Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2020

Exploration and production for crude oil and natural gas in Germany 2020

0179-3187/21/7 DOI 10.19225/210721
© 2021 DVV Media Group GmbH

Abstract

This article summarizes the results of oil and gas exploration and production, as well as underground gas storage activity in Germany for 2020. The article is based on data provided by oil and gas companies, as well as state mining authorities on regular request by the LBEG.

Compared to 2019, the total area of exploration licenses has decreased by a further 11,000 km² to 35,500 km². Only one new exploration license was granted in Rhineland-Palatinate. Exploration licenses or parts thereof have expired in Bavaria, Brandenburg, Lower Saxony, North Rhine-Westphalia, Rhineland-Palatinate, Saxony-Anhalt and the North Sea. Geophysical measurements to explore the subsurface for oil and gas were not carried out in 2020. Due to the effects of the coronavirus pandemic, drilling meterage has fallen to an all-time low and amounted to only 6,220 m.

The number of active exploration drilling projects has declined from twelve in the previous year to only one in 2020. A further six exploration wells had yet to report results, after reaching their final depth before 2020. In total, four exploration wells completed in 2020 with final results, one of these found gas. The number of active development wells decreased to six from 16 in the previous year. Another ten wells had reached their target depth before 2020 without reporting final results. In total, six projects reported successful results in 2020 and found oil.

Gas production continued to decline due to steady depletion of the reservoirs and this year's maintenance work on the Grossenkneten gas processing plant. Compared to the previous year, annual production fell by 15.1% and amounted to 5.6 billion m³ (field quality).

Oil production also fell again, albeit only slightly. Compared to the previous year, it decreased by 1.4% and amounted to just under 1.9 million tons (including condensate).

Combined proven and probable gas reserves continued to decline. Compared to the previous year, the reserves decreased by 3.4 billion m³ and amounted to 43.2 billion m³ in field quality. 40% of the annual gas production could thus be replaced by new reserves. Combined proven and probable oil reserves decreased by 0.6 million tons to 27.4 million tons. Two-thirds of the oil produced in 2020 could thus be replaced by new reserves.

The available working gas volume of German underground gas storage facilities decreased by 0.2 billion m³ to 23.7 billion m³. According to current plans the working gas volume is to be increased by 2.5 billion m³ in the future.

Zusammenfassung

Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2020. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen hat sich gegenüber 2019 um weitere 11 000 km² auf 35 500 km² verkleinert. Es wurde lediglich eine neue Erlaubnis in Rheinland-Pfalz erteilt. Erloschen sind Erlaubnisfelder bzw. Teile von Erlaubnisfeldern in Bayern, Brandenburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt und in der Nordsee. Oberflächengeophysikalische Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas wurden in 2020 nicht durchgeführt.

Die Bohraktivität ist aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie auf ein Allzeittief gesunken. Die Bohrmeterleistung erreichte nur noch 6.220 m.

(Nachfolgende Doppelseite)

Abb. 1 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2020, Stockwerk: Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

Abb. 2 Erdöl- und Erdgasfelder in Deutschland und Explorationsbohrungen des Jahres 2020, Stockwerk: Paläozoikum und Buntsandstein

(Foto: stock.adobe.com)

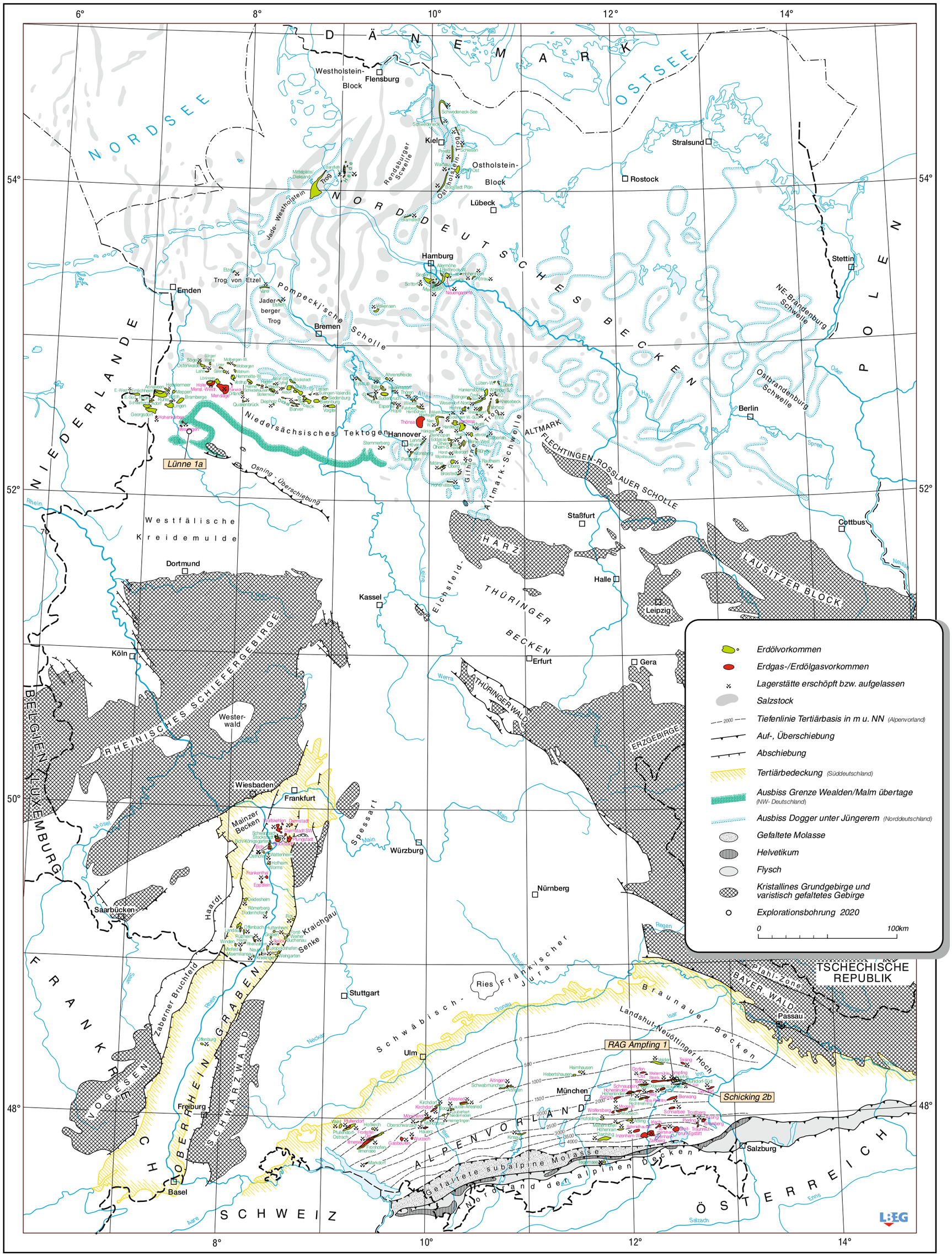
EEK Aus der Redaktion

Leserbriefe

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

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

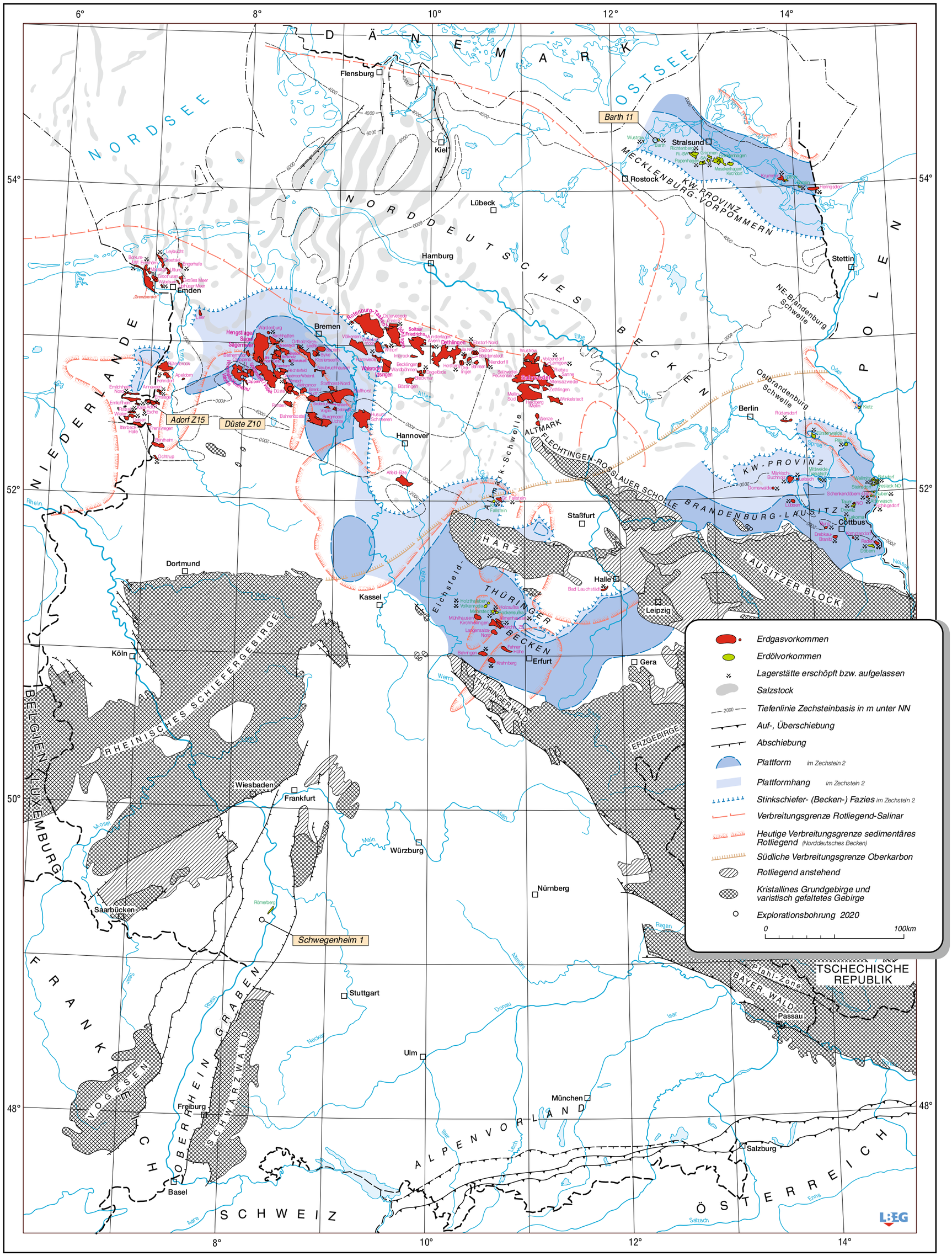


LBEG Hannover - L3.6 Gez.: B. Herrmann *Anl_01 Jura-Kreide_2020.FH11*

Stand: 31.12.2020

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Paläozoikum und Buntsandstein



LBEG Hannover - L3.6 Gez.: B. Herrmann *Anl_02 Buntsandstein_2020.FH11*

Stand: 31.12.2020

Tab. 1 Explorationsbohrungen 2020. Bohrlochaktionen siehe Abb. 1 & 2 (LBEG)

Name	Operator	Ost (UTM)	Nord (UTM)	Status	Zielhorizont	ET	Horizont
Aufschlussbohrung (A3)							
Oder-Neiße-Elbe							
Barth 11[1]	CEP	33337480	6021579	nicht fündig	Staßfurt-Karb.	3863,0	Staßfurt-Karb.
Weser-Ems							
Lünne 1a[1]	EMPG	32394004	5807959	n.k.E.	Lias Epsilon	1677,4	Lias Epsilon
Oberrheintal							
Schwegenheim 1[1]	Neptune	32452440	5458897	n.k.E.	Buntsandstein	2415,0	Buntsandstein
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
Weser-Ems							
Düste Z10[1]	Wintershall Dea	32465081	5839579	n.k.E.	Oberkarbon	3170,0	Oberkarbon
Westlich der Ems							
Adorf Z15	Neptune	32364263	5829518	gasfündig	Oberkarbon	3742,0	Oberkarbon
Wiedererschließungsb. (A5)							
Alpenvorland							
RAG Ampfing 1[1]	RDG	32754804	5349241	nicht fündig	Eozän	2150,0	Oberkreide
Schicking 2b[1]	RDG	32754797	5349248	nicht fündig	Eozän	1972,0	Oberkreide

Status mit Stand vom 31. Dezember 2020; [1] Endteufe vor 2020 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Die Anzahl der aktiven Explorationsbohrprojekte ist gegenüber dem Vorjahr von zwölf auf eines zurückgegangen. Weitere sechs Explorationsbohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Vier Explorationsbohrungen wurden in 2020 mit endgültigem Ergebnis abgeschlossen; davon war nur eine fündig.

Die Anzahl der aktiven Feldesentwicklungsbohrungen ist gegenüber 16 im Vorjahr auf sechs zurückgegangen. Weitere zehn Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. Sechs Bohrungen wurden in 2020 mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen und wurden fündig.

Die Erdgasfördermenge des Jahres 2020 betrug 5,6 Mrd. m³ in Feldesqualität. Wegen der Wartungsarbeiten an der Erdgasaufbereitungsanlage Großenkneten fiel der aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten stetige Rückgang der Erdgasförderung mit 15,1 % im Jahr 2020 deutlicher aus als in den Vorjahren.

Auch die Erdölförderung war abermals rückläufig, wenn auch nur leicht. Verglichen mit dem Vorjahr hat die Fördermenge um 1,4 % abgenommen und betrug knapp 1,9 Mio. t (inkl. Kondensat).

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven ist weiter zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr haben die Reserven um 3,4 Mrd. m³ abgenommen und beliefen sich auf 43,2 Mrd. m³ in Feldesqualität. Die in 2020 entnommene Fördermenge konnte also zu 40 % durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven hat gegenüber dem Vorjahr um 0,6 Mio. t abgenommen und betrug 27,4 Mio. t. Zwei Drittel der in 2020 entnommenen Fördermenge konnte also durch neue Reserven ausgeglichen werden.

Das technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertage-Erdgasspeicher hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 0,2 Mrd. m³ auf 23,7 Mrd. m³ verringert. Nach gegenwärtigen Planungen soll das Arbeitsgasvolumen jedoch um weitere 2,5 Mrd. m³ ausgebaut werden.

1 Bohraktivität

Nachdem die inländische Bohraktivität in 2019 noch kräftig zugelegt hatte, ist sie in 2020 auf ein Allzeittief gesunken. Dies wird nicht nur bei den Bohrmetern deutlich, sondern auch bei der Anzahl der aktiven Bohrungen (Bohrungen, in denen Bohrmeter angefallen sind). Die Anzahl der aktiven Bohrungen ist gegenüber dem Vorjahr von 28 auf sieben gesunken. Die Bohrmeterleistung hat gegenüber dem Vorjahreswert um 87 % verloren.

Aufgrund der Folgen der Corona-Pandemie wurden zahlreiche der für 2020 geplanten Bohrungen nicht durchgeführt. Nach dem Lockdown im März 2020 wurde nur mehr eine Bohrung im Mai niedergebracht. Danach ist die Bohraktivität zum Erliegen gekommen.

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 2020 werden sieben Bohrungen geführt (Tab. 1). Davon war lediglich eine Bohrung aktiv. Sechs weitere Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2020 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten.

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 aufgegeben worden. Der Ansatzpunkt der Bohrung Barth 11 liegt etwa 2 km südwestlich der ehemals produzierenden Sonde auf einem anderen Störungsblock. Das Zielgebiet wurde anhand der 2D-seismischen Untersuchungen aus den Jahren 2009/10 festgelegt. Die Bohrung hat das Staßfurt-Karbonat wie erwartet in der Plattformhangfazies ölführend angetroffen und auf einer Strecke von knapp 1.000 m eine vertikale Mächtigkeit von etwa 20 m horizontal aufgeschlossen. Die Bohrung hatte ihre Endteufe von 3.863 m im Staßfurt-Karbonat bereits in 2011 erreicht. In einem ersten Kurzzeittest wurden 76 m³ leichtes Öl ohne Formationswasser mit niedrigen Zuflussraten getestet. In 2014 wurde der horizontal durchteufte Träger in zehn Bohrlochabschnitten hintereinander hydraulisch stimuliert. In 2020 wurde die Bohrung wurde als nicht fündig eingestuft und soll in 2021 verfüllt werden.

Gebiet Weser-Ems

Im Westen der Konzession Bramsche-Erweiterung wurde in 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 in 2011 geplant war, steht noch aus.

Oberrheintal

Die Bohrung Schwegenheim 1 (Neptune) (Abb. 2) 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 Reservoire 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 wurden umfangreiche Fördertests durchgeführt. Ein abschließendes Ergebnis der Bohrung stand Ende 2020 noch aus.

Tab. 2 Feldesentwicklungsbohrungen 2020 (LBEG)

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
Nördlich der Elbe			
Mittelplate-A 29 (6.)	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ruht
Mittelplate-A 30[1]	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Elbe-Weser			
Bötersen Z11[1]	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Hankensbüttel-Süd 96[1]	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Völkersen-Nord Z4c[1]	Wintershall Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Weser-Ems			
Leer Z5 (6.)[1]	Vermilion	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Päpsen Z1d (3.)	Wintershall Dea	Staßfurt-Karbonat	technisch fehl
Westlich der Ems			
Emlichheim 190	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 192[1]	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Ringe 6	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 273 (3.)[1]	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 353a[1]	Neptune	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Hilfsbohrungen (B3)			
Elbe-Weser			
Hankensbüttel-Süd 97 (2.)[1]	Wintershall Dea	Dogger Beta-Sandstein	noch kein Ergebnis
Vorhop H2a	Vermilion	Dogger Beta-Sandstein	technisch fehl
Westlich der Ems			
Emlichheim 522[1]	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Emlichheim 526	Wintershall Dea	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis

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

Status mit Stand vom 31. Dezember 2020
[1]Endteufe vor 2020 erreicht

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung Düste Z10 (Wintershall Dea) (Abb. 2) sollte das Potenzial in den Sandsteinen des Oberkarbon erneut erkunden, nachdem die Förderung der 1995 abgeteuften und hydraulisch stimulierten Düste Z9a nach wenigen Jahren wegen technischer Probleme eingestellt worden war. Die Bohrung wurde 2012 abgeteuft 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. Das endgültige Ergebnis der Bohrung Stand Ende 2020 noch aus.

Gebiet westlich der Ems

Das Ziel der Bohrung Adorf Z15 (Neptune) (Abb. 2) war 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 sollte eine natürlich geklüftete Gaslagerstätte analog zur Erdgaslagerstätte Ringe, die auf demselben Strukturzug etwa 5 km weiter westlich liegt, erschlossen werden. Sekundäre Ziele der Bohrung waren strukturelle Hochlagen im Mittleren Buntsandstein und im Bentheim-Sandstein. Das Staßfurt-Karbonat wurde bedingt durch die bisherige Förderung aus der Lagerstätte Adorf im Druck abgesenkt erwartet. Am Jahresende 2019 stand die Bohrung bei 2855 m im Leine-Steinsalz. Im ersten Quartal 2020 hat die Bohrung die Sandsteine des Oberkarbon gasführend erschlossen und wurde nach Durchführung von Fördertests für gasfündig erklärt.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung RAG Ampfing 1 (RDG) (Abb. 1) 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. m^3 Erdölgas gefördert. 1988 wurde das Feld aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Das Ziel der Bohrung war, in den Bereich der ursprünglichen Gaskappe zu bohren, um zu prüfen, ob aufgrund der langjährigen Entnahme durch die Förderung Erdöl in diesen Bereich eingewandert ist. Die Bohrung hat das primäre Ziel, den Ampfing-Sandstein, in der erwarteten Tiefe, aber geringmächtiger als erwartet erschlossen. Beim Test auf den Ampfing-Sandstein floss Formationswasser mit Öl- und Gasspuren zu. Der optionale Test auf das Nebenziel Lithothamnienkalk wurde nicht durchgeführt. In 2020 wurde die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Die Bohrung Schicking 2 (RDG) (Abb. 1) 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 Lithothamnienkalks 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 Teste 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-Probennahme (MDT) im Ampfing-Sandstein und der Auswertung der Bohrlochmessungen wurde entschieden, die Bohrung zu verrohren und einen Langzeitfördertest durchzuführen. Der im Winter 2019/2020 durchgeführte abschließende Fördertest erbrachte ein negatives Resultat und die Bohrung wurde als nicht fündig bewertet. Das Bohrloch wurde zur Prüfung einer möglichen Nachnutzung für erneuerbare Energien offengehalten.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Die Anzahl der aktiven Bohrungen hat gegenüber dem Vorjahr von 28 auf sieben abgenommen. Als „aktiv“ werden in diesem Bericht jene Bohrungen bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen ha-

Tab. 3 Bohrmeterleistung 2015 bis 2020, aufgeteilt nach Bohrungskategorie (LBEG)

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		A4		A5		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
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
2019	43416	100	3435	7,9	13620	31,4	6105	14,1	744	1,7	18168	41,8	1344	3,1
2020	6220	100	-	-	887	14,3	-	-	-	-	3263	52,5	2070	33,3
Mittelwert 2015–2019	34538	100	2793	8,1	6290	18,2	3110	9,0	1325	3,8	18972	54,9	2049	5,9

Tab. 4 Bohrmeterleistung 2020 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	%
Niedersachsen	-	887,0	-	-	3248,0	2070,0	6205,0	99,8
Schleswig-Holstein	-	-	-	-	14,6	-	14,6	0,2
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	14,6	-	14,6	0,2
Elbe-Weser	-	-	-	-	-	725,0	725,0	11,7
Weser-Ems	-	-	-	-	346,5	-	346,5	5,6
Westlich der Ems	-	887,0	-	-	2901,5	1345,0	5133,5	82,5

ben. Zusätzlich waren weitere 16 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2020 die Endteufe erreicht, aber noch kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten. In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2020 mit ihren Ergebnissen bzw. ihren Status zum Jahresende 2020 zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt. Zwölf der insgesamt 23 Bohrungen haben ein Ergebnis erhalten; davon waren sieben erfolgreich und wurden fündig. 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

Hatte die inländische Bohraktivität in 2019 noch kräftig zugelegt, ist sie in 2020 auf ein Allzeittief gesunken. Dies wird vor allem in der Bohrmeterleistung deutlich. Sie ist bedingt durch die Folgen der Corona-Pandemie um 87 % auf 6.220 m gesunken.

In der Tabelle 3 ist die Bohrmeterleistung 2020 den Werten der vorangehenden fünf Jahren gegenübergestellt. Die regionale Verteilung der Bohrmeter auf die Bundesländer bzw. die Explorations- und Produktionsgebiete ist in Tabelle 4 dargestellt. Die Grafik in Abbildung 3 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter seit 1945.

2 Geophysik

In 2020 wurden keine oberflächengeophysikalischen Messungen zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas durchgeführt.

3 Konzessionswesen

Im Jahr 2020 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter verkleinert. Seit 2014 hat sie damit stetig abgenommen. Es wurde nur ein Erlaubnisfeld neu erteilt. Demgegenüber sind zahlreiche Erlaubnisfelder erloschen oder wurden verkleinert.

Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Summe der Flächen von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen um etwa 11.000 km² verkleinert und betrug Ende 2020 noch 35.500 km². Das entspricht ziemlich genau noch einem Drittel der Fläche von 2013.

Das einzige neu erteilte Erlaubnisfeld liegt in Rheinland-Pfalz und hat eine Fläche von etwa 114 km².

20 Erlaubnisfelder sind durch Fristablauf, Aufhebung oder Widerruf erloschen bzw. infolge von Teilverlängerungen oder Teilaufhebungen verkleinert worden. Das hatte die o.g. Verringerung der Konzessionsfläche um etwa 11.000 km² zur Folge.

Die Flächenabnahme war in Nordrhein-Westfalen mit etwa 5.500 km² am größten. Allerdings betrug die effektive Verkleinerung durch die Überlagerung von Erlaubnisfeldern zur gewerblichen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwecken „nur“ etwa 4.100 km². In Niedersachsen inkl. der Nordsee hat die Fläche der Erlaubnisfelder um etwa 4.500 km² abgenommen, in Bayern um 600 km², in Sachsen-Anhalt um etwa 170 km², in Brandenburg um etwa 160 km² und in Rheinland-Pfalz um etwa 100 km².

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Die Bundesrepublik Deutschland produzierte im Jahr 2020 1,9 Mio. t Erdöl und trug so zu 2 % zur Deckung des Verbrauchs an Erdöl in Höhe von 94,9 Mio. t (AGEB 2021) in Deutschland bei.

Die Produktion von Erdgas in Deutschland lag 2020 bei 5,6 Mrd. m³(Vn) Rohgas bzw. 5,1 Mrd. m³(Vn) normiertem Reingas mit einem Brennwert von H_s=9,77 kWh/m³(Vn). Damit hat die letztjährige Rohgas- und Erdölgasproduktion den Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in Höhe von umgerechnet 98,8 Mrd. m³ Reingas zu ca. 5,2 % gedeckt (AGEB 2021).

4.1 Erdölförderung

Im Berichtsjahr 2020 wurden in Deutschland 1,9 Mio. t Erdöl einschließlich 9.647 t Kondensat gefördert. Die Erdölproduktion fiel damit um ca. 27.000 t (-1,4 %) unter den Wert des Vorjahres (1,92 Mio. t).

Im Ländervergleich liegen die wichtigsten Erdölförderprovinzen Deutschlands in Norddeutschland. Die Ölfelder Schleswig-Holsteins und Niedersachsens produzierten im Berichtszeitraum zusammen 1,67 Mio. t Öl. Das sind 88 % der deutschen Gesamtproduktion. In Schleswig-Holstein stieg die Produktion von Erdöl in 2020 auf 1,09 Mio. t. Das sind rund 49.000 t mehr als 2019. Der Anteil an der deutschen Gesamtförderung liegt damit bei 57,3 %. Niedersachsen produzierte hingegen mit 583.451 t rund 89.000 t weniger. Das entspricht einem Anteil an der Gesamtförderung von 30,8 %. In Rheinland-Pfalz wiederum stieg die Produktion mit 165 189 t um rund 17.000 t gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil an der Gesamtförderung erhöhte sich damit auf 8,7 %.

Nach Regionen aufgeschlüsselt stieg in den Erdölgebieten nördlich der Elbe die Produktion um 49.000 t (+4,7 %) auf 1,1 Mio. t. Westlich der Ems wurde hingegen mit 373.000 t 62.000 t bzw. 14,3 % weniger Erdöl als im Vorjahr produziert. Im Oberrheintal wiederum stieg die Produktion um 17.000 t (+11,4 %) auf 166.000 t.

Am Stichtag 31. Dezember 2020 standen 49 Ölfelder in Produktion. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Fördersonden fiel um 243 auf 743 (Tab. 9).

Die zehn förderstärksten Felder Deutschlands erbrachten zusammen 89,8 % der Gesamtölförderung in 2020. Die unterschiedlichen Fördermengen der einzelnen Felder

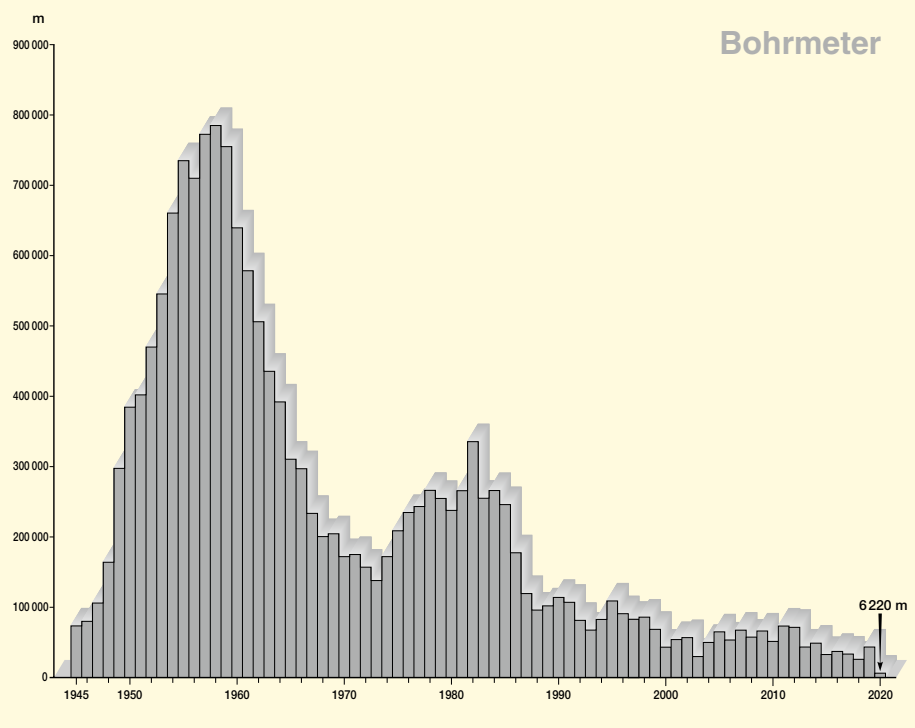


Abb. 3 Bohrmeter der Kohlenwasserstoffbohrungen 1945–2020 (LBEG)

sind dabei beachtlich. So lag die jährliche Produktion des förderstärksten Feldes Mittelplate/Dieksand fast um den Faktor sieben höher als die Fördermenge des zweitstärksten Feldes Römerberg. Auf Platz drei folgt das Feld Rühle in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems. In 16 der insgesamt 49 fördernden inländischen Felder liegen die jährlichen Fördermengen unter 10.000 t.

Seit 1987 wird von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog Erdöl aus verschiedenen Sandsteinlagen des Jura gefördert. Mit 1,1 Mio. t Öl aus 27 Förderbohrungen produzierte das Feld mehr als 57 % der deutschen Erdölerträge. Das sind 50.745 t mehr als im Vorjahr, was 4,9 % der Produktion des Feldes entspricht, fast so viel wie die Jahresförderung eines ganzen Feldes wie Georgsdorf, das in der Produktionsstatistik an sechster Stelle liegt. Die jährliche Fördermenge einer Mittelplate/Dieksandbohrung lag im Durchschnitt bei 40.206 t pro Bohrung.

Das Ölfeld Römerberg im Oberrheintal wurde im Jahr 2003 zufällig beim Abteufen einer Geothermiebohrung gefunden. Sechs Bohrungen förderten im letzten Jahr aus den Gesteinen der Trias 152.321 t Erdöl. Das ist ein Zuwachs von 13,7 % gegenüber dem Vorjahr und entspricht einer Förderleistung pro Bohrung von 25.387 t.

Im Ölfeld Rühle wird seit 1949 vorwiegend aus den Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produziert. Im Berichtszeitraum 2020 wurde mit 128.486 t 14,7 % weniger Erdöl gefördert als in 2019. 115 Bohrungen standen hier in Förderung, was im Durchschnitt einer jährlichen Fördermenge von 1.117 t pro Bohrung entspricht.

Aus der gleichen geologischen Formation wie das Ölfeld Rühle fördert das Feld Emlichheim seit 1944. Aus 108 Sonden mit einer durchschnittlichen Förderleistung von 958 t Erdöl förderte Emlichheim 103.474 t im letzten Jahr.

Die Produktion aller weiteren Ölfelder lag im Jahr 2020 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-/Warmwasser-flutungen erhöht und damit verbliebenes Öl in der Lagerstätte mobilisiert. Chemische EOR-Verfahren oder CO_2-Flutungen werden in Deutschland derzeit nicht angewendet.

Die EOR-Maßnahmen hatten in 2020, bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 1,9 Mio. t, einen Anteil von rund 10 %. Damit fiel der Wert gegenüber dem Vorjahr um 3 %. Der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten lag 2020 unverändert bei rund 95 %.

Der Förderanteil von Erdöl aus Sandsteinen des Dogger (Jura) lag 2020 bei rund 63 %. 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 2020 bei ca. 23 %. 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 2020 bei 8 %. Das Feld Römerberg im Rheintal fördert aus diesen Gesteinsschichten. Die Lagerstätten des Malm und Tertiär folgen mit jeweils 3 % sowie des Perm mit 0,6 und der Oberkreide mit 0,1 %.

Erdgaskondensat ist ein flüssiges Begleitprodukt, das bei der Erdgasgewinnung anfällt. Der Kondensatanteil an der deutschen Erdölförderung, zu dem auch das Erdölgaskondensat zählt, betrug im Berichtsjahr 9.647 t. Das entspricht 0,5 % der Gesamtölförderung. 8 % der heimischen Kondensatförderung fallen allein in der deutschen Nordsee im Gasfeld A6/B4 an.

Bis Ende 2020 sind in Deutschland kumulativ ca. 311 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 39,2 % der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von ca. 793 Mio. t Öl in allen deutschen Lagerstätten zusammen. Von dieser Gesamtmenge ist aber in Abhängigkeit von der Ölqualität und den Reservoireigenschaften der einzelnen Lagerstätten nur ein Teil förderbar.

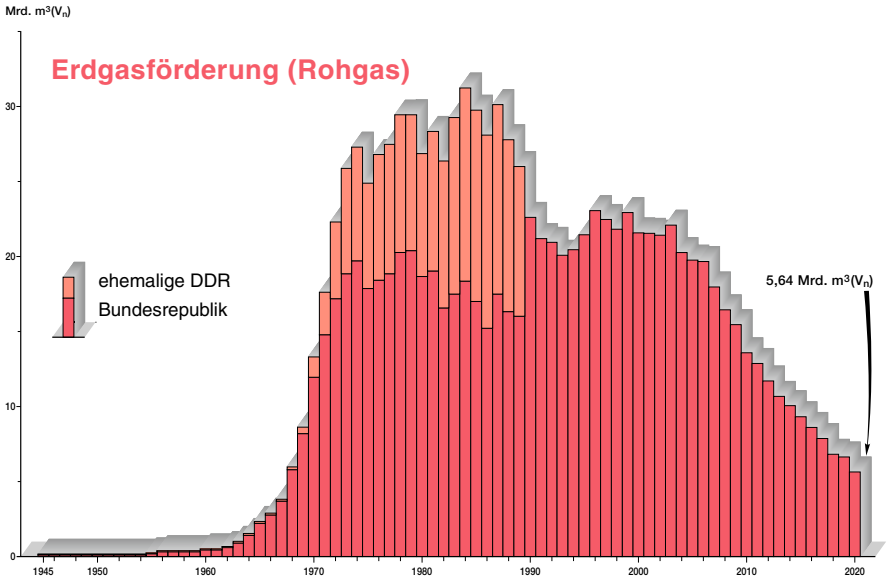
4.2 Erdgasförderung

Im Berichtsjahr 2020 wurden in Deutschland 5,6 Mrd. m^3(Vn) Rohgas bzw. 5,1 Mrd. m^3(Vn) Reingas gefördert. Die Erdgasproduktion fiel damit um 1 Mrd. m^3(Vn) Rohgas oder 0,9 Mrd. m^3(Vn) normiertes Reingas mit einem Brennwert von H_s = 9,77 kWh/m^3(Vn). Das entspricht einer Abnahme um 15,1 % Rohgas bzw. 15,0 % Reingas gegenüber dem Vorjahr. Eine Ursache für den kräftigen Rückgang in 2020 wird in einer neunwöchigen Revision einer Erdgasaufbereitungsanlage gesehen (AGEB 2021). Ferner ist die stetige Abnahme der Produktion sowie der Erdgasreserven auf die zunehmende Erschöpfung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Auch ist die Bohrtätigkeit auf Erdgas in den letzten Jahren sehr zurückgegangen. Hervorzuheben ist aber das im Gebiet westlich der Ems ein neuer Förderhorizont in Betrieb genommen wurde.

Im Ländervergleich liegt die zentrale Erdgasprovinz Deutschlands in Niedersachsen. Hier wurden 5,3 Mrd. m^3(Vn) Rohgas gefördert. Das sind 0,97 Mrd. m^3(Vn) oder 15,4 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Rohgasförderung Deutschlands beträgt 94,2 %. Die Reingasförderung wurde für Niedersachsen mit 4,96 Mrd. m^3(Vn) angegeben. Das sind 0,9 Mrd. m^3(Vn) oder 14,9 % weniger als im Vorjahr. Der Anteil Niedersachsens an der Reingasförderung Deutschlands blieb mit 97,3 % unverändert gegenüber dem Vorjahr. Andere Bundesländer tragen nur marginal zur Gasförderung bei.

Regional betrachtet fiel im Gebiet Weser-Ems die Rohgasproduktion um 0,8 Mrd. m^3(Vn) bzw. 20,4 % auf 2,96 Mrd. m^3(Vn). Auch die Reingasförderung fiel hier um 0,7 Mrd. m^3(Vn) (-20,3 %) auf 2,6 Mrd. m^3(Vn). Im Gebiet Elbe-Weser wurden 2,5 Mrd. m^3(Vn) Rohgas gefördert und damit 0,22 Mrd. m^3(Vn) (-7,9 %) weniger als im Vorjahr. Die Reingasförderung ging hier um 0,22 Mrd. m^3(Vn) (-8,4 %) auf 2,4 Mrd. m^3(Vn) gegen-

Abb. 4 Erdgasförderung 1945–2020 (LBEG) →



über 2019 zurück. In 2020 wurden zusätzlich zum Erdgas rund 56 Mio. m³(Vn) Erdölgas gewonnen. Erdölgas ist ein Begleitprodukt, das bei der Erdölgewinnung anfällt. Es wird vor allem in Niedersachsen (61,8 %) und Schleswig-Holstein (27,7 %), gefolgt von Rheinland-Pfalz mit 3,5 % produziert.

Im Berichtszeitraum standen insgesamt 73 Erdgasfelder in Produktion. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2020 fördernden Sonden ist von 419 im Vorjahr auf 406 gefallen.

Analog zu den Vorjahren kamen auch in 2020 rund zwei Drittel der gesamten Jahresförderung von Erdgas in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Feldern.

Der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken ist das förderstärkste deutsche Gasfeld. Dort wurden im Berichtszeitraum 0,73 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert. Es folgt das Feld Völkersen/Völkersen-Nord mit 0,61 Mrd. m³(Vn) Gas. An dritter Stelle liegt Goldenstedt/Visbek mit ca. 0,54 Mrd. m³(Vn) Gas. Während Rotenburg/Taaken und Völkersen/Völkersen-Nord aus den Gesteinen des Rotliegend fördern, produziert Goldenstedt/Visbek aus dem Zechstein.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2020 insgesamt 213 Mrd. m³(Vn) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem Fünftel der Kumulativproduktion Deutschlands und bei weitem der höchsten Gesamtförderung aller deutschen Felder. 2020 standen hier 130 Sonden in Betrieb, die insgesamt 302 Mio. m³(Vn) Rohgas förderten. Gegenüber dem Vorjahr mit 375 Mio. m³(Vn) bedeutet das einen Förderrückgang von 3 %. 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 111 Mio. m³(Vn) (BVEG 2021).

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld in der Nordsee, A6/B4, produzierte in 2020 noch rund 7,9 Mio. m³(Vn) hochkalorisches Rohgas. Damit fiel die Förderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 71 %. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³(Vn) lag die Reingasförderung von A6/B4 umgerechnet bei 10 Mio. m³(Vn) (BVEG 2021). Zusätzlich fielen hier im Rahmen der Erdgasförderung 819 t Erdgaskondensat an. A6/B4 gilt als ausgefördert. Es wurden für das kommende Jahr keine weiteren Reserven mehr gemeldet.

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Erdölreserven am 1. Januar 2021

Die an das LBEG berichteten geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland beliefen sich am 1. Januar 2021 auf 27,4 Mio. t Erdöl und liegen damit um 600.000 t oder 2 % unter denen des Vor-

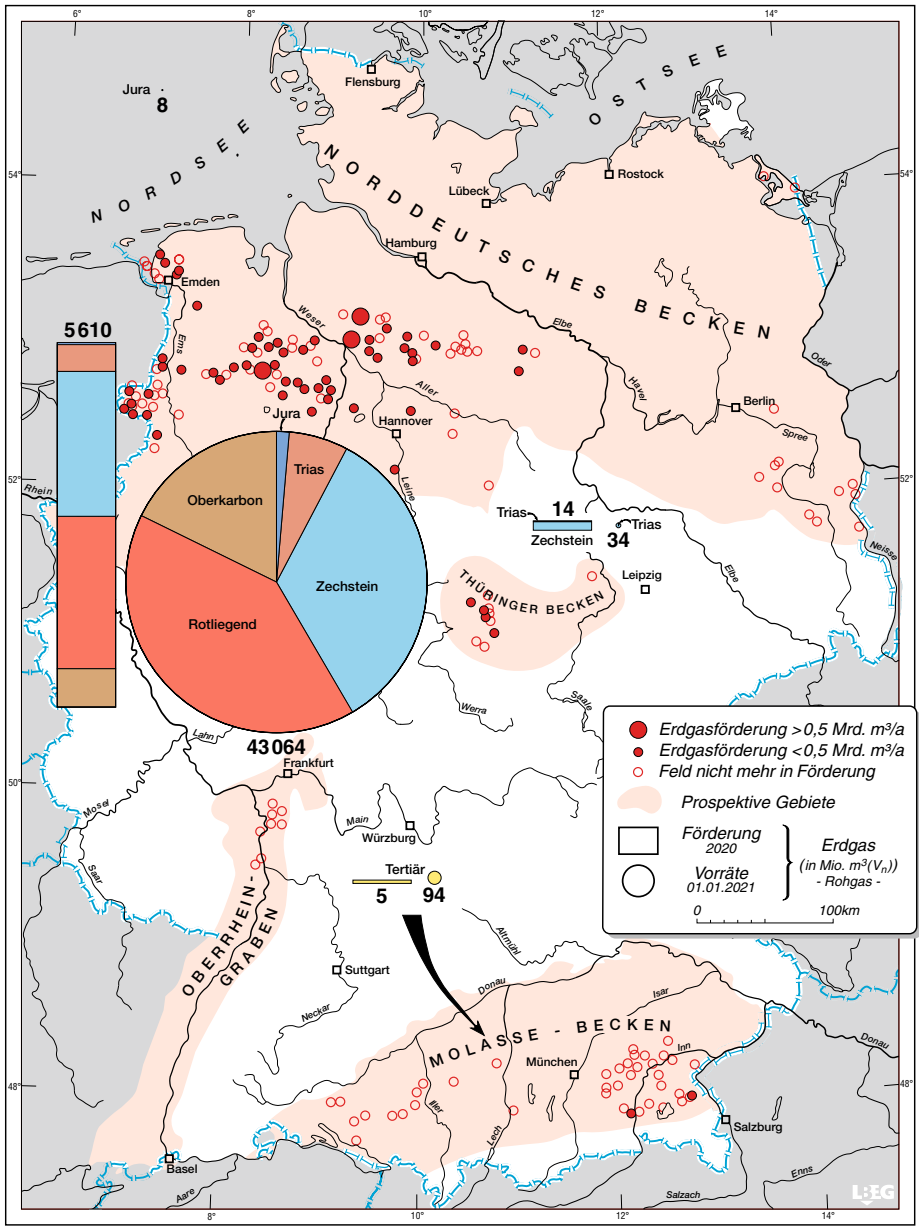


Abb. 5 Erdgasförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt. Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 3. Thüringer Becken, 4. Alpenvorland

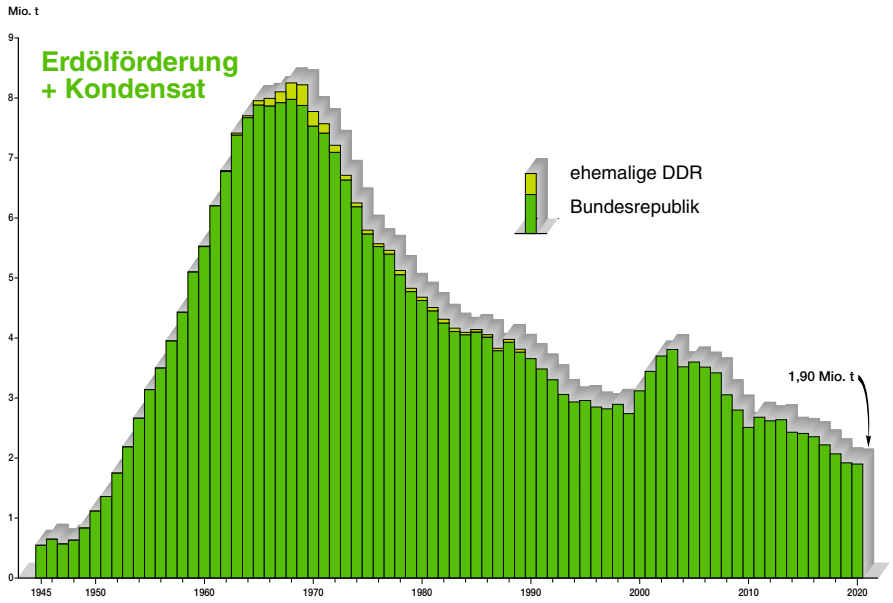


Abb. 6 Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) 1945–2020 (LBEG)
←

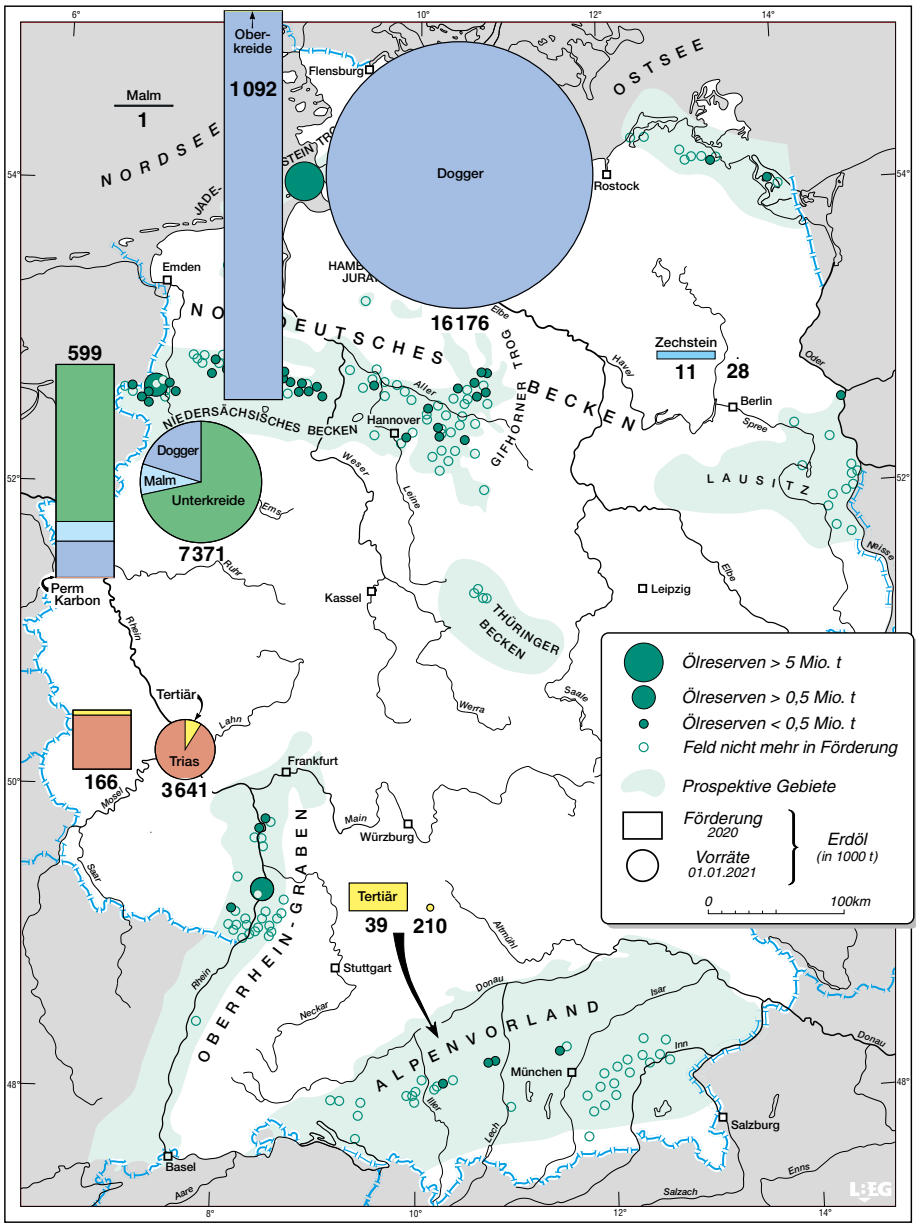


Abb. 7 Erdölförderung und -reserven, nach Regionen und Formationen aufgeteilt (Förderung inkl. Kondensat aus der Erdgasförderung). Die Regionen sind: 1. Nordsee, 2. Gebiet nördlich der Elbe, 3. Gebiet Oder/Neiße-Elbe, 4. Gebiete Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems, 5. Oberrheintal, 6. Albenvorland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

jahres. Die diesjährigen starken Schwankungen der Reserven in den einzelnen Bereichen sind auf Neubewertungen der Felder auf Basis neuer geologischer Erkenntnisse z.B. nach Bohrkampagnen zurückzuführen. Die Steigerung der Reserven in den beiden großen erdölfördernden Bundesländern Niedersachsen und Rheinland-Pfalz federt aber den allgemeinen negativen Trend etwas ab.

Regional betrachtet lagerten am 1. Januar 2021 nach wie vor die größten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Norddeutschland. Im Raum nördlich der Elbe fielen die Reserven allerdings um 1,6 Mio. t oder 9 % gegenüber dem Vorjahr auf 16,2 Mio. t. In den Förderregionen westlich der Ems hingegen stiegen die Reserven um 1,4 Mio. t (+49,1 %) auf 4,4 Mio. t. Auch im Oberrheintal stiegen die ausgewiesenen Reserven wieder um 831.000 t (+29,6 %) auf 3,6 Mio. t, nachdem sie letztes Jahr stark gefallen waren. Im Ländervergleich lagerten nach den derzeitigen Berechnungen mit 16,2 Mio. t Erdöl die größten Reserven in Schleswig-Holstein und damit um 1,5 Mio. t (-8,7 %) weniger als im Vorjahr. Das sind 59 % (-4,4 %) der gesamtdeutschen Erdölreserven. In Nieder-sachsen stiegen die Reserven um 459.000 t auf 7,3 Mio. t (+6,7 %). Somit lagerten hier 26,8 % (+2,2 %) der gesamtdeutschen Reserven. Für Rheinland-Pfalz wurden 3,4 Mio. t, 835.000 t oder 32,5 % mehr gemeldet als im Vorjahr. Damit liegt Rheinland-Pfalz mit 12,4 % (+3,2 %) der deutschen Erdölreserven auf dem dritten Platz. Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge von 2020, zeigt, dass 1,3 Mio. t Erdöl durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

Das Verhältnis Reserven/Produktion, errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven und der letztjährigen Fördermenge, verbleibt zum Stichtag der Reservenberechnung bei 14,5 Jahren. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich am Stichtag der Reservenschätzung rund 63 % der verbleibenden Erdölreserven deutscher Lagerstätten in Sandsteinen des Mittleren Jura, 23 % in Gesteinen der Unterkreide und 8 % in der Trias. Die restlichen Erdölreserven verteilten sich auf Speichergesteine im Oberen Jura (3 %), im Tertiär (3 %) sowie untergeordnet im Zechstein und in der Oberkreide.

5.2 Erdgasreserven am 1. Januar 2021

Am 1. Januar 2021 betrug die Summe der ge-

schätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands 43,2 Mrd. m^3(Vn) Rohgas. Damit verringerten sich die Reserven gegenüber dem Vorjahr um 3,4 Mrd. m^3(Vn) oder 7,4 %.

Die sicheren und wahrscheinlichen Reserven bezogen auf das normierte Reingas mit einem Brennwert von Hs = 9,77 kWh/m^3(Vn) wurden am Stichtag mit 41,1 Mrd. m^3(Vn) angegeben und lagen damit 2,9 Mrd. m^3(Vn) oder 6,6 % 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 2021 mit 19,8 Mrd. m^3(Vn) die größten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven im Gebiet Weser-Ems. Das sind 3,6 Mrd. m^3(Vn) (-15,4 %) weniger als 2020. Für den Raum Elbe-Weser wurden 19,1 Mrd. m^3(Vn) gemeldet. Hier liegt der Reservenverlust bei 3,1 Mrd. m^3(Vn) bzw. 14 %. Die Reingasreserven verteilten sich auf die Gebiete Elbe-Weser mit 19,5 Mrd. m^3(Vn) (-3,2 Mrd. m^3(Vn), -14,1 %) und Weser-Ems mit 17,1 Mrd. m^3(Vn). Damit sind 3,2 Mrd. m^3(Vn) oder 15,9 % weniger als im Vorjahr gemeldet worden.

Im Ländervergleich liegen die größten Erdgasreserven Deutschlands in Niedersachsen. Hier lagerten der aktuellen Statistik nach 42,8 Mrd. m^3(Vn) Rohgas. Das sind 3,4 Mrd. m^3(Vn) oder 7,3 % weniger als 2020. Der Anteil Niedersachsens an den Rohgasreserven Deutschlands beträgt 99,1 % (+0,3 %). Die Reingasreserven wurden für Niedersachsen mit 40,8 Mrd. m^3(Vn) (-2,8 Mrd. m^3(Vn) bzw. -6,5 %) angegeben. Das entspricht einem Anteil von 99,4 % (+0,1 %). Andere Bundesländer tragen nur marginal zu den deutschen Erdgasreserven bei.

Der Vergleich der aktuellen Reserven mit denen des Vorjahres, bereinigt um die entnommene Fördermenge von 2020, zeigt, dass 2,2 Mrd. m^3(Vn) Rohgas durch zusätzliche Reserven kompensiert werden konnten.

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 sieben Jahre. Das Verhältnis Reserven/Produktion (früher statische Reichweite) berücksichtigt nicht den natürlichen

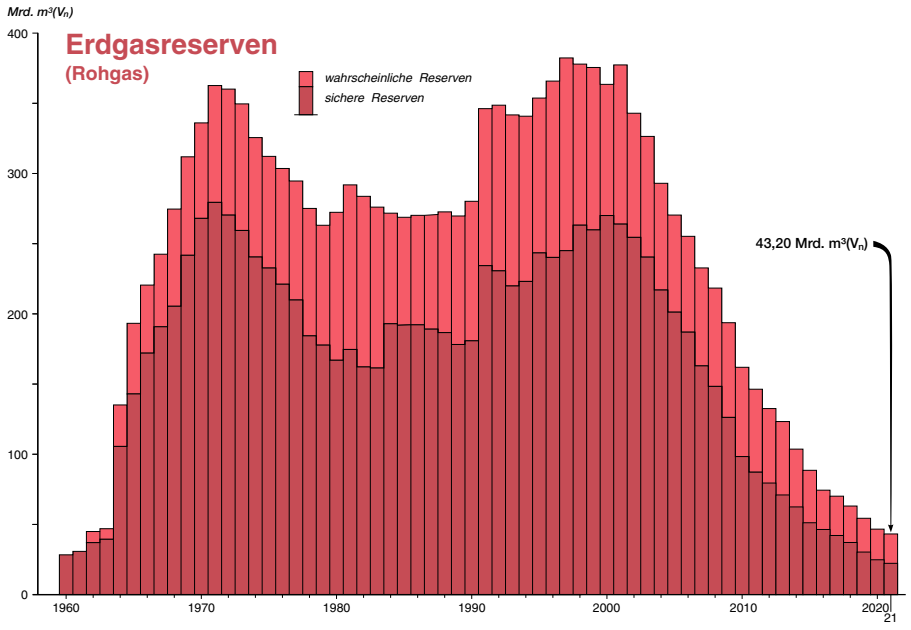


Abb. 8 Entwicklung der Erdgasreserven in Deutschland von 1947 bis 2020

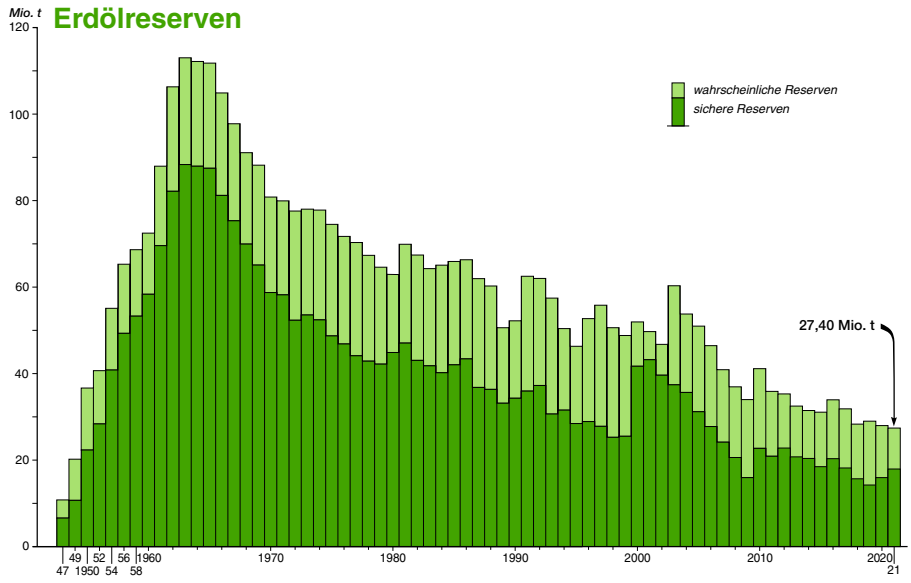


Abb. 9 Entwicklung der Erdölreserven in Deutschland von 1947 bis 2020 (LBEG)

Förderabfall der Lagerstätten oder andere variable Parameter und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und statistische Orientierungsgröße anzusehen.

Nach geologischen Formationen gestaffelt befanden sich rund 82 % der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 42 % in Sandsteinen des Rotliegend und 40 % in Karbonatgesteinen des Zechstein akkumuliert. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in oberkarbonischen (10 %) und triassischen Sandsteinen (7 %) sowie untergeordnet in jurassischen und tertiären Lagerstätten mit 0,7 bzw. 0,1 %.