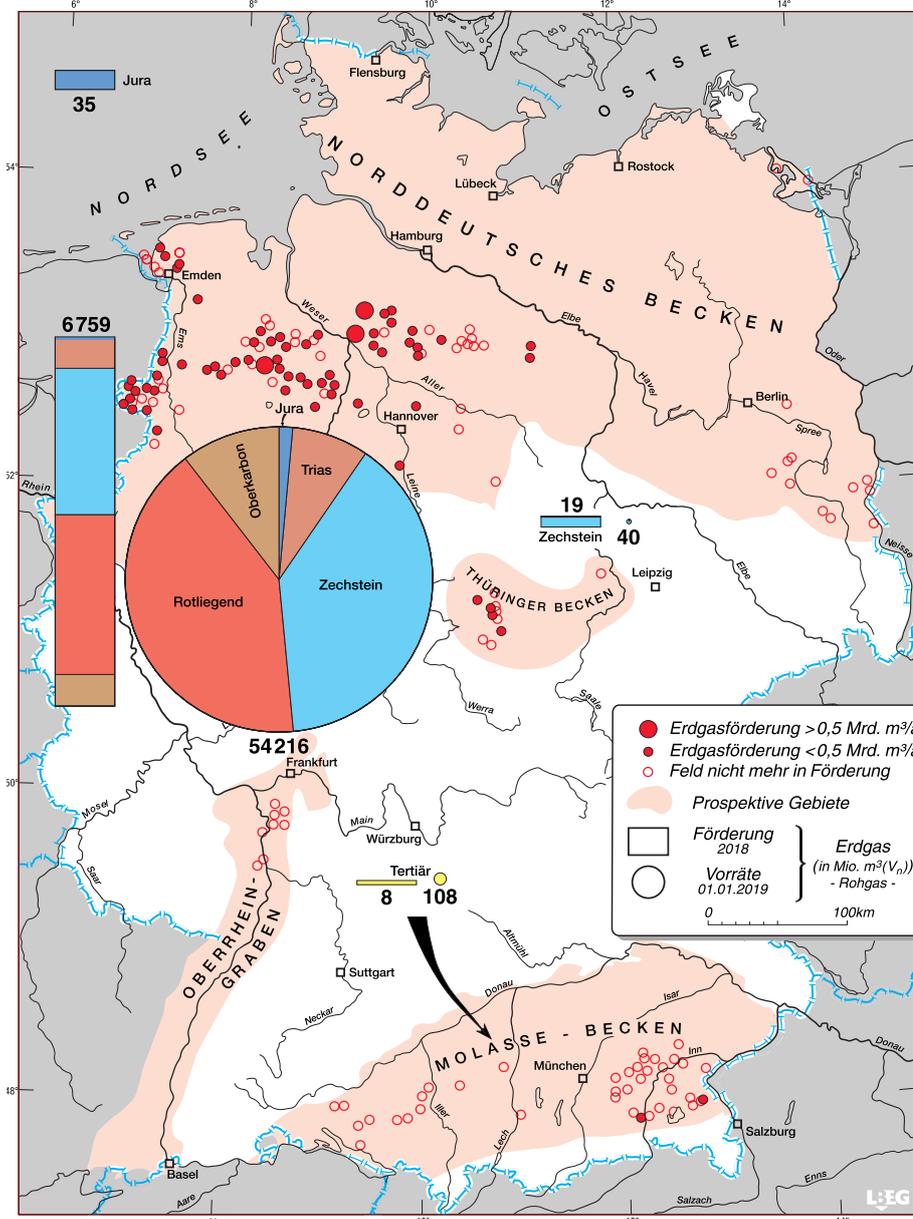
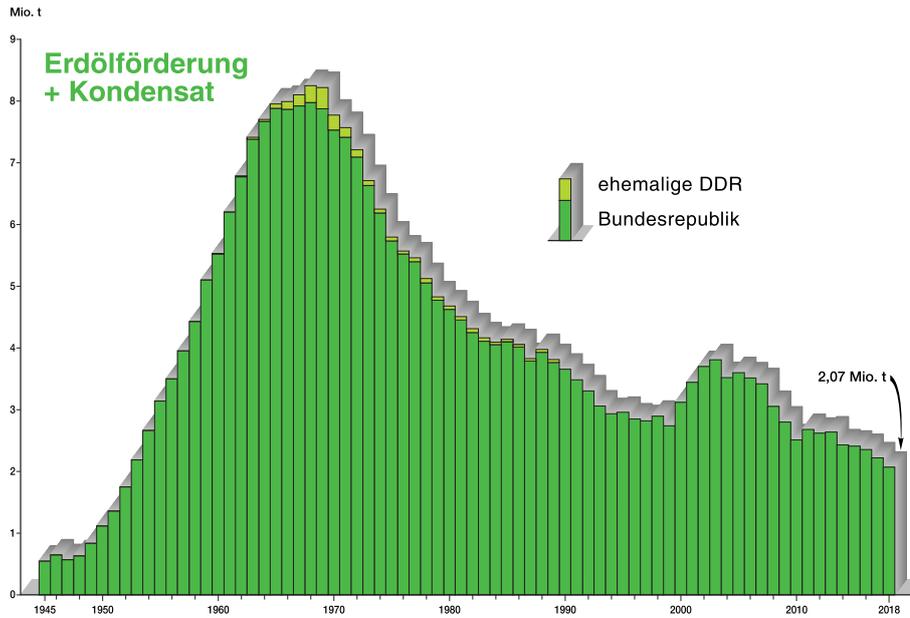


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland (LBEG)

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2018 (LBEG)



tion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2018 standen in diesem Feld 132 Sonden in Betrieb, die insgesamt 375 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 424 Mio. m³(V_n) bedeutet das einen Rückgang um 11 %. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldekomplexes Salzwedel weist einen hohen Stickstoffanteil auf und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem »Groningen-Brennwert« liegt. Die errechnete Reingasmenge betrug demnach rund 136 Mio. m³(V_n) [2]. Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte 2018 rund 35 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas aus zwei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 34 %. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³(V_n) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 44 Mio. m³(V_n) [2]. Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 3.456 t Erdgaskondensat an.

5. Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland beliefen sich am 1. Januar 2019 auf 29 Mio. t Erdöl und liegen damit um 700.000 t oder 2,4 % über denen des Vorjahres. Die insgesamt positive Entwicklung der ausgewiesenen Reserven wurde durch die Neubewertung von Feldern begründet. Die negative Entwicklung der Reserven einzelner Felder wurde mit der Ölpreisentwicklung sowie auch der Neubewertung auf Basis neuer geologischer Erkenntnisse begründet. Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2019 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen die Reserven um 3,8 Mio. t oder 27,1 % gegenüber dem Vorjahr. Im Oberrheinland verringerten sich die ausgewiesenen Reserven hingegen um 1,95 Mio. t (–31,4 %). Auch in den alten Förderregionen westlich der Ems sanken die Reserven um 690.000 t (–18,6 %) sowie zwischen Weser und Ems um 312.000 t (–11,5 %). Nach den derzeitigen Berechnungen lagern mit 17,5 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 3,9 Mio. t (+28,5 %) mehr als im Vorjahr. Das sind 60,4 % (+12,3 %) der deutschen Erdölreserven. In Niedersachsen fielen die Reserven um 1,1 Mio. t auf 6,4 Mio. t (–14,2 %). Damit lagerten hier 22,2 % (–4,3 %) der Reserven. Für

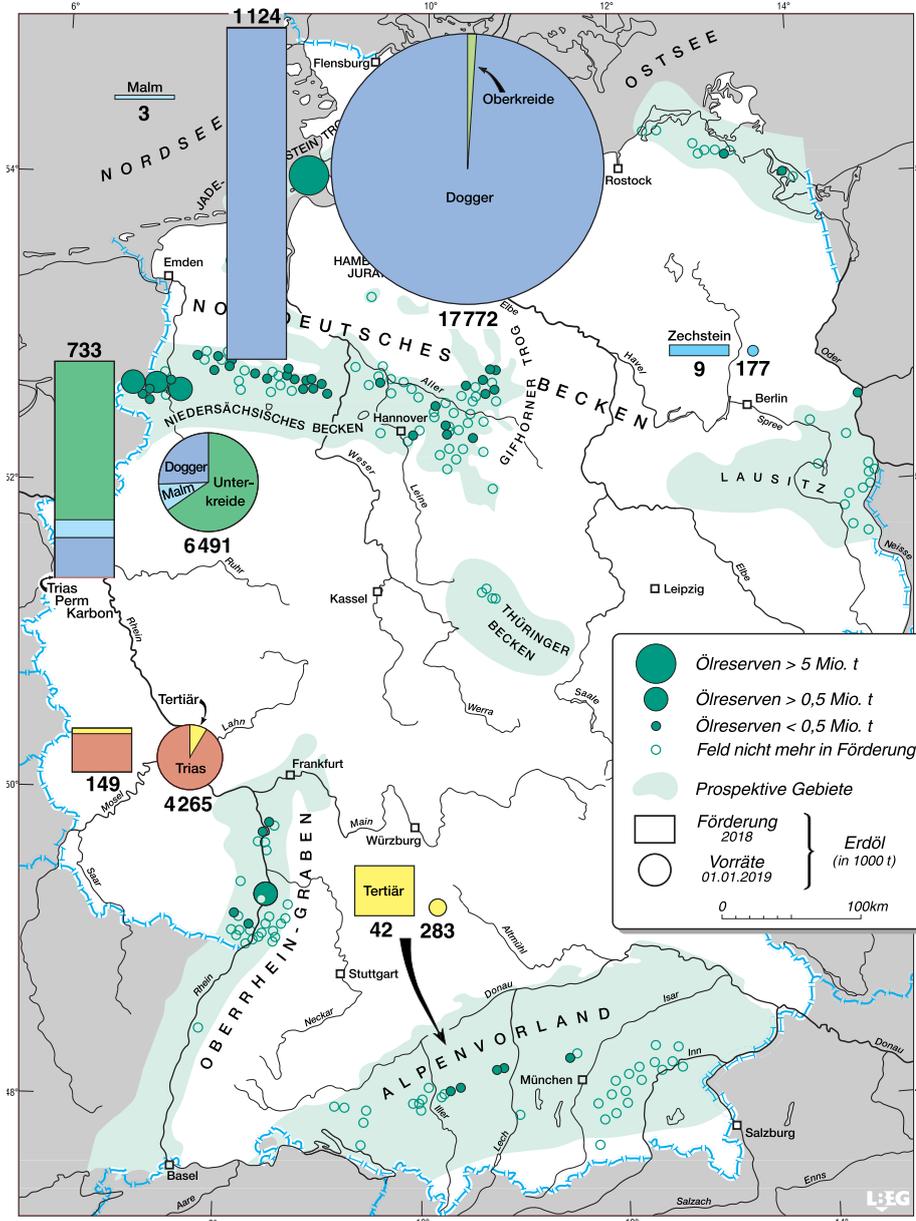


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße–Elbe, 4. Gebiete Elbe–Weser, Weser–Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheinland, 6. Alpenvorland

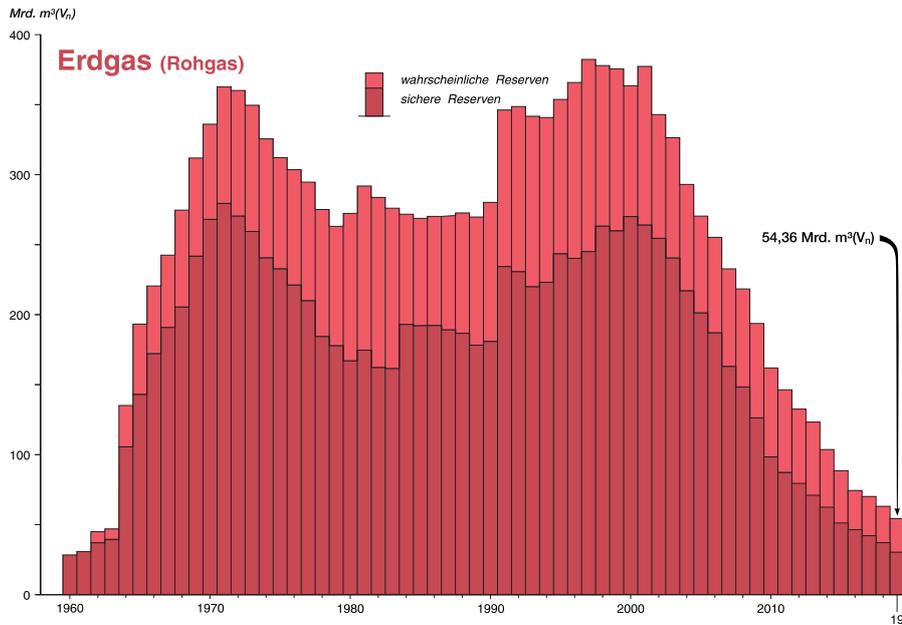


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2019 (LBEG)

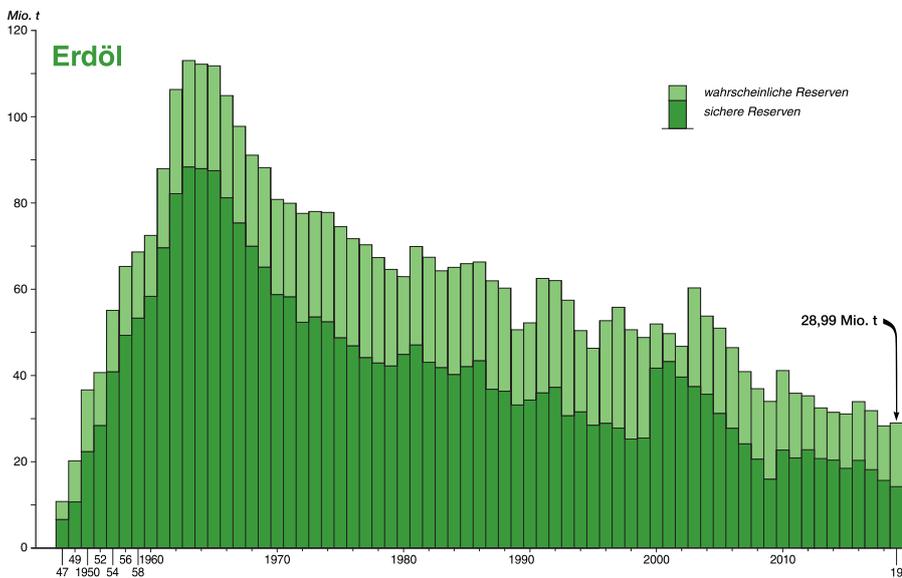


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1960 bis 2019 (LBEG)

Rheinland-Pfalz wurden 4 Mio. t (-2,2 Mio. t/-35,2 %) gemeldet. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 13,9 % (-8,1 %) auf dem dritten Platz. Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres zeigt, dass sich bereinigt mit der Entnahme durch die Ölproduktion die Reserven um 2,7 Mio. t erhöht haben.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, erhöhte sich zum Stichtag der Reservenberechnung auf 14 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 12,8 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Ori-

entierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 66 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 15 % in Gesteinen der Unterkreide und 13 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 %), im Tertiär (2 %) sowie in der Oberkreide (1 %) und im Zechstein (1 %).

5.2 Erdgasreserven

Am 1. Januar 2019 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 54,4 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 8,7 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 13,8 %.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von $H_s=9,77 \text{ kWh}/m^3(V_n)$ wurden am Stichtag mit 50,6 Mrd. $m^3(V_n)$ angegeben und lagen damit 8,2 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 14 % unter denen des Vorjahres. Die stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren stark zurückgegangen. Dementsprechend wurden die bekannten Felder nicht weiterentwickelt.

Ferner sind nennenswerte Neufunde ausgeblieben. Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2019 mit 29 Mrd. $m^3(V_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 2,6 Mrd. $m^3(V_n)$ weniger als 2018. Für den Raum Elbe-Weser wurden 24,3 Mrd. $m^3(V_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 6 Mrd. $m^3(V_n)$. Die Reingasreserven verteilen sich dementsprechend auf die Gebiete Elbe-Weser mit 24,8 Mrd. $m^3(V_n)$ und Weser-Ems mit 24,6 Mrd. $m^3(V_n)$. Hier sind 2 Mrd. $m^3(V_n)$ bzw. 6,1 Mrd. $m^3(V_n)$ weniger Reingas als im Vorjahr gemeldet worden. Die größten Erdgasreserven Deutschlands liegen in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 53,6 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas. Das sind 8,6 Mrd. $m^3(V_n)$ weniger als 2018. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands betrug 98,6 %. Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 50,2 Mrd. $m^3(V_n)$ angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,3 %.

Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei. Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, verbleibt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2019 bei acht Jahren. Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 80 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 41 % in Sandsteinen des Rotliegend und 39 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (10 %) und triassischen Sandsteinen (8 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,4 bzw. 0,2 %.

Referenzen

- [1] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2019): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018. - Berlin/Bergheim. www.agenergiebilanzen.de
- [2] BUNDESVERBAND ERDGAS, ERDÖL UND GEOENERGIE E.V. (BVEG) (2019): Statistischer Bericht 2018, Hannover. www.bveg.de