

Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2019

Exploration and production for crude oil and natural gas in Germany 2019

0179-3187/20/7 DOI 10.19225/200701
© 2020 DVV Media Group GmbH

Abstract

This article summarizes the results of oil and gas exploration and production in Germany for 2019. The article is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by the LBEG.

Only minor geophysical activities for oil and gas exploration have been reported. 88 km of 2D seismic lines were shot, but no 3D seismic surveys and no gravimetric measurements were undertaken in 2019.

Active exploration drilling projects more than doubled from five in the previous year to twelve in 2019. A further seven exploration wells had yet to report results, after reaching their final depth before 2019. In total, twelve exploration wells completed in 2019 with final results, two of these found gas and four found oil.

The number of active development wells decreased to 16 from 19 in the previous year. Another eleven wells had reached their target depth before 2019 without reporting final results. In total, 13 projects reported successful results in 2019, including twelve

finding hydrocarbons and one reaching its target. Following the all-time low in the previous year, in 2019 the drilling meterage increased significantly, by 67%, to 43,416 m.

Gas production continued to decline due to depletion of the reservoirs. The decline, though, was smaller than in recent years. Annual production fell by 2.7% compared to the previous year and amounted to 6.6 billion m³ (field quality).

Oil production also fell again, with a decline of 6.9% compared to the previous year and a total result of about 1.9 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 7.7 billion m³ leaving reserves of 46.6 billion m³ in field quality. Hence, the reserves declined by more than the total volume produced in 2019.

The total remaining proven and probable oil reserves decreased by 1 million t to 28 million t. Roughly half of the oil volume produced in 2019 was consequently replaced by new reserves.

Zusammenfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von

Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahr 2019. 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 waren überschaubar. Es wurden 2D-seismische Messungen im Umfang von 88 Profilkilometern akquiriert. 3D-seismische Messungen und gravimetrische Messungen wurden in 2019 nicht vorgenommen.

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte hat sich gegenüber dem Vorjahr von fünf auf zwölf mehr als verdoppelt. Weitere sieben Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2019 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Zwölf Explorationsbohrungen wurden in 2019 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwei gasfündig und vier ölfündig.

(Nachfolgende Doppelseiten)

- Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2019
Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär
- Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2019
Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

(Foto: stock.adobe.com)



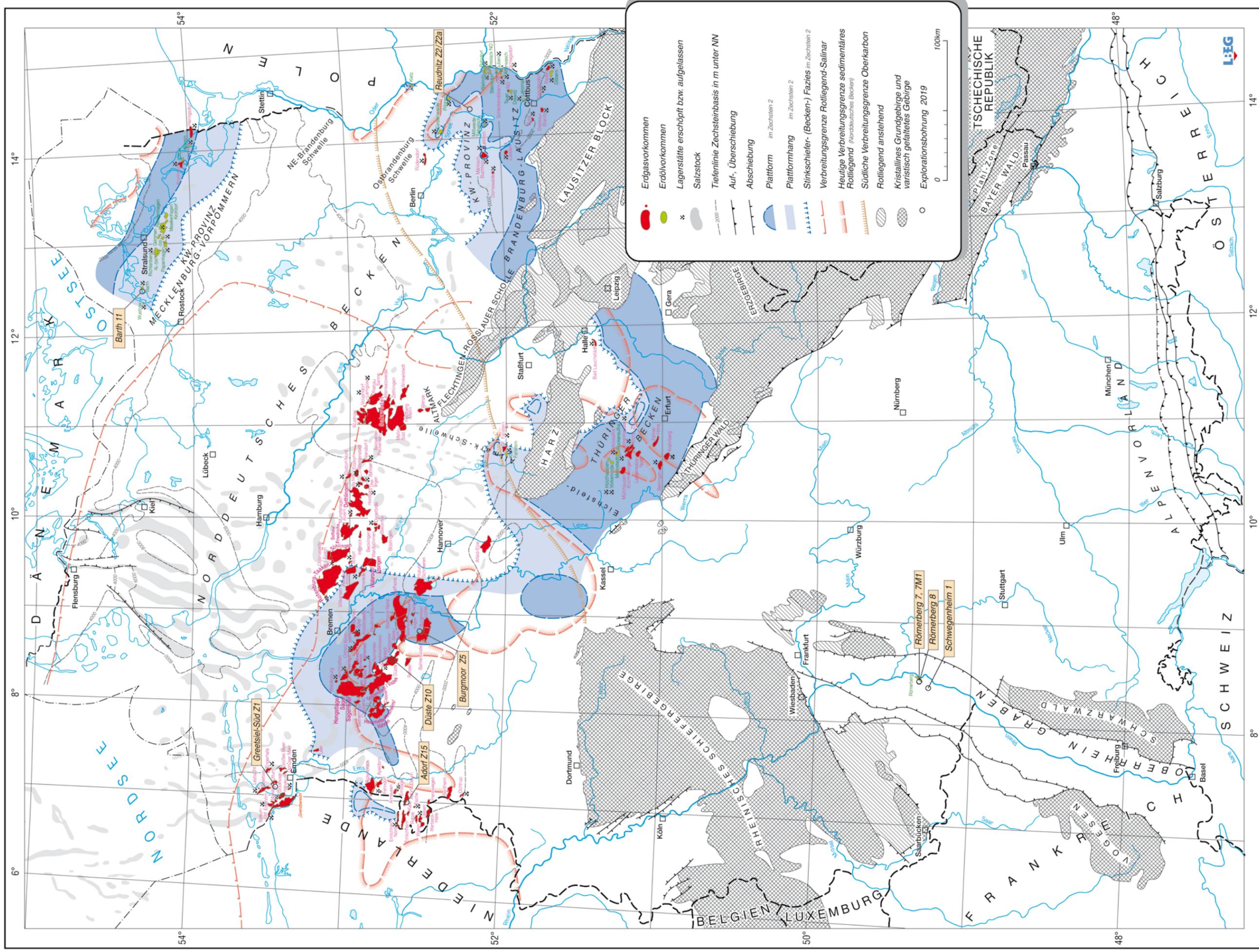
EEK Aus der Redaktion

Leserbriefe

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

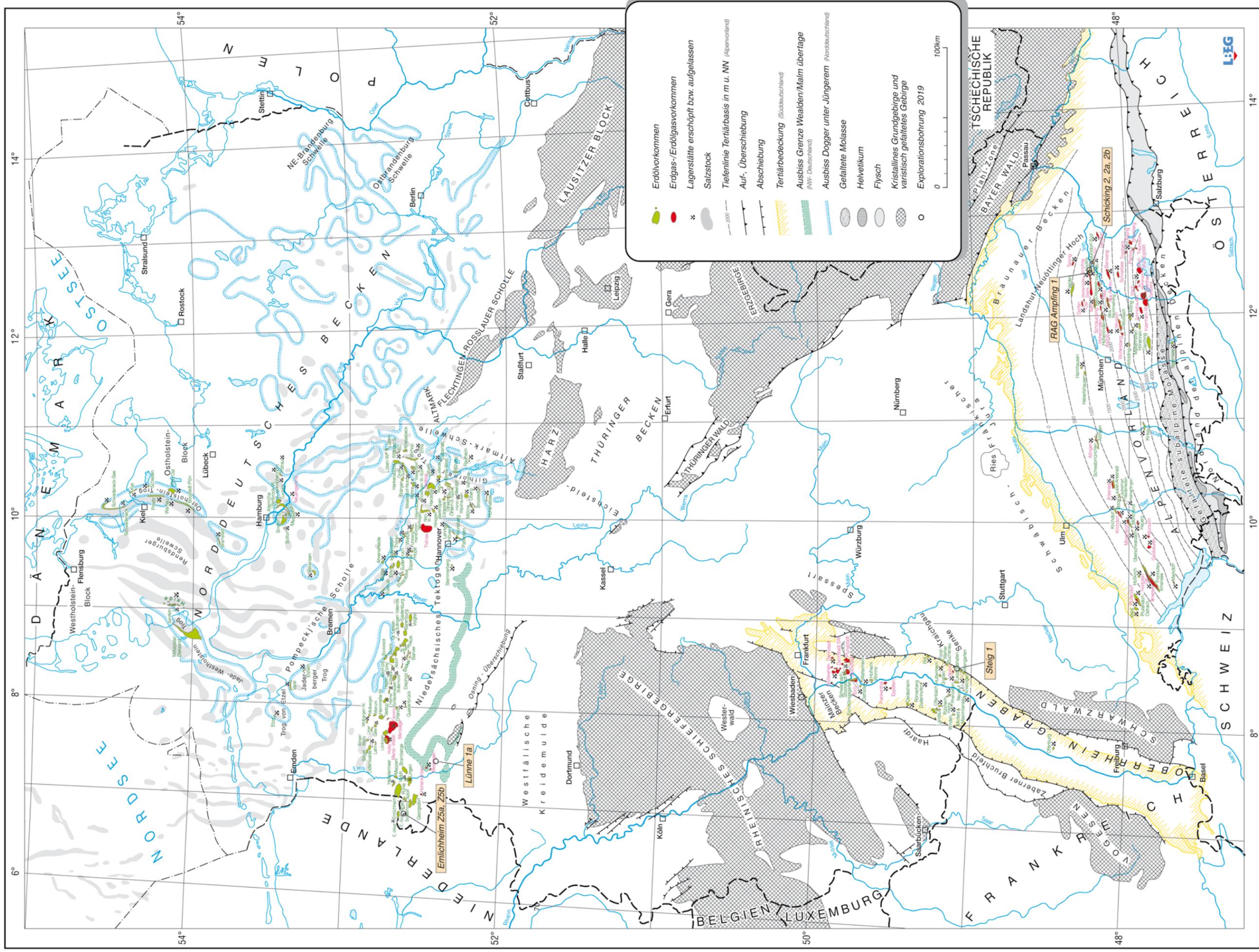
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



Tab. 1 Explorationsbohrungen 2019. Bohrlochlokationen siehe Abb. 1 & 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.	3.863,0	Staßfurt-Karb.
Reudnitz Z2 ¹	GENEXCO	33452267	5779635	Ziel erreicht	Rotliegend	2.930,0	Rotliegend
Reudnitz Z2a ¹	GENEXCO	33452267	5779635	gasfündig	Rotliegend	4.407,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Lünne 1a ¹	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1.677,4	Lias Epsilon
<i>Oberrheintal</i>							
Schwegenheim 1	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2.415,0	Buntsandstein
Steig 1	Rhein Petroleum	32465943	5436184	ölfündig	Pechelbronn-S.	1.020,0	Unter. Keuper
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Ems</i>							
Burgmoor Z5	Vermilion	32486509	5821995	gasfündig	Staßfurt-Karb.	3.502,0	Zechstein
Düste Z10 ¹	Wintershall Dea	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3.170,0	Oberkarbon
Greetsiel-Süd Z1	EMPG	32374132	5923461	nicht fündig	Rotliegend	3.970,0	Rotliegend
<i>Westlich der Ems</i>							
Adorf Z15	Neptune	32364263	5829518	bohrt	Oberkarbon		
<i>Oberrheintal</i>							
Römerberg 7 ¹	Neptune	32457484	5465432	ölfündig	Buntsandstein	3.406,0	Buntsandstein
Römerberg 7M1	Neptune	32457484	5465432	ölfündig	Buntsandstein	3.607,0	Buntsandstein
Römerberg 8	Neptune	32457479	5465431	ölfündig	Buntsandstein	3.122,8	Buntsandstein
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Alpenvorland</i>							
RAG Ampfing 1 ¹	RDG	32754804	5349241	n.k.E.	Eozän	2.150,0	Oberkreide
Schicking 2	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän; Unterkr.	2.441,0	Purbeck
Schicking 2a	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän	1.907,0	Oberkreide
Schicking 2b	RDG	32754797	5349248	n.k.E.	Eozän	1.972,0	Oberkreide
<i>Westlich der Ems</i>							
Emlichheim Z5a	Wintershall Dea	32356264	5831186	nicht fündig	Bentheim-Sdst.	1.535,0	Unterkreide
Emlichheim Z5b	Wintershall Dea	32356264	5831186	nicht fündig	Bentheim-Sdst.	1.546,0	Unterkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2019; ¹Endteufe vor 2019 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 19 im Vorjahr auf 16 zurückgegangen. Weitere elf Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2019 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 13 Bohrungen wurden in 2019 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen; davon waren zwölf fündig und eine hatte ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung hat nach dem historischen Tiefstand im Vorjahr in 2019 kräftig zugelegt, und zwar um 67 % auf 43 416 m.

Aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten ist die Erdgasförderung weiter zurückgegangen. Allerdings fiel der Rückgang geringer aus als in den letzten Jahren. Gegenüber dem Vorjahr hat die Jahresfördermenge um 2,7 % abgenommen und betrug 6,6 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Auch die Erdölförderung war erneut rückläufig. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 6,9 % abgenommen und betrug etwa 1,9 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen. Gegenüber

dem Vorjahr haben die Reserven um 7,7 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 46,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die Reserven haben sich also um mehr als die in 2019 entnommene Fördermenge verringert.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 1 Mio. t abgenommen und betrug 28 Mio. t. Die in 2019 entnommene Fördermenge konnte also etwa zur Hälfte durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Einleitung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas des Jahres 2019 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 2019« des LBEG zurück, der unter www.lbeg.niedersachsen.de als Download zur Verfügung steht.

1 Bohraktivität

Ausgehend von dem historischen Tiefstand in 2018 hat die inländische Bohraktivität in 2019 kräftig zugelegt. Dies wird vor allem bei den Bohrmeter deutlich, aber auch bei der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind). Die Anzahl der aktiven Bohrungen stieg gegenüber dem Vorjahr von 24 auf 28 (siehe 1.2).

Die Bohrmeterleistung wurde gegenüber dem Vorjahreswert um zwei Drittel gesteigert (siehe 1.3). Damit lag sie seit 2013 erstmals wieder über dem Durchschnitt der vorangegangenen fünf Jahre, und zwar um mehr als 20 %.

Die Veränderungen gegenüber dem Vorjahr verliefen in den unterschiedlichen Bohrkategorien leicht unterschiedlich. Sehr auffällig war der Anstieg der Anzahl der aktiven Bohrungen in der Kategorie der Explorationsbohrungen; sie hat sich von fünf auf zwölf mehr als verdoppelt. Die Bohrmeter haben sich überproportional fast vervierfacht.

In der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen ist die Anzahl der aktiven Bohrungen zwar von 19 im Vorjahr auf 16 zurückgegangen, aber die Bohrmeter dieser Kategorie blieben im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (~+1 %).

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgebene Felder wieder zu erschließen.

In der Zusammenstellung der Explorationsbohrungen des Jahres 2019 werden insgesamt 19 Bohrungen geführt (Tab. 1). Diese Zahl setzt sich aus den oben genannten zwölf aktiven Bohrungen und weiteren sieben Bohrungen zusammen, die ihre Endteufe bereits vor 2019 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) 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 wor-

Tab. 2 Feldeentwicklungsbohrungen 2019 (LBEG)

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Oder-Neiße-Elbe</i>			
Guhlen 1b	CEP	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 29 (5.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Mittelplate-A 30	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Elbe-Weser</i>			
Böttersen Z11 ¹	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96 ¹	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4c	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z7a ¹	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Dötlingen Z3A (4.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	nicht fündig
Düste 73a ¹	Wintershall Dea	Dichotomiten-Sandstein	Ziel erreicht
Leer Z5 (6.) ¹	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Päpsen Z1d (3.)	Wintershall Dea	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Uchte Z7bM1	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Uchte Z7bM2	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Visbek Z16a (2.)	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 192	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 502 (2.)	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 63 (2.) ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 181a ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 273 (3.)	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 314 (2.) ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 323 (2.) ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 353a	Neptune	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 370a ¹	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 706Ga	Neptune	Obermalm	ölfündig
Rühlermoor 710G	Neptune	Obermalm	ölfündig
<i>Alpenvorland</i>			
Bedernau 2 ¹	Wintershall Dea	Baustein-Schichten	nicht fündig
Hilfsbohrungen (B3)			
<i>Elbe-Weser</i>			
Hankensbüttel-Süd 97 (2.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 522	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis

CEP – CEP Central European Petroleum GmbH
 EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH
 GENEXCO – GENEXCO GmbH
 Neptune – Neptune Energy Deutschland GmbH
 RDG – RDG GmbH & Co. KG
 Rhein Petroleum – Rhein Petroleum GmbH
 Vermilion – Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG
 Wintershall Dea – Wintershall Dea GmbH und Wintershall Dea Deutschland AG

Status mit Stand vom 31. Dezember 2019
¹Endteufe vor 2019 erreicht

den. 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. Der geplante Langzeitfördertest steht noch aus. Die Bohrung Reudnitz Z2 (GENEXCO) wurde bereits in 2014 von der Bayerngas GmbH 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 das Staßfurt-Karbonat ölführend und 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. Nach der Übernahme der Bohrung durch die Firma GENEXCO GmbH wurde die Bohrung in 2019 erneut getestet und anschließend als gasfündig bewertet.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 2011 die Bohrung Lünne 1 (EMPG) 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 in 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberrheintal

Die Bohrung Schwegenheim 1 (Neptune) untersuchte eine strukturelle Hochlage im Oberrheingraben analog der Situation der Öllagerstätte Römerberg auf Ölführung, die in der 3D-Seismik Römerberg-Südwest aus dem Jahre 2011 identifiziert wurde. Primäre Zielhorizonte waren wie in Römerberg die Reservoir-Sandsteine im Buntsandstein. Potenzielle Reservoirs im Muschelkalk und Keuper stellten die sekundären Ziele dar. Der Landepunkt der Bohrung bezogen auf Top Buntsandstein liegt ungefähr 6 km südwestlich der Fundbohrung von Römerberg. Die Bohrung hat die Zielformationen etwa in den prognostizierten Teufen aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 2.415 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend wurde die Bohrung für einen Produktionstest vorbereitet, dessen Ergebnisse für das

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2013 bis 2019, aufgeteilt nach Bohrkategorie (LBEG)

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2014	48.922	100	5.649	11,5	15.024	30,7	1.525	3,1	-	-	21.522	44,0	5.202	10,6
2015	32.773	100	1.513	4,6	5.577	17,0	2.376	7,3	452	1,4	21.120	64,4	1.734	5,3
2016	37.126	100	6.985	18,8	1.495	4,0	5.499	14,8	4.193	11,3	16.750	45,1	2.205	5,9
2017	33.416	100	2.031	6,1	5.249	15,7	1.115	3,3	-	-	22.156	66,3	2.865	8,6
2018	25.961	100	-	-	5.507	21,2	457	1,8	1.236	4,8	16.666	64,2	2.095	8,1
2019	43.416	100	3.435	7,9	13.620	31,4	6.105	14,1	744	1,7	18.168	41,8	1.344	3,1
Mittelwert 2014-2018	35.640	100	3.236	9,1	6.570	18,4	2.194	6,2	1.176	3,3	19.643	55,1	2.820	7,9

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2019 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	%
Baden-Württemberg	1.020	-	-	-	-	-	1.020	2,3
Bayern	-	-	5.055	-	-	-	5.055	11,6
Brandenburg	-	-	-	744	-	-	744	1,7
Niedersachsen	-	10.325	1.050	-	10.585	1.344	23.304	53,7
Rheinland-Pfalz	2.415	3.295	-	-	-	-	5.710	13,2
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	7.583	-	7.583	17,5
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	7.583	-	7.583	17,5
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	744	-	-	744	1,7
Elbe-Weser	-	-	-	-	1.956	455	2.411	5,6
Weser-Ems	-	7.470	-	-	4.016	-	11.486	26,5
Westlich der Ems	-	2.855	1.050	-	4.613	889	9.407	21,7
Oberrheintal	3.435	3.295	-	-	-	-	6.730	15,5
Alpenvorland	-	-	5.055	-	-	-	5.055	11,6

erste Quartal 2020 erwartet werden. Mit der Bohrung Steig 1 (Rhein Petroleum) wurde in dem baden-württembergischen Erlaubnisfeld Graben-Neudorf eine Struktur etwa 2 km nordnordöstlich des ehemaligen Ölfeldes Weingarten untersucht. Bereits in den 1950er Jahren konnten die Pechelbronn-Schichten und die Cyrenen-Mergel mit den Bohrungen Untergrombach 1 bis 3 in dieser Struktur ölführend nachgewiesen werden. Die erzielten Förderraten wurden damals jedoch als nicht wirtschaftlich eingestuft. Die an der östlichen Grabenrandstörung des Oberrheingrabens gelegene Antiklinal-Struktur wurde in der 3D-Seismik Karlsruhe-Nord aus dem Jahre 2012 neu kartiert und unter den heutigen Rahmenbedingungen als bohrwürdig bewertet. Zielhorizonte waren primär die Pechelbronn-Schichten und sekundär die Cyrenen-Mergel. Die Bohrung hat die Sandstein-Reservoire in den Oberen Pechelbronn-Schichten, den Meletta-Schichten und den Cyrenen-Mergeln ölführend aufgeschlossen und wurde bei einer Endteufe von 1.020 m im Lettenkohlenkeuper eingestellt. Nach Durchführung von Fördertesten wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung Burgmoor Z5 (Vermilion)

wurde eine tektonische Scholle zwischen den Zechstein-Erdgaslagerstätten Burgmoor-Uchte und Bahrenborstel untersucht. Das Ziel der Bohrung war, die Lagerstätte im Staßfurt-Karbonat in dieser tektonischen Scholle nachzuweisen. Nach den Ergebnissen der seismischen Interpretation wurde es zudem als möglich erachtet, oberhalb des autochthonen Staßfurt-Karbonates im Zechstein-Salz eine allochthone Scholle, einen sogenannten »Floater«, aus einem Verbund von Staßfurt-Karbonat und Basalanhydrit anzutreffen. Solche »Floater« können separate Lagerstätten enthalten. Die Bohrung hat das autochthone Staßfurt-Karbonat gasführend aufgeschlossen, ohne im Hangenden eine allochthone Scholle nachzuweisen. Die Bohrung wurde als gasfündig eingestuft. Die Bohrung Düste Z10 (Wintershall Dea) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteufte und hydraulisch stimulierten Düste Z9a nach wenigen Jahren wegen technischer Probleme eingestellt worden war. Die Bohrung wurde 2012 abgeteufte und traf die Sandsteine gasführend in einer mehrere hundert Meter mächtigen Wechselfolge mit Tonsteinen an. Es wurden sechs Bohrkerne mit einer Gesamtlänge von ca. 130 m gezogen. Die geplanten hydraulischen Stimulierungen im Anschluss an die

Bohrphase wurden bislang nicht durchgeführt. In 2018/2019 wurden in mehreren Maßnahmen die Lage des Gas-Wasser-Kontaktes, geomechanische Parameter und Permeabilität ermittelt sowie eine Simulation der geplanten hydraulischen Stimulierung durchgeführt.

Die Bohrung Greetsiel-Süd Z1 (EMPG) sollte einen separaten Rotliegend-Block südlich der Lagerstätte Greetsiel/Greetsiel-West und südwestlich der Lagerstätte Uttum auf Gasführung testen und erschließen. Sie zielte auf einen Horstblock, der auf der SO-NW streichenden »Greetsiel/Hamburger-Sand-Terrasse«, ca. 15 km östlich der Großstruktur Groningen liegt. Strukturell ist das Prospekt von den beiden benachbarten und in Produktion stehenden Lagerstätten jeweils durch mehrere Abschiebungen getrennt und wurde daher unter initialem Porendruck stehend erwartet. Die primären Ziele waren der Bahnsen, Wustrow- und Ebtorf-Sandstein, die auch in den benachbarten Lagerstätten Greetsiel und Uttum in Produktion stehen. Das sekundäre Ziel stellte der höhere Teil des unterlagernden Dethlingen-Sandsteins dar. Die Bohrung hat die Ziel-Sandsteine exakt in der prognostizierten Tiefe angetroffen, aber sie waren verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft.

Gebiet westlich der Ems

Das Ziel der Bohrung Adorf Z15 (Neptune) ist die Untersuchung der langgestreckten strukturellen Hochlage im Oberkarbon unterhalb der bekannten Zechstein-Erdgaslagerstätte Adorf. Das Zielgebiet liegt südlich der E-W-verlaufenden regionalen Hauptstörung der Struktur. Dort soll eine natürlich geklüftete Gaslagerstätte analog zur Erdgaslagerstätte Ringe, die auf demselben Strukturzug etwa 5 km weiter westlich liegt, erschlossen werden. Sekundäre Ziele der Bohrung sind strukturelle Hochlagen im Mittleren Buntsandstein und im Bentheim-Sandstein. Das Staßfurt-Karbonat wird bedingt durch die bisherige Förderung aus der Lagerstätte Adorf im Druck abgesenkt erwartet. Am Jahresende 2019 stand die Bohrung bei 2.855 m im Leine-Steinsalz.

Oberrheintal

Die Bohrung Römerberg 7 (Neptune) hatte das Ziel, den Buntsandstein im südlichen

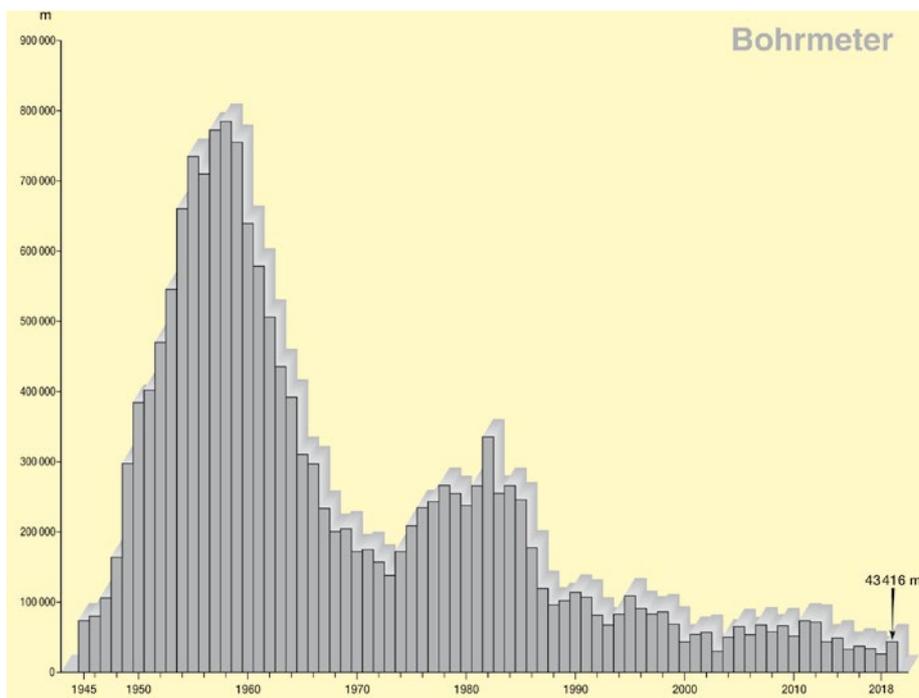


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2019 (LBEG)

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 ölführenden Buntsandstein erreicht. Im Anschluss wurde ein Fördertest durchgeführt, dessen Ergebnisse aber keine wirtschaftliche Förderung ohne zusätzliche Optimierung des Zuflusses erwarten ließen. In 2019 wurde deshalb die multilaterale Ablenkung Römerberg 7M1 gebohrt. Die Ablenkung sollte den stark gestörten Lagerstättenbereich um das Stammloch verlassen und das Reservoir parallel zur westlichen Hauptstörung strukturhoch aufschließen. Die Bohrung wurde bei 3.002 m aus dem Reservoir abgelenkt und hat bis zur Endteufe von 3.607 m einen zusätzlichen Lagerstättenaufschluss von ca. 600 m geschaffen. Das Stammloch und die multilaterale Ablenkung wurden in Kombination als ölfündig eingestuft.

Die Bohrung Römerberg 8 (Neptune) sollte die Erdöllagerstätte Römerberg weitererschließen. Das Primärziel waren 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 westlichen Hauptabschiebung der Lagerstätte. Das Abteufen der Bohrung hatte bereits in 2018 begonnen. Technische Probleme führten dazu, dass aus dem Stammloch zweimal abgelenkt werden musste. Im Mai 2019 wurde das Reservoir im Buntsandstein mittels der Bohrung Römerberg 8 ölführend erschlossen und die Endteufe von

3.123 m erreicht. Nach Durchführung eines Fördertestes wurde die Bohrung als ölfündig eingestuft.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung RAG Ampfing 1 (RDG) wurde Anfang 2016 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 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.

Die Bohrung Schicking 2 (RDG) sollte die Grundannahmen für das Wiedererschließungskonzept im östlichen Teil der Lagerstätte Ampfing prüfen und Daten für ein genaueres Lagerstättenmodell liefern. Neben detaillierten Kernanalysen sollten die Sättigungs- wie auch die aktuellen Druckverhältnisse im Bereich der ursprünglichen Gaskappe des Ampfing-Sandsteins und des dynamisch in Verbindung stehenden Litho-

thamnienkalks bestimmt werden. Neben dem Hauptziel (Ampfing-Sandstein) und dem direkt überlagernden Nebenziel (Lithothamnienkalk) wurde noch ein weiteres, tiefer liegendes Nebenziel im Gault-Sandstein identifiziert. Der Gault-Sandstein ist in der Region Ampfing noch nicht erfolgreich als Träger entwickelt worden und sollte in günstiger struktureller Position auf Kohlenwasserstoffführung und Lagerstätteneigenschaften getestet werden. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der erwarteten Teufe angetroffen. Der Ampfing-Sandstein hat zwar gute Reservoir-Eigenschaften, ist aber hoch verwässert. Der Lithothamnienkalk ist relativ dicht. Der Gault-Sandstein wurde etwas tiefer als erwartet und verwässert angetroffen. Die Bohrung wurde ohne Tests auf einen strukturell tiefer liegenden, aber möglicherweise ölführenden Bereich des Ampfing-Sandsteins zur Schicking 2a mit dem Nebenziel gasführender Lithothamnienkalk abgelenkt. Beide Ziele wurden einige Meter tiefer als erwartet und stark verwässert angetroffen. Daraufhin wurde die Bohrung auf eine strukturell günstigere Position zur Schicking 2b erneut abgelenkt. Der Ampfing-Sandstein und der Lithothamnienkalk wurden in der erwarteten Tiefe und mit höheren KW-Anzeichen als in der Schicking 2a angetroffen. Aufgrund der Ergebnisse der Fluid-Probenahme (MDT) im Ampfing-Sandstein und der Auswertung der Bohrlochmessungen wurde entschieden, die Bohrung zu verrohren und einen Langzeitfördertest durchzuführen. Der Fördertest hat im Dezember 2019 begonnen.

Gebiet westlich der Weser

Die Ablenkung Emlichheim Z5a (Wintershall Dea) der ehemaligen Erdgasförder-sonde Emlichheim Z5 sollte die Erdöllagerstätte Emlichheim-Süd im Bentheim-Sandstein, die anhand 3D-seismischer Daten neu kartiert wurde, wiedererschließen. Im Falle des Nachweises wirtschaftlicher Reserven sollte die Bohrung abgelenkt werden, um das Reservoir horizontal aufzuschließen. Die Lagerstätte Emlichheim-Süd war 1959 entdeckt worden und hatte bis 1968 eine Gesamtfördermenge von nur ca. 11.000 t mit der Emlichheim-Süd 2a als einzige Förder-sonde erbracht. Die aktuelle Bohrung hat den Bentheim-Sandstein nicht angetroffen; er ist vermutlich lokal nicht abgelagert worden. Die Bohrung wurde erneut abgelenkt, um die Lagerstätte strukturhoch zu erschließen. In der Ablenkung Emlichheim Z5b wurde der Bentheim-Sandstein zwar ölführend, aber geringmächtig, mit schlechten Reservoirereigenschaften und nicht förderbar angetroffen. Die Bohrung wurde daher als nicht fündig eingestuft.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber dem Vorjahr von 24 auf 28 angestiegen. Als »aktiv« werden in diesem Artikel jene

Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Zusätzlich waren weitere 18 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2019 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten, und eine Bohrung ruhte weiterhin.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2019 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2019 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Von den insgesamt 47 Bohrungen haben 28 ein endgültiges Ergebnis erhalten; davon waren 20 erfolgreich. Von diesen 20 Bohrungen waren 18 fündig und zwei weitere hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis »Ziel erreicht« erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses insbesondere 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.

1.3 Bohrmeterleistung

Ausgehend von dem historischen Tiefstand in 2018 hat die inländische Bohraktivität in 2019 kräftig zugelegt. Dies wird vor allem in der Bohrmeterleistung deutlich. Sie hat um 67 % zugenommen und betrug 43.416 m. Das ist der höchste Wert seit fünf Jahren. Getragen wurde dieser Anstieg von den Bohrmeter in der Exploration.

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 Bohrmeterleistung auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2019 lag die Bohrleistung um etwa 22 % über 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. In den Kategorien Exploration und Feldesentwicklung verlief die Entwicklung der Bohrleistung im Vergleich zum Vorjahr unterschiedlich.

In der Exploration haben sich die Bohrmeter gegenüber dem Vorjahr fast vervierfacht und im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre fast verdoppelt. Bei dieser Entwicklung darf nicht vernachlässigt werden, dass sich die Bohrmeter der Exploration im Vorjahr auf einem historischen Tiefpunkt befanden. Im längerfristigen Vergleich liegen sie dennoch oberhalb des Mittelwertes der letzten 20 Jahre. Der Anteil an den gesamten Bohrmeter betrug in 2019 53 %. Zum Vergleich: Das Mittel seit Beginn der gültigen Bohrklassifikation in 1981 be-

trägt 48 %.

In der Feldesentwicklung blieben die Bohrmeter im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (~+1 %) und verblieben damit im längerfristigen Vergleich auf einem geringen Niveau. Gegenüber dem Mittelwert der vorangehenden fünf Jahre waren es -14 %. Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 zusammengestellt.

2 Geophysik

Nachdem sich oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas im Vorjahr auf einen 3D-seismischen Survey mit einer Fläche von 37 km² beschränkten, wurden in 2019 lediglich 2D-seismische Messungen im Umfang von 88 Profilkilometern durchgeführt. 3D-seismische Messungen sowie gravimetrische und magnetische Messungen wurden nicht vorgenommen.

2D-Seismik

In 2019 wurde ein 2D-seismischer Survey zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten durchgeführt, und zwar im Erlaubnisfeld Zehdenick-Nord der Jasper Resources GmbH. Der Survey hatte einen Umfang von 88 Profilkilometern.

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2019 1,9 Mio. t Erdöl einschließlich eines Kondensatanteils von 0,6 %. Das entspricht insgesamt einer Verringerung um 6,9 % gegenüber 2018. Die Erdölproduktion in 2019 hat zu 1,8 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 105,9 Mio. t (AGEB 2020) in Deutschland beigetragen. Die Produktion von Erdgas in Deutschland lag 2019 bei 6,6 Mrd. m³(V_n) Rohgas bzw. 6,0 Mrd. m³(V_n) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_e=9,77 kWh/m³(V_n). Das entspricht einer Verringerung um 2,7 % Rohgas bzw. 3,8 % Reingas gegenüber dem Vorjahr.

Die letztjährige Rohgas- und Erdölproduktion hat den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 100,5 Mrd. m³ Reingas zu ca. 6,0 % gedeckt (AGEB 2020).

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2019 wurden in Deutschland 1,9 Mio. t Erdöl einschließlich 12 108 t Kondensat gefördert. Die Erdölproduktion fiel damit um rund 140.000 t (-6,9 %) unter den Wert des Vorjahres (2,1 Mio. t).

Im Ländervergleich liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,71 Mio. t Öl. Das sind 89 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein fiel die Produktion von Erdöl in 2019 auf 1,0 Mio. t. Das sind rund 82.000 t weniger als 2018. Der An-

teil an der deutschen Gesamtförderung liegt damit bei 54 %.

Auch Niedersachsen produzierte mit 672.716 t rund 61.000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 35 %. In Rheinland-Pfalz blieb die Produktion mit 148.364 t unwesentlich verändert wie im Vorjahr. Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 7,7 %.

Nach Regionen aufgeschlüsselt sank in den klassischen Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 80.582 t (-7,2 %). Auch westlich der Ems wurden 36.209 t oder 7,7 % weniger Erdöl als im Vorjahr produziert. Im Oberrheintal fiel die Produktion leicht um 507 t (-0,3 %). Am Stichtag 31. Dezember 2019 standen 51 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um zwei auf 986.

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 88,4 % der Gesamtölförderung in 2019. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion von Mittelplate/Dieksand mit 1,0 Mio. t fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Rühle mit 0,15 Mio. t. In 34 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 Römerberg im Rheintal in Rheinland-Pfalz. Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,0 Mio. t Öl aus 26 Förderbohrungen produzierte das Feld fast 54 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 81.685 t weniger als im Vorjahr, was ca. 7,3 % der Produktion entspricht, mehr als die Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Georgsdorf, das in der Produktionsstatistik an fünfter Stelle liegt. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 39.800 t pro Bohrung.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlerwist produziert. Im Berichtszeitraum 2019 wurde mit 150.613 t 10,6 % weniger Erdöl gefördert als in 2018. 175 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 861 t pro Bohrung entspricht.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Sieben Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 134.006 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 3,1 % gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 19.144 t.

Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Em-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2019 (LBEG)

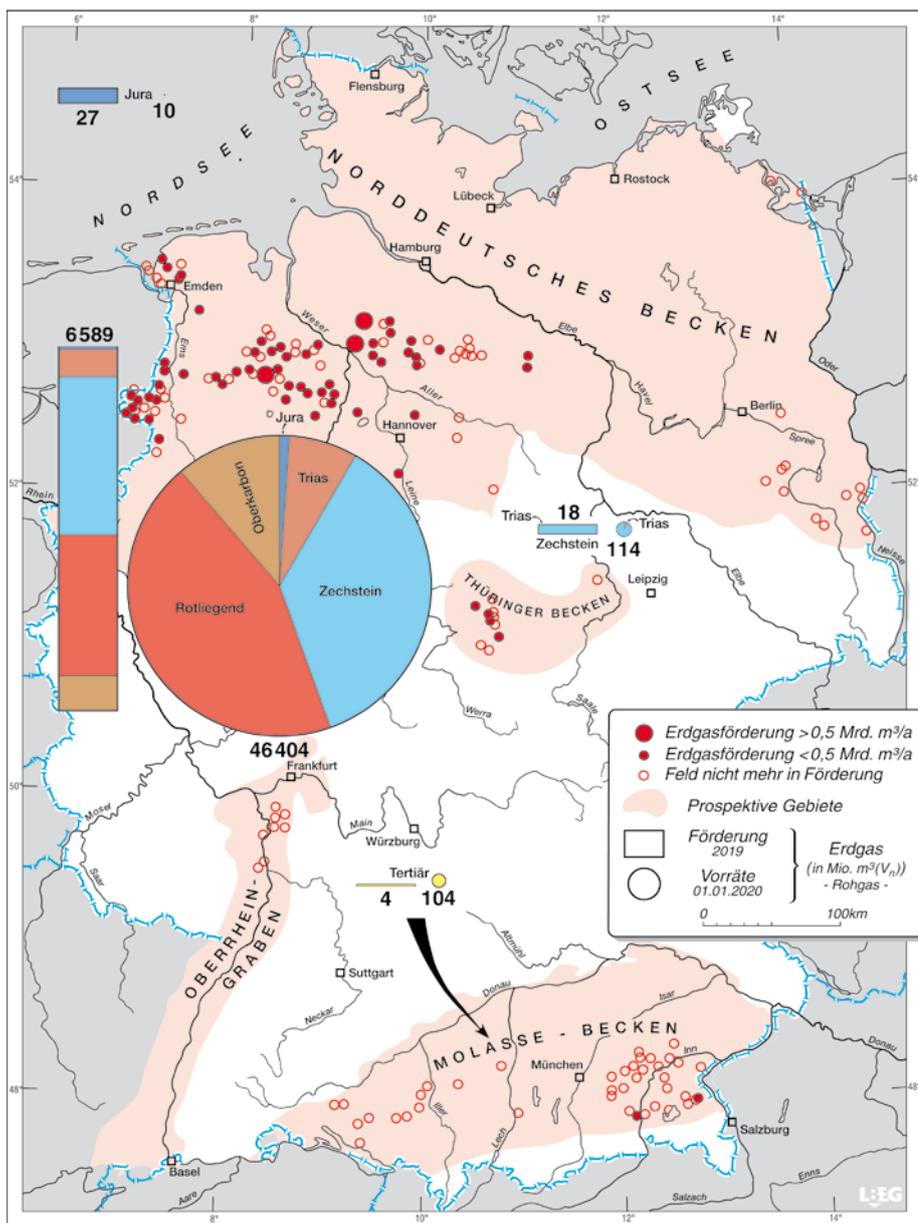
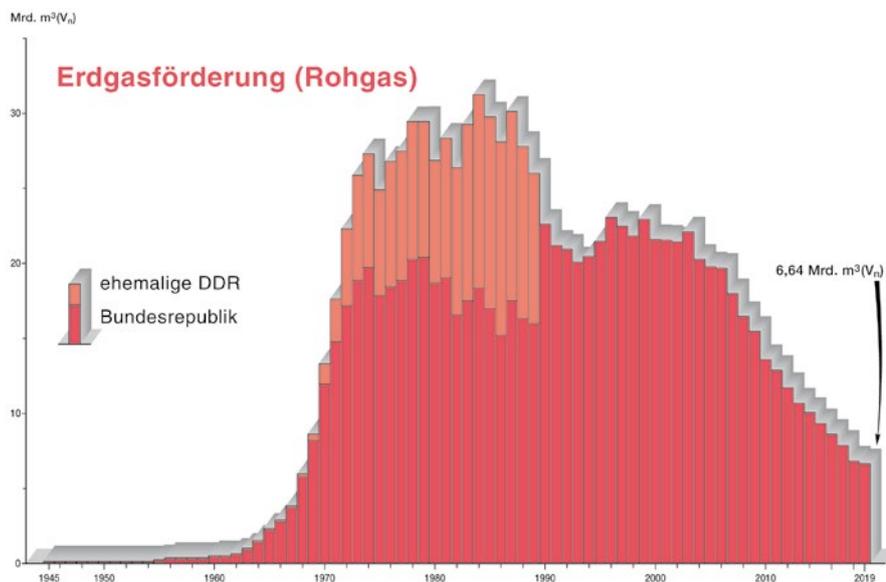


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland (LBEG)

lichheim seit 1944. Aus 108 Sonden mit einer Förderleistung von 1.236 t Erdöl förderte Emlichheim 133.536 t im letzten Jahr. Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2019 unter 100.000 t Erdöl. Zur Steigerung des Ausbeutegrades werden in einigen Erdölfeldern tertiäre Fördermaßnahmen angewendet. Im Rahmen dieser »Enhanced Oil Recovery (EOR)«-Maßnahmen wird die Fließfähigkeit des Öls in den Lagerstätten der Felder Rühle, Georgsdorf und Emlichheim mit Hilfe von Dampf- und Heiß-/Warmwasserflutungen erhöht. Damit wird verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO₂-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2019, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,9 Mio. t, einen Anteil von knapp 13 %. Damit blieb der Wert gegenüber dem Vorjahr fast stabil. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2019 unverändert bei rund 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2019 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 2019 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 2019 bei 7 %. 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 0,1 %.

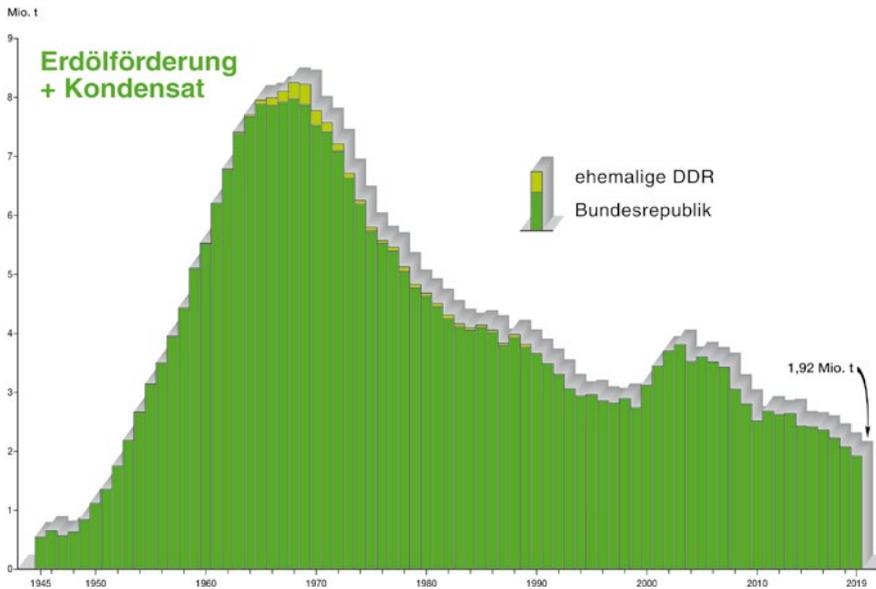
Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung betrug im Berichtsjahr 12.108 t. Das entspricht 0,6 % der Gesamtölförderung. 25 % der heimischen Kondensatförderung fallen allein im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an.

Bis Ende 2019 sind in Deutschland kumulativ ca. 309 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 38,3 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 808 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 2019 wurden in Deutschland 6,6 Brd. m³(V_n) Rohgas bzw. 6,0 Brd. m³(V_n) Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit um 0,2 Brd. m³(V_n) Rohgas wie auch normiertes Reingas mit einem

Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2019 (LBEG)



Brennwert von $H_c=9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$. Das entspricht einer Abnahme um 2,7 % Rohgas bzw. 3,8 % 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.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 6,3 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas gefördert. Das sind 0,11 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 1,7 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,6 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 5,82 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ angegeben. Das sind 0,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder 3,3 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands verändert sich mit 97,3 % nur unwesentlich (+0,5 %) gegenüber dem Vorjahr. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei. Regional betrachtet wurden im Gebiet Weser-Ems 3,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas gefördert, was einem Zuwachs von 0,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ entspricht. Auch die Reingasförderung stieg in dieser Region um 0,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ auf 3,2 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,7 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas gefördert und damit 0,36 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,33 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ auf 2,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ gegenüber 2018 zurück.

2019 wurden zusätzlich noch rund 61 Mio. $\text{m}^3(V_n)$ Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (66 %) und Schleswig-Holstein (25 %), gefolgt von Rheinland-Pfalz mit 3 Prozent produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 72 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2019 fördernden Sonden ist von 434 im Vorjahr auf 419 gefallen.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2019 zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergieblichsten Feldern. Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,79 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Goldenstedt/Visbek mit 0,70 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Gas.

An dritter Stelle folgt Völkersen/Völkersen-Nord mit ca. 0,64 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegend fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

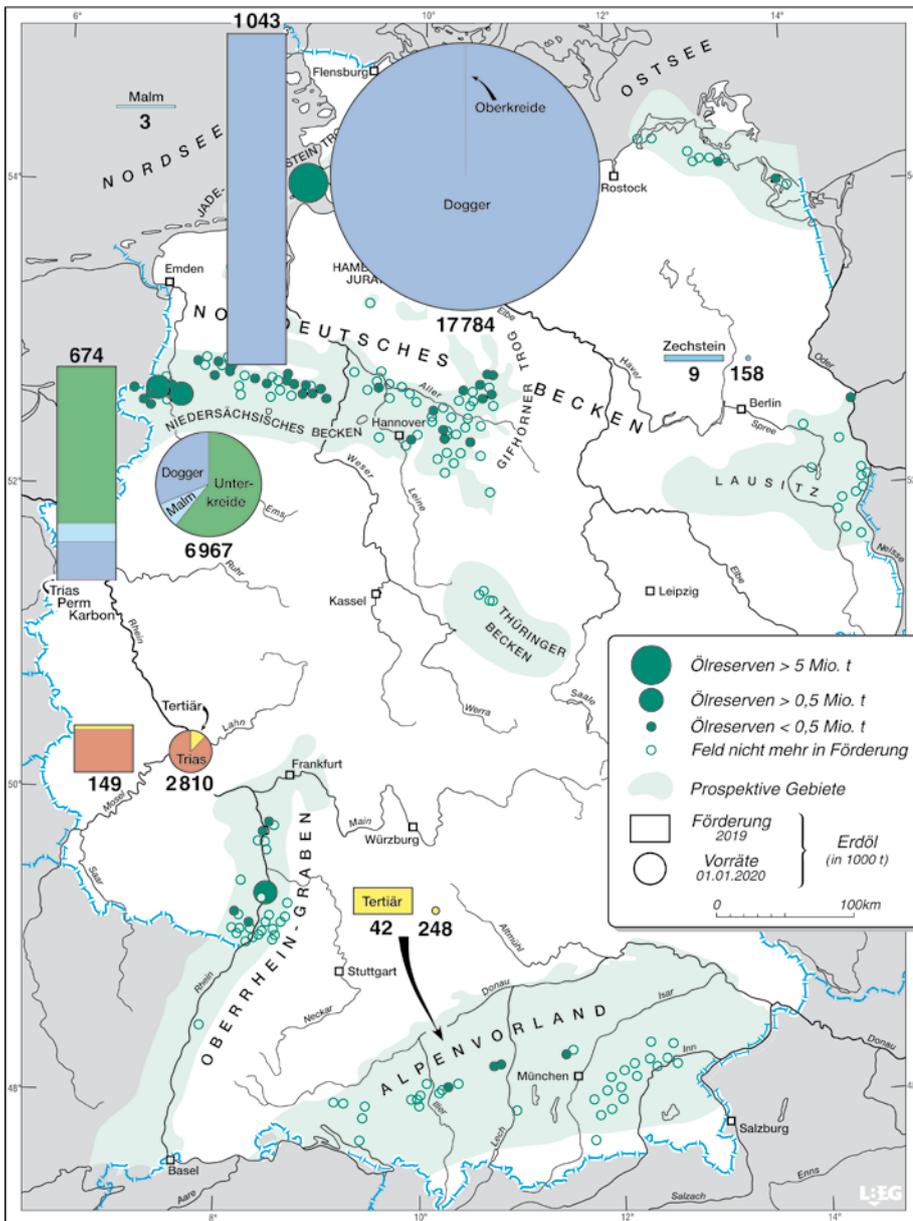


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheinthal, 6. Alpenvorland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

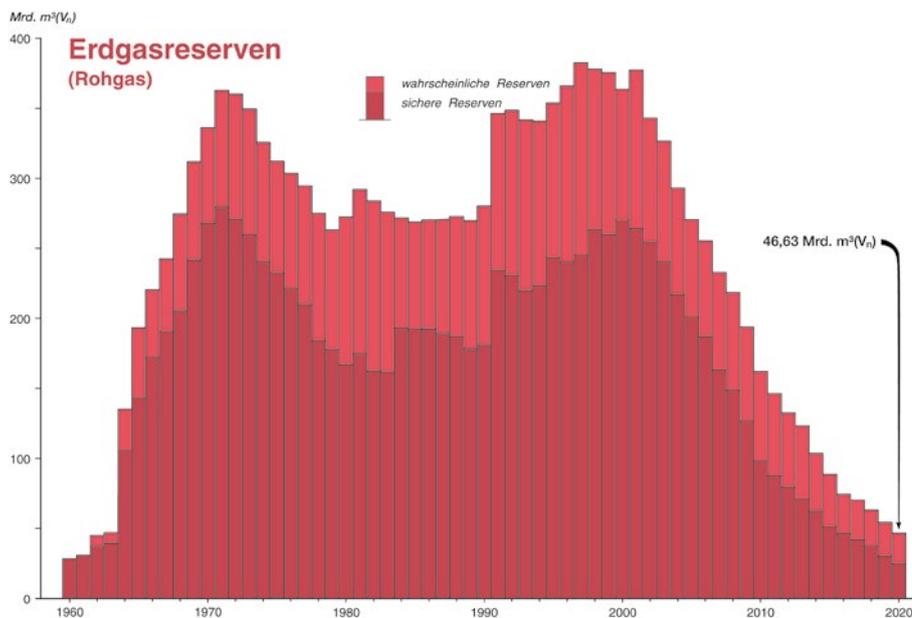


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2020 (LBEG)

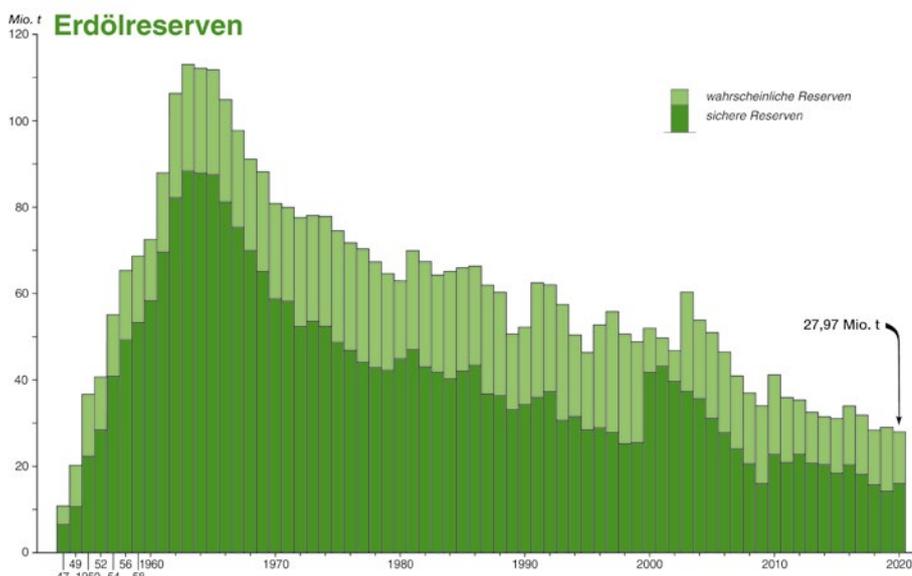


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947 bis 2020 (LBEG)

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2019 insgesamt mehr als 212 Brd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2019 standen in diesem Feld 132 Sonden in Betrieb, die insgesamt 310 Mio. m³(V_n) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 375 Mio. m³(V_n) bedeutet das einen Förderrückgang von 17 %. Das Erdgas aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes 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 116 Mio. m³(V_n) (BVEG 2020). Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2019

rund 27 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas aus zwei Bohrungen. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 22 %. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³(V_n) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 36 Mio. m³(V_n) (BVEG 2020). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 3.035 t Erdgaskondensat an.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2020

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland beliefen sich am 1. Januar 2020 auf 28 Mio. t Erdöl und liegen damit um 1 Mio. t oder 3,5 % unter denen des Vorjahres. Die negative Entwicklung der ausgewiesenen Reserven wurde mit der Ölpreisentwicklung sowie auch der Neubewertung der Felder auf Basis neuer geologischer Er-

kenntnisse begründet. Die Steigerung der Reserven in den beiden größten erdölfördernden Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein federt den allgemeinen negativen Trend etwas ab.

Regional betrachtet lagerten am Stichtag 1. Januar 2020 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe stiegen die Reserven um 12.000 t oder 0,1 % gegenüber dem Vorjahr auf 17,8 Mio. t. In den alten Förderregionen westlich der Ems sanken die Reserven um 92.000 t (-3,0 %) auf 2,9 Mio. t sowie zwischen Weser und Ems um 136.000 t (-5,6 %) auf 2,3 Mio. t. Im Oberrheintal verringerten sich die ausgewiesenen Reserven um 1,46 Mio. t (-34,1 %) auf 2,8 Mio. t.

Im Ländervergleich lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 17,7 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 217.000 t (+1,2 %) mehr als im Vorjahr. Das sind 63,4 % (+3,0 %) der deutschen Erdölreserven. Auch in Niedersachsen stiegen die Reserven um 453.000 t auf 6,9 Mio. t (+7,0 %). Damit lagerten hier 24,6 % (+2,4 %) der Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden 2,6 Mio. t (-1,5 Mio. t oder -36,2 %) weniger gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 9,2 % (-4,2 %) auf dem dritten Platz.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge, zeigt, dass 900.000 t Erdöl durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, erhöhte sich zum Stichtag der Reservenberechnung leicht auf 14,5 Jahre gegenüber dem letztjährigen Wert von 14 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 Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung 71 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 15 % in Gesteinen der Unterkreide und 9 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (2 %), im Tertiär (2 %) sowie untergeordnet im Zechstein und in der Oberkreide.

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2020

Am 1. Januar 2020 betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 46,6 Brd. m³(V_n) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 7,7 Brd. m³(V_n) oder 14,2 %.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von H₉=9,77 kWh/m³(V_n)

wurden am Stichtag mit 44 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angegeben und lagen damit 6,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 13,1 % 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 2020 mit 23,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 5,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (-19,3 %) weniger als 2019. Für den Raum Elbe-Weser wurden 22,2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 2,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. 8,5 %.

Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 22,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (-2 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$, -7,9 %) und Weser-Ems mit 20,3 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Hier sind 4,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 18,4 % weniger als im Vorjahr gemeldet worden.

Im Ländervergleich liegen die größten Erd-

gasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 46,1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas. Das sind 7,5 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ oder 13,9 % weniger als 2019. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 99 % (+0,4 %). Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 43,7 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ (-6,6 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ bzw. -13,1 %) angegeben. Das entspricht einem Anteil von unverändert 99,3 %. Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge, zeigt, dass diese Fördermenge nicht durch zusätzliche Reserven ersetzt werden konnte.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas, sinkt zum Stichtag der Reservenberechnung 1. Januar 2020 um ein Jahr auf 7 Jahre. 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 Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 80 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 44 % in Sandsteinen des Rotliegend und 36 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (11 %) und triassischen Sandsteinen (7 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 1,1 bzw. 0,2 %.

Referenzen

LBEG (2020): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2019, Hannover. www.lbeg.info

AGEB (2020): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. - Berlin/Bergheim. www.agenergiebilanzen.de

BVEG (2020): Statistischer Bericht 2019, Hannover. www.bveg.de



EEK-LESER AUFGEPASST!

Nutzen Sie jetzt alle EEK-Services und-Leistungen
ohne zusätzliche Kosten.

Jetzt anfordern:

www.eid-aktuell.de/EEK-digital

Denken Sie daran: Ihr bezahltes EEK-Abonnement enthält **ohne Mehrkosten** die digitale Ausgabe bereits am Vorabend der Print-Erscheinung sowie Zugriff auf alle EEK-Inhalte im **Energie-Archiv**.

EEK
ERDÖL ERDGAS KOHLE