



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009

Hannover 2010

Titelbild

Erdölförderkreuz auf dem Betriebsplatz Römerberg 1 bei Speyer. Die Bohrung Römerberg 1 des Konsortiums GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH und Palatina GeoCon GmbH & Co. KG hat die bereits 2003 entdeckte Erdöllagerstätte unter der Stadt Speyer bestätigt. Die Ergebnisse aus einem Langzeitfördertest waren sehr positiv, so dass Anfang 2009 zur weiteren Erkundung des Feldes die Neubohrung Römerberg 2 niedergebracht wurde. Seit Juni 2009 wird nun auch hier konstant Erdöl gefördert. Außerdem entschied sich das Konsortium zu einer Ablenkung der ursprünglichen Fundbohrung als Römerberg 0a.

(Foto und Text: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH, www.gdfsuezep.de)



© Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Referat Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen

Stilleweg 2
30655 Hannover
Tel. 0511 643 0
Fax 0511 643 2304

Download unter www.lbeg.niedersachsen.de

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

wir freuen uns, Ihnen den Bericht über die aktuellen Aktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie für Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland vorzulegen.

Erinnern Sie sich an das Vorwort des letzten Jahresberichtes? Dort erwähnten wir eingangs die Themen „Versorgungssicherheit, Gaskrise und kalter Winter“. Auch diesen Winter werden wir aus der Sicht der Energieversorgung nicht so schnell vergessen. Schnee und Frost forderten über Wochen die Energieversorgungsunternehmen und wenn es so etwas wie Dankbarkeit über eine funktionierende Erdöl-Erdgas-Infrastruktur gibt, in diesem Winter war sie sicherlich angebracht. Erdöl und Erdgas aus heimischen Quellen und die Untertagespeicher - Thema des Ihnen vorliegenden Jahresberichtes - brachten uns Licht und Wärme in die Häuser.

Im Jahr 2009 beging unsere Branche ihr 150 jähriges Jubiläum des Beginns des industriellen Erdölzeitalters, Anlass für eine Tagung des WEG und eine begleitende Ausstellung in Celle. Um 1859 hatten Pioniere und Glücksritter wie Prof. Hunäus in Wietze, der eigentlich nach Braunkohle suchte, und Colonel Drake in Titusville in Pennsylvania fast zeitgleich „den Hut geworfen“ und mit den ersten Tiefbohrungen Öl gefunden. Heute wirft der Bohrmeister nicht mehr seinen Hut auf den Ansatzpunkt der Bohrung, dafür kann man aber dessen Flugbahn im Voraus berechnen. Viele „High Tech“-Spezialwerkzeuge und -methoden wurden seither in der Seismik, Geomodellierung, Richtbohrtechnik, im Reservoir Engineering, usw. weiter entwickelt. Geblieben sind die Neugier, das Streben nach dem Gewinn und das Risiko der Fündigkeit einer Bohrung. Die Suche nach Erdöl und Erdgas erfolgt in immer größeren Teufen, unter immer schwierigeren Bedingungen und mit Einsatz immer komplexerer Geräte und Methoden. Manchmal werden der Mut und die Anstrengung durch das Glück der Tüchtigen belohnt, wie der jüngste Erdölfund „Römerberg“ im Oberrheintal zeigt (Titelbild dieses Jahresberichtes). Nach allen Prognosen werden sowohl Erdöl als auch Erdgas noch über Jahrzehnte ihre dominierende Rolle auf dem Energiemarkt behalten. Durch die positive Ölpreisentwicklung sind aktuell auch intensiv explorierte Gebiete wie die Bundesrepublik Deutschland wieder in den Fokus in- und ausländischer Firmen gerückt. Dies gilt sowohl für die Exploration auf „unconventional gas“ als auch für den Wiederaufschluss verfallter Lagerstätten. Diesen Trend können Sie an der deutlichen Zunahme der Explorationsflächen erkennen. Die weltweite Bedeutung unkonventioneller Erdgasressourcen aus dichten Formationen wurde in der diesjährigen Tagung von DGMK und ÖGEW in Celle mit einer Plenarvortragsreihe hervorgehoben und dort die besonderen Herausforderungen an die Entwicklung dieser Vorkommen erläutert. Die USA sind die Vorreiter auf dem Feld der „unconventionals“. Es bleibt spannend, wie sich diese Anstrengungen im Hinblick auf neue Reserven weltweit, in Europa und insbesondere in Deutschland entwickeln werden.

Eine zunehmende Bedeutung bei der Beratung von Unternehmen aus dem In- und Ausland bekommt die Verfügbarkeit von Daten über das Internet. Wo existieren Bohrungen, wo wurden seismische Messungen durchgeführt, welche Kerninformationen, Schichtenverzeichnisse, Bohrlochmessungen und weitere Daten sind verfügbar? Und wie komme ich als Firma an diese Daten bzw. bei wem als Eigentümer kann ich sie kaufen? Für den Zugang zu diesen

Daten haben Behörden wie das LBEG einen „Datenraum“ (Data Room) eingerichtet. Hier können Interessenten in einem mit der Erdöl- und Erdgasindustrie und ihrem Wirtschaftsverband (WEG) abgestimmten Verfahren Geodaten einsehen und prüfen, ob Daten für Projekte verfügbar und qualitativ ausreichend sind, bevor sie diese erwerben. Der freie Zugang zum „Data Room“ soll für weitere Interessensgruppen geöffnet werden. Aktuell werden in Zusammenarbeit mit dem WEG die Voraussetzungen festgelegt.

Im Bereich der Untertage-Gasspeicherung erfolgte eine erhebliche Zunahme der geplanten Arbeitsgasmengen. Neue Speicher werden gebaut und vorhandene Speicher erweitert, wobei in der Firmenlandschaft neue Unternehmen hinzugekommen sind. Maßgeblich für diese Entwicklung ist der Bau der Ostseeleitung Nord Stream; im April dieses Jahres hat die Verlegung der Rohre der über 1200 km langen Ostseetrasse zwischen Wyborg und Lubmin begonnen. Gleichzeitig erfolgen Planung und Bau von nationalen Onshore-Leitungen. Deutschland wird mit dieser Entwicklung einen weiteren Schritt zur Sicherung der eigenen Energieversorgung machen und gleichzeitig seine Position als „Erdgasdrehscheibe“ in Europa ausbauen.

Die eingangs genannte Versorgungssicherheit, die Entwicklung neuer Fördertechnologien zur Stabilisierung der heimischen Gasförderung, der Bau neuer Speicher und Leitungen, all das hängt untrennbar zusammen. Nicht zu vergessen sind die Mitarbeiter, die an ihren Arbeitsplätzen dafür sorgen, dass alle Prozesse gut funktionieren.

Bei der Nutzung des tieferen Untergrundes haben die Erdöl- und Erdgasunternehmen „natürliche“ Konkurrenten. Dies sind Unternehmen der tiefen Geothermie, der Untertage-Gasspeicherung und seit kurzem der geplanten CO₂-Lagerung. Besonders letzteres Thema erfordert unter dem Aspekt der Langzeitsicherheit die umfassende Nutzung aller Daten des tieferen Untergrundes und umfangreiche Forschungsarbeiten. Viele Experten, Gremien, Ministerien, Behörden und Firmen beschäftigen sich derzeit weltweit mit dieser Thematik. Sie ist global, sie ist neu und sie ist in der öffentlichen Wahrnehmung nicht unumstritten. Es gilt, ein umwelt- und energiepolitisch motiviertes Thema an Standorten mit geeigneter Geologie lokal und bergbaulich sicher in Projekten umzusetzen. Wie immer gilt es auch hier, Ansprüche und Realität unter einen Hut zu bringen und in einem konstruktiven Dialog und auf fachlich solider Basis Lösungen zu suchen.

Das LBEG bedankt sich an dieser Stelle bei den Unternehmen, Ministerien, Bergbehörden und Geologischen Diensten der anderen Bundesländer für die seit vielen Jahren zuverlässige Unterstützung bei der Anfertigung des vorliegenden Berichtes. Wir hoffen, dass er nützlich für Ihre Arbeit ist und freuen uns über Anregungen und Kommentare. Senden Sie Ihre E-Mail an kohlenwasserstoffgeologie@lbeg.niedersachsen.de.

Ihr Referat „Energiewirtschaft Erdöl und Erdgas, Bergbauberechtigungen“ im Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie

Hannover, im April 2010

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	10
1.1 Explorationsbohrungen	10
1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen	16
1.3 Bohrmeterleistung	18
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	20
2 Geophysik.....	22
3 Konzessionswesen	24
4 Erdöl- und Erdgasproduktion	29
4.1 Erdölförderung.....	30
4.2 Erdgasförderung.....	34
5 Erdöl- und Erdgasreserven	39
5.1 Reservendefinitionen.....	39
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2010.....	40
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2010.....	41
6 Untertage-Gasspeicherung	43
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	43
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	44
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2009	44
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland.....	49
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	51
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	52
6.7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	54
7 Literatur und nützliche Links	55

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- | | |
|--|---|
| Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2009. | Tab. 16: Jahresförderungen 2008 und 2009 der förderstärksten Erdgasfelder. |
| Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2009. | Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2010 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 3: Bohrmeterleistung 2004 bis 2009, aufgeteilt nach Bohrkategorien. | Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2010 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 4: Bohrmeterleistung 2009 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten. | Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2010 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2009. | Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2010). |
| Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2009. | Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2010). |
| Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. | Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2010 und WEG 2010). |
| Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2009. | Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2009). |
| Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2005 bis 2009. | Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2009). |
| Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2009. | Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher. |
| Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2007 bis 2009 auf die Produktionsgebiete. | Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb. |
| Tab. 12: Jahresförderungen 2008 und 2009 der förderstärksten Erdölfelder. | Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau. |
| Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2005 bis 2009. | Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas. |
| Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2009. | |
| Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2007 bis 2009 auf die Produktionsgebiete. | |

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2009.
- Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.
- Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung.
- Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe.
- Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee.
- Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.
- Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.
- Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.
- Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.
- Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2009.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2009.
- Anl. 7: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten.
- Anl. 8: Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten.
- Anl. 9: Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 10: Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.
- Anl. 11: Entwicklung der Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland.
- Anl. 12: Statische Reichweiten der Reserven.
- Anl. 13: Erdöl und Erdgas in Deutschland. Kumulative Produktion und Reserven.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas sowie der Untertage-Gasspeicherung in Deutschland im Jahre 2009. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

In 2009 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen nochmals deutlich vergrößert. Gegenüber dem Vorjahr ist die Fläche um fast 15 000 km² auf etwa 92 000 km² angewachsen. Neue Konzessionsflächen wurden vor allem im Bereich der Westfälischen Kreidemulde, im Norddeutschen Becken und im westlichen Alpenvorlandbecken vergeben.

Nach dem Rückgang in 2008 sind die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wieder angestiegen, sowohl der Umfang der Explorationsbohrfähigkeit als auch der Umfang der geophysikalischen Vorerkundung.

Die Fläche der akquirierten 3D-Seismik ist mit etwa 550 km² gegenüber dem Vorjahr ein wenig angestiegen. Deutlicher war der Anstieg bei der Akquisition von 2D-Seismik. Es wurden etwa 340 Profilkilometer gemessen. Gravimetrische Messungen wurden an über 500 Geländepunkten durchgeführt. Sie verteilten sich auf eine Fläche von etwa 50 km² und Profillinien mit einer Gesamtlänge von 25 km.

In der Exploration ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von zehn im Vorjahr wieder auf zwölf angestiegen. Hinzu kommen neun Bohrungen, die ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Drei Aufschlussbohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen; alle waren nicht fruchtig. Von den vier mit Ergebnis abgeschlossenen Teilfeldsuchbohrungen waren zwei ölfuchtig, eine gasfuchtig und eine nicht fruchtig.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von 21 im Vorjahr auf 23 angestiegen. Weitere sieben Bohrungen hatten ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten. 16 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen, davon waren 13 öl- oder gasfuchtig und drei hatten ihr Ziel erreicht.

Mit der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung wieder zugenommen. Sie lag mit 66 201 m deutlich über dem Vorjahreswert von 57 481 m und dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre.

Die Erdgasförderung hat aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten gegenüber dem Vorjahr abermals deutlich um knapp 6 Prozent abgenommen und betrug 15,5 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven hat überproportional zur Fördermenge um fast 32 Mrd. m³ abgenommen und wurde mit 162 Mrd. m³ in Feldesqualität bewertet.

Die Erdölförderung ist um 0,25 Mio. t oder 8,3 Prozent auf 2,8 Mio. t (inkl. Kondensat) gesunken. Dieser Rückgang liegt vor allem in der weiter rückläufigen Produktion des Feldes Mittelplate/Dieksand begründet.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven ist aufgrund eines neuen Fundes und Neubewertungen bestehender Felder um 7,2 Mio. t auf 41,1 Mio. t angestiegen.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertage-Gasspeicher wurde geringfügig um 0,1 Mrd. m³ auf 22,7 Mrd. m³ ausgebaut. Das derzeit technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen stieg um 0,5 Mrd. m³ auf 20,8 Mrd. m³. Gegenwärtig ist geplant, das Arbeitsgasvolumen um weitere 13,9 Mrd. m³, vorwiegend in Kavernenspeichern, auszubauen.

Summary

This report presents an overview of oil and gas exploration and production as well as underground gas storage in Germany in 2009. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the companies and the other state mining offices.

In 2009 the license area for oil and gas exploration increased again substantially. Compared to the previous year the total area of exploration licenses rose by almost 15000 square kilometres to 92000 square kilometres. New licenses were granted primarily in the area of the Westphalian Cretaceous Basin, in the North German Basin and in the western Alpine Foreland Basin.

After the decline in 2008 the oil and gas exploration activities increased in terms of both exploration drilling and geophysical prospecting.

The area of 3D seismic acquisition rose slightly compared to the previous year and amounted to 550 square kilometres. The increase in 2D seismic acquisition was more distinct. About 340 kilometres of 2D seismic lines were acquired. Gravimetric measurements were conducted at more than 500 surface locations allocated to an area of about 50 square kilometres and a total of 25 line kilometres.

The number of exploration wells drilled in 2009 increased to twelve compared to ten in the previous year. In addition there were nine wells drilled to total depth before 2009 but without final results. The results in 2009 were as follows. Three new field wildcats were completed, but all were dry. Four exploration wells (new pool tests) were completed. Two of these wells found oil, one well found gas and the last one was dry.

The number of field development wells drilled in 2009 increased to twenty-three compared to twenty-one in the previous year. In addition

there were seven wells drilled to total depth before 2009 but without final results. Sixteen wells were completed successfully. Thirteen of these wells found oil or gas.

Along with the number of wells being drilled total footage increased again. The footage rose significantly to 66 201 metres compared to the previous year's value of 57 481 metres as well as to the average of the previous five years.

Due to depletion of gas fields the annual gas production dropped by 6 percent compared to the previous year and amounted to 15.5 billion cubic metres (field quality).

The total remaining proven and probable natural gas reserves declined disproportionately to gas production by almost 32 billion cubic metres to 162 billion cubic metres (field quality).

The annual oil production dropped by 0.25 million tons to 2.8 million metric tons primarily because of the declining production from the Mittelplate/Dieksand oilfield.

The total remaining proven and probable oil reserves rose by 7 million tons to 41 million tons due to an oil discovery and re-evaluation of established oil fields.

Compared to 2008 total working gas volume of underground gas storage rose slightly by 0.1 billion cubic metres to 22.7 billion cubic metres. The present technically available working gas volume increased by 0.5 billion cubic metres to 20.8 billion cubic metres. According to current planning, additional 13.9 billion cubic metres of working gas volume will be installed in the future, preferentially stored in salt caverns.

1 Bohraktivität

Die Bohraktivität hat gegenüber dem Vorjahr noch einmal zugenommen. Diese Entwicklung wird nicht nur in der Bohrmeterleistung sondern auch in der Anzahl der „aktiven“ Bohrungen deutlich. Die Bohrmeterleistung steigerte sich um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert (Kap. 1.3). Die Anzahl der „aktiven“ Bohrungen hat um vier Bohrungen auf nunmehr 35 Bohrungen zugenommen (Kap. 1.2).

Zuwächse waren sowohl in der in der Kategorie der Explorationsbohrungen als auch in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen zu verzeichnen. Die Anzahl der Explorationsbohrungen ist um zwei auf zwölf und die der Feldesentwicklungsbohrungen um zwei auf 23

angestiegen. Die Bohrmeter der Exploration haben um etwa ein Drittel zugelegt, die der Feldesentwicklung um 6 Prozent.

Auffällig war die hohe Anzahl von Explorationsbohrungen, die nach Erdöl suchten. In der jüngeren Vergangenheit waren Erdölexplorationsbohrungen in Deutschland offenbar wenig attraktiv und wurden nur selten gebohrt. In 2009 waren es dagegen gleich fünf, darunter zwei Aufschlussbohrungen (new field wildcats).

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen, den Untergrund zu erkunden oder aufgegebene Felder wieder zu erschließen. Eine Erläuterung der unterschiedlichen Bohrkategorien und -typen findet sich in Kapitel 1.4.

Zusätzlich zu den bereits oben genannten zwölf Explorationsbohrungen werden in der Statistik noch neun weitere Bohrungen geführt, die ihre Endteufe bereits vor 2009 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten (Tab. 1).

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden acht Bohrungen abgeteuft. Zwei Bohrungen suchten in den Sandsteinen des Dogger bzw. der Unterkreide des Niedersächsischen Beckens nach Erdöllagerstätten. Weitere zwei Bohrungen wurden ebenfalls im Niedersächsischen Becken, aber zur Erkundung des mesozoischen Stockwerks nach Erdgaslagerstätten abgeteuft. Im süddeutschen Voralpenbecken suchten vier Bohrungen innerhalb der ungefalteten Molasse, z.T. direkt an der Überschiebungsfront des Helvetikums, in den

tertiären Sandsteinen des Rupel, Chatt und Burdigal nach Erdgaslagerstätten.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden drei Bohrungen abgeteuft. Je eine Bohrung wurde in der Peripherie des norddeutschen Ölfeldes Bockstedt und im Bereich des norddeutschen Karbon-Gasfeldes Goldenstedt/Oythe niedergebracht. Eine Bohrung wurde im Oberrheintal zur Bestätigung des Erdölfundes Römerberg durchgeführt.

In der Kategorie der Wiedererschließungsbohrungen, die bereits aufgegebene Felder untersuchen, wurde erstmals nach ungefähr 25 Jahren wieder eine Bohrung abgeteuft. Sie sollte in der bayerischen Westmolasse das bereits 1995 aufgegebene Ölfeld Arlesried wieder erschließen.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im deutschen Sektor der Nordsee wurde die Bohrung **J10-1** (GDF SUEZ¹) (Abb. 5) niedergebracht. Es war die erste Bohrung im Block J10 und liegt von der nächsten Bohrung, J11-1, die bereits 1981 gebohrt wurde, etwa 10 km westnordwestlich entfernt. Regionalgeologisch befindet sich die Lokation der Bohrung auf dem stabilen West-Schleswig-Block, d.h. in einer Region, die durch wenig Tektonik und Salzbewegungen geprägt ist. Das Ziel waren gasführend erwartete Rotliegend-Sandsteine in einer gestörten Antiklinale innerhalb eines synsedimentären Grabens. Struktur und Ziellokation wurden anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2001 identifiziert. Die Bohrung erreichte die Sandsteine in der prognostizierten Teufe und wurde bereits im Herbst 2007 bei 5170 m in den Vulkaniten des Rotliegend eingestellt. Die Zielhorizonte wurden in teils guter Reservoirausbildung und gasführend angetroffen. Aufgrund der Befunde während des Bohrens, der Logauswertung und der Probennahme mittels MDT wurde ein Test durchgeführt. Ein endgültiges Ergebnis der Bohrung liegt noch nicht vor.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa 12 km südwestlich des Gasfundes Bleckmar wurde die Bohrung **Böstlingen Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) auf das Rotliegend angesetzt. Ziel waren die Sandsteine eines synsedimentären Halbgrabens in der Verlängerung des Schneverdingen-Grabens. Mit dem Prospekt wurde der mögliche Reservoirfaziestrend der Lagerstätten Völkersen und Walsrode/Idsingen nach Südosten verfolgt. Entsprechend der Verhältnisse am Südrand des Rotliegend-Fairways wurden Sandsteine mit ähnlicher Reservoir-Ausbildung wie in Walsrode oder Bleckmar/Wardböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indi-

kation für eine gute Reservoir-Ausbildung gewertet wird. Die Bohrung begann bereits in 2006 und erreichte ihre Endteufe von 5912 m in 2007. Die Sandsteine des Rotliegend wurden zwar tiefer als erwartet, aber gasführend angetroffen. Mehrere Tests auf unterschiedliche Reservoirabschnitte erbrachten nicht die Ergebnisse, die nach den Befunden während des Bohrens und der Logauswertung erwartet werden konnten. Auch anschließende Frac-Behandlungen konnten das Projekt nicht zu einem wirtschaftlichen Erdgasfund führen. Über das weitere Vorgehen wurde noch nicht entschieden. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Mit der Bohrung **Herzogsbrunnen 1** (RWE Dea) (Anl. 1) wurde nach siebenjähriger Pause wieder eine Aufschlussbohrung auf Erdöl im Gebiet Elbe-Weser niedergebracht. Die Bohrung hat die Sandsteine des Dogger Beta etwa 3 km westlich des aufgegebenen Ölfeldes Wessendorf-Süd in einer strukturellen Falle an einer synthetischen Abschiebung untersucht. Die Zielhorizonte wurden in der prognostizierten Teufe, aber verwässert angetroffen. Zur Untersuchung der Muttergesteinseigenschaften wurden die Tonsteine des Lias Epsilon durchteuft und die Bohrung bei 1711 m im Lias Delta eingestellt. Die Bohrung wurde ohne Tests für nicht fruchtig erklärt.

Gebiet Weser-Ems

An der Grenze der Konzessionen Münsterland und Bramsche wurde die Bohrung **Damme 2** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Die Bohrung erreichte ihre Endteufe bereits in 2008 bei 3340 m und wurde als fehl eingestuft. Auch die Ablenkung **Damme 2a** erreichte ihre Endteufe bereits in 2008 und zwar in einer Teufe von 3333 m, hat aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 150 m südsüdwestlich der Damme 2 wurde die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Anl. 1)

¹ Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2

abgeteuft. Sie hatte das Ziel den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Sie wurde bereits in 2008 bei einer Endteufe von 1610 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

In der Konzession Schaumburg-Verkleinerung, etwa 15 km nordwestlich der Stadt Minden wurde mit der Bohrung **Niedernwöhren 1** (EMPG) (Anl. 1) der Untergrund nach erdgasführenden Formationen untersucht. Die Bohrung hat eine Endteufe von 1034,5 m erreicht. Das Ergebnis steht noch aus.

In der nordrhein-westfälischen Erlaubnis Minden, etwa 1,5 km südlich der Grenze zu Niedersachsen wurde die Bohrung **Oppenwehe 1** (EMPG) (Anl. 1) mit dem Ziel abgeteuft, den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Die Bohrung wurde bereits in 2008 bei einer Endteufe von 2660 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Die Bohrung **Ridderade-Nord 8** (Wintershall) (Anl. 1) war die erste Aufschlussbohrung, die seit 23 Jahren im Gebiet Weser-Ems auf Erdöl abgeteuft wurde. Das Ziel der Bohrung war der Dichotomiten-Sandstein des Valangin etwa 4 km ostsüdöstlich des Erdölfeldes Bockstedt. Nach Reprozessing und Reinterpretation der 3D-Seismik aus dem Jahre 1986 wurde eine geologische Situation analog zum Ölfeld Bockstedt erwartet. Dort ist die Lagerstätte an eine herzynisch streichende Antiklinale geknüpft, die im Zuge der Inversion des Niedersächsischen Beckens geformt wurde und nun die Nahtstelle zwischen Niedersächsischem Tektogen und Pompeckj'schen Block bildet. Das Zielgebiet der Bohrung befindet sich auf demselben Strukturzug wie das Feld Bockstedt und wird durch eine strukturelle Falle an der antithetischen Aufschubung definiert, die den steil stehenden Südwestflügel, gegen den flacheren Nordostflügel der Antiklinale versetzt. Die Bohrung durchteufte zunächst bis in die höhere Unterkreide das erwartete Profil. Nachdem die Bohrung den Zielhorizont noch nicht erreicht hatte, obwohl sie bereits etwa 200 m tiefer war als die prognostizierte Teufe des

Zielhorizontes, wurde sie bei einer Endteufe von 1470 m im Hauterive eingestellt und für nicht fündig erklärt.

Die Bohrung **Schlahe 1** (EMPG) (Anl. 1) untersuchte in der Konzession Scholen an der Nordflanke des Ölfeldes Barenburg den Untergrund nach erdgasführenden Formationen. Sie erreichte ihre Endteufe bei 1485 m. Ein Ergebnis steht noch aus.

Alpenvorland

In der Konzession Salzach-Inn wurde die Bohrung **Assing R1** (RAG) (Anl. 1) niedergebracht. 1982 hatte die Bohrung Bromberg 1 etwa 1 km westlich in Sandsteinen des Aquitan und Chatt kleine Gasvorkommen erschlossen. Das Hauptziel der Assing R1 waren Sandsteine des Rupel, die schon von der Bromberg 1 strukturtiefer mit Gasanzeichen angetroffen wurden, in einer Monoklinale an einer als Überschiebung reaktivierten synthetischen, West-Ost streichenden ehemaligen Abschiebung. Das Nebenziel waren Sandsteine des Chatt, die zwischen den beiden Bohrungen auskeilen, in einer stratigraphisch-strukturellen Falle an der o.g. West-Ost streichenden Störung, die in dieser Tiefe als antithetische Abschiebung ausgebildet ist. Darüber hinaus sollten die gasführenden Lagen des Aquitan und Chatt der Bromberg 1 in strukturierte Position erschlossen werden. Die Bohrung wurde 30 m tiefer als geplant bei 3570 m im Rupel eingestellt. Sie hat insgesamt vier testwürdige Intervalle im Rupel, Chatt und Aquitan angetroffen. Die Testarbeiten sind für Anfang 2010 geplant.

Etwa 8 km ostnordöstlich der Assing R1 wurde die Bohrung **Fridolfing A1** (RAG) (Anl. 1) abgeteuft, ebenfalls um neue Erdgasvorkommen nachzuweisen. Das Ziel der Bohrung waren ungefähr beckenparallel verlaufende subaquatische Rinnensande des Aquitan (Hauptziel) und Chatt (Nebenziel) in stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen. Die Sandsteine des Chatt waren bereits im Jahre 1962 etwa 4,5 km westsüdwestlich mit der Bohrung Maurham 1 strukturtiefer und verwässert erbohrt

worden; die Sandsteine des Aquitan waren im Bereich der Mauerham 1 nicht verbreitet. Die Fridolfing A1 durchteufte im Aquitan mehrere Sandsteinhorizonte, die aber verwässert waren. Eingeschaltet waren diese Sandsteine in eine mehr als 250 m mächtige Konglomeratfolge mit außergewöhnlich hohen seismischen Geschwindigkeiten. Die aktualisierte Tiefenkonvertierung ergab aufgrund der hohen Geschwindigkeiten für das tiefer liegende Nebenziel keine Hochlage mehr, sodass die Bohrung vorzeitig und vor Erreichen des Nebenzieles bei 1985 m im Aquitan eingestellt und als nicht fündig eingestuft wurde.

Etwa 11 km von der Grenze nach Österreich entfernt wurde die Bohrung **Reisach A1** (RAG) (Anl. 1) abgeteufte. Regionalgeologisch befindet sich die Bohrung unmittelbar vor der nordöstlich streichenden Überschiebungszone, an der Helvetikum und Flysch auf die autochthone Molasse geschoben wurde. Ziele der Bohrung waren turbiditische Sandsteine in unterschiedlichen Niveaus des Aquitan und des Chatt in der Anschleppungszone unterhalb der Überschiebungsbahnen. Die Verbreitung der potenziellen Träger ist an subaquatische Ausräumungszonen gebunden. Entsprechend handelt es sich hier um kombinierte stratigraphisch-strukturelle Fallenstrukturen. Die Sandsteinhorizonte des Aquitan waren bereits mit der ca. 600 m entfernten Bohrung Teisendorf A1 in strukturtieferer Position verwässert

angetroffen worden. Die Reisach A1 hat das Hauptziel, eine Sandsteinabfolge des Aquitan, nicht angetroffen; stattdessen wurde eine Schuppe des Helvetikums mit Nummuliten-sandstein erbohrt. Im weiteren Verlauf kam die Bohrung wieder in die autochthone Molasse und wurde bei 2318 m im Chatt eingestellt. Der Nummulitensandstein hatte beim Kern zwar erhöhte Gasanzeichen, ein Test erbrachte aber keinen Zufluss. Bei einem weiteren Test auf zwei Sandsteinintervalle des höheren Aquitan floss nur Wasser zu. Anfang 2010 wurde ein dritter Test auf ein Sandsteinintervall des tieferen Burdigal durchgeführt, der auch keinen Zufluss erbrachte. Aufgrund der Testergebnisse wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt

Etwa 10 km nordwestlich der Reisach A1 wurde die Bohrung **Wiedmannsfelden A1** (RAG) (Anl. 1) in analoger regionalgeologischer Position niedergebracht. Auch die geologischen Ziele der Bohrung waren analog zu denen der Reisach A1, also turbiditische Sandsteine in kombinierten stratigraphisch-strukturellen Fallenpositionen im Bereich der Überschiebungsfrent, allerdings beschränkt auf unterschiedliche Niveaus im Aquitan. Zum Jahresende stand die Bohrung bei 1470 m bereits im Aquitan und hat Anfang 2010 die Endteufe bei 2400 m erreicht. Da es keine Hinweise auf gasführende Horizonte gab, wurde die Bohrung ohne Tests für nicht fündig erklärt.

Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Am Südrand des Feldeskomplexes Rotenburg-Taaken sollte die Bohrung **Bötersen-Süd Z1** (EMPG) (Anl. 2) die Sandsteine des Rotliegend auf Gasführung untersuchen. Das Ziel der Bohrung wurde anhand einer Anomalie der seismischen Amplituden definiert, die üblicherweise als Indikation für ein gutes Reservoir interpretiert wird. Das Risiko liegt in dieser Region vor allem in der Güte der Reservoireigenschaften der Rotliegend-Sandsteine. So

hatte z.B. die etwa 4,5 km südöstlich liegende Bohrung Ahausen Z1 aus dem Jahre 1991 die Rotliegend-Sandsteine zwar gasführend, aber mit schlechten Speichereigenschaften erschlossen, die eine wirtschaftliche Förderung nicht zuließen. Die Bohrung Bötersen-Süd Z1 hatte bereits in 2007 begonnen und Anfang 2008 ihre Endteufe von 5650 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Im Bereich des Hauptzielhorizontes, dem Wustrow-Sandstein, wurde die Bohrung annähernd horizontal geführt und der Träger auf einer Strecke von

knapp 500 m mit zum Teil sehr guten Gasanzeichen aufgeschlossen. In den Bereichen des Wustrow-Sandsteins und des Ebstorf-/Dethlingen-Sandsteins wurde planmäßig je eine Frac-Behandlung durchgeführt und die Bohrung anschließend getestet. In 2009 wurde die Bohrung für gasföndig erklärt.

Südwestlich angrenzend an das Gasfeld Ostervesede wurde anhand seismischer Daten ein tektonischer Block identifiziert, der durch Störungen von den Rotliegend-Gasfeldern Ostervesede und Söhlingen getrennt ist. Auf dieser nach Westen gekippten westlichen Randstapel des Rotliegend-zeitlichen Schneverdingen-Grabens ließen das Fazies- und Diagenesemodell Dünensandsteine mit moderaten Speichereigenschaften erwarten. Da die Reserven des Feldes Ostervesede nahezu erschöpft waren und die einzige Fördersonde des Feldes, Ostervesede Z1, aufgrund eines technischen Defektes nicht mehr fördern konnte, sollte dieser Block mit einer Ablenkung der Ostervesede Z1 um etwa 1 km nach Südwesten untersucht werden. Die Ablenkung **Ostervesede Z1a** (EMPG) (Anl. 2) wurde jahresübergreifend 2006/2007 gebohrt. In 2007 hatte die Bohrung ihre Endteufe von 5500 m in den Vulkaniten des Rotliegend erreicht. Der Zielhorizont wurde tiefer als erwartet, aber dennoch gasführend angetroffen. Da die Reservoireigenschaften schlechter als prognostiziert ausgebildet sind, erbrachten Förderteste nur geringe Zuflüsse, die keine dauerhafte wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser-Ems

Die Bohrung **Bockstedt-Südost 1** (Wintershall) (Anl. 1) sollte unmittelbar südöstlich des Ölfeldes Bockstedt eine durch Störungen abgetrennte Teilscholle untersuchen, die anhand der reprozessierten und reinterpretierten 3D-Seismik aus dem Jahre 1986 identifiziert wurde. Wie im Feld Bockstedt ist der Zielhorizont der Dichotomiten-Sandstein des Valangin. Die Bohrung durchteufte bis in die höhere Unterkreide das erwartete Profil, kam dann aber aus dem Hauterive über die Hauptstörung, die die

Struktur Bockstedt nach Nordosten begrenzt, in die tiefere Oberkreide und wurde bei 1550 m im Oberalb eingestellt. Der Zielhorizont wurde also nicht angetroffen und die Bohrung für nicht fündig erklärt.

Am Südrand des Gasfeldes Goldenstedt-Oythe sollte die Bohrung **Goldenstedt Z23** (EMPG) (Anl. 2) die äußerst geringpermeablen Sandsteine des Karbon (Tight Gas) in einer von Störungen begrenzten Teilscholle erschließen. Ziel der Bohrung ist, in strukturoberster Position als Vertikalbohrung mehrere vertikale Kompartimente aufzufädeln und mit mehrfachen Frac-Behandlungen eine wirtschaftliche Produktion zu ermöglichen. Dabei sollen auch neue Technologien getestet werden (z.B. expandable Liner). Zum Jahresende 2009 hatte die Bohrung die Zielhorizonte noch nicht erreicht und stand bei 4236 m im basalen Zechstein.

Ober rheingraben

Im Bereich der Stadt Speyer wurde mit der Bohrung **Römerberg 1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) erstmals seit 15 Jahren im Ober rheingraben wieder eine Explorationsbohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht. Die Bohrung Römerberg 1 sollte die Ausdehnung des Erdölfundes der Geothermiebohrung Speyer GTB I nach Nordnordosten bestätigen. Der Erdölfund ist nach Auswertung der 3D-Seismik aus dem Jahre 2005 an eine strukturelle Falle an einer grabenrandparallelen antithetischen Abschiebung geknüpft. In der durch mehrere Querbrüche gegliederten Monoklinale wurden Sandsteine des Oberen Buntsandstein mit der Bohrung Speyer GTB I ölführend nachgewiesen. Das Zielgebiet der Bohrung Römerberg 1 liegt etwa 2 km nordnordöstlich der Fundbohrung. Aufgrund der Oberflächenverhältnisse liegen zwischen Ansatz- und Landepunkt etwa 1400 m. Die Bohrung hat die Sandsteine des Oberen Buntsandstein in der erwarteten Teufe angetroffen und wurde bereits in 2007 bei 3100 m eingestellt. In 2008 wurden Langzeitteste durchgeführt. Anfang 2009 wurde die Bohrung ölföndig gemeldet.

Die Bohrung **Römerberg 2** (GDF SUEZ) (Anl. 2) hatte die Aufgabe, die Ausdehnung des Erdölfundes Römerberg nordnordöstlich der Römerberg 1 auf eine neue Teilscholle zu bestätigen. Bezogen auf die Landepunkte an der Oberkante des Trägers beträgt die Entfernung der beiden Bohrungen etwa 1,7 km. Das Zielgebiet war noch durch den nördlichen Randbereich der 3D-Seismik abgedeckt. Die Bohrung hat den Buntsandstein nur wenige Meter tiefer als prognostiziert und das Reservoir ölführend angetroffen und wurde bei 2717 m im Buntsandstein eingestellt. Anschließend erfolgten umfängliche Testarbeiten. Zum Jahresende hatte die Bohrung noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Alpenvorland

Etwa 2,5 km westlich des produzierenden Ölfeldes Aitingen und 1,5 km östlich des bereits 1988 aufgegebenen Ölfeldes Schwabmünchen wurde die Bohrung **Schwabmünchen 5** (Wintershall) (Anl. 1) abgeteuft. Die untersuchte

Struktur repräsentiert einen typischen Fallentyp des süddeutschen Molassebeckens, und zwar eine Monoklinale an einer antithetischen Abschiebung. Das Ziel der Bohrung waren die Bausteinschichten in einer Teilscholle der Struktur Schwabmünchen, die erst anhand der 3D-Seismik aus dem Jahre 2003 identifiziert wurde und in der das Reservoir über dem Öl-Wasser-Kontakt der Lagerstätte Schwabmünchen liegen sollte. Unter Annahme eines Öl-Wasser-Kontaktes in ähnlicher Tiefenlage wie in der bekannten Lagerstätte wurden die Bausteinschichten auch in dieser Teilscholle ölführend erwartet. Bereits in 2008 traf die Bohrung das Top des Reservoirs nur wenige Meter tiefer als vorhergesagt, aber wie erwartet ölführend an und wurde bei 1315 m im tieferen Teil der Bausteinschichten eingestellt. Nach erfolgreichen Testarbeiten Anfang 2009 wurde die Bohrung für ölfündig erklärt. Anfang 2010 wurde eine bergrechtliche Bewilligung zur Gewinnung erteilt; das geförderte Öl soll über eine Feldleitung zum Betrieb Aitingen transportiert und dort aufbereitet werden.

Wiedererschließungsbohrungen

Alpenvorland

Mit der Bohrung **Bedernau 1** (Wintershall) (Anl. 1) wurde nach ungefähr 25 Jahren erstmals wieder eine Wiedererschließungsbohrung abgeteuft. Die letzten Bohrungen zur Wiedererschließung bereits aufgegebenen Felder wurden in der Folge der zweiten Ölkrise Anfang der 1980er Jahre, also zu Zeiten eines hohen Ölpreises gebohrt. Die Bedernau 1 hatte das Ziel, im zentralen Teil des ehemaligen Ölfeldes Arlesried in den Sandsteinen der Bausteinschichten noch verbliebene Ölreserven nachzuweisen und in Produktion zu nehmen. Das Ölfeld Arlesried war bereits 1964 entdeckt worden und hatte bis zur Aufgabe 1995 etwa 2 Mio. t Erdöl gefördert; damit ist es das bislang ergiebigste Ölfeld im deutschen Teil des Alpenvorlandes. Das Zielgebiet der Bohrung war ein Bereich im zentralen Teil der Lagerstätte, der nach den Ergebnissen einer Lagerstätten-

simulation geringer entölt war als der Großteil der Lagerstätte und noch wirtschaftlich gewinnbare Ölmengen erwarten ließ. Die Bohrung hat das Reservoir einige Meter höher und mächtiger als erwartet angetroffen und wurde bei 1525 m in den tieferen Bausteinschichten eingestellt. Anfang des Jahres 2010 wurde ein Fördertest durchgeführt; die Ergebnisse des Testes standen bei Redaktionsschluss dieses Berichtes noch nicht fest.

1.2 Übersicht der Erdöl- und Erdgasbohrungen

In 2009 ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte nochmals angestiegen, und zwar auf 35 gegenüber 31 im vorangehenden Jahr. Als "aktiv" werden in diesem Bericht die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Daneben waren 16 Bohrungen in Bearbeitung, die bereits vor 2009 die Endteufe erreicht, aber kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2009 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende

zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

26 Bohrungen wurden mit einem Ergebnis abgeschlossen, davon 19 mit erfolgreichem Ergebnis. 16 dieser Bohrungen waren öl- oder gasföndig und drei hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis "Ziel erreicht" erhalten im Falle des erfolgreichen Abschlusses Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen und andere sogenannte „spy holes“ sowie technisch bedingte

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2009. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Nordsee</i>							
J10-1*	GDF SUEZ	2584350	6034334	n.k.E.	Rotliegend	5170,0	Rotliegend
<i>Weser-Elbe</i>							
Böstlingen Z1*	RWE Dea	3553086	5848041	n.k.E.	Rotliegend	5912,0	Rotliegend
Herzogsbrunnen 1	RWE Dea	3600316	5826986	fehl	Dogger Beta	1711,0	Lias Delta
<i>Weser-Ems</i>							
Damme 2a*	EMPG	3449904	5817994	n.k.E.	Mesozoikum	3333,0	Mesozoikum
Damme 3*	EMPG	3449843	5817842	n.k.E.	Mesozoikum	1610,0	Mesozoikum
Niedernwöhren 1	EMPG	3509890	5802920	n.k.E.	Mesozoikum	1034,5	Mesozoikum
Oppenwehe 1*	EMPG	3465361	5817022	n.k.E.	Mesozoikum	2660,0	Mesozoikum
Ridderade-Nord 8	Wintershall	3474006	5845809	fehl	Valangin	1470,0	Hauterive
Schlahe 1	EMPG	3485224	5835016	n.k.E.	Mesozoikum	1485,0	Mesozoikum
<i>Alpenvorland</i>							
Assing R1	RAG	4552627	5315891	n.k.E.	Rupel	3570,0	Rupel
Fridolfing A1	RAG	4560875	5317001	fehl	Aquitain	1985,0	Aquitain
Reisach A1	RAG	4561510	5303092	n.k.E.	Aquitain	2560,0	Chatt
Wiedmannsfelden A1	RAG	4568397	5310047	bohrt	Aquitain		
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Elbe</i>							
Bötersen-Süd Z1*	EMPG	3519450	5884605	gasföndig	Rotliegend	5650,0	Rotliegend
Ostervesede Z1a*	EMPG	3537246	5888098	n.k.E.	Rotliegend	5500,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bockstedt-Südost 1	Wintershall	3470575	5846785	fehl	Valangin	1550,0	Alb
Goldenstedt Z23	EMPG	3453509	5846248	bohrt	Oberkarbon		
<i>Oberheintal</i>							
Römerberg 1*	GDF SUEZ	3457572	5467101	ölföndig	Ob. Buntsandst.	3100,0	Buntsandst.
Römerberg 2	GDF SUEZ	3460483	5467373	n.k.E.	Ob. Buntsandst.	2717,0	Buntsandst.
<i>Alpenvorland</i>							
Schwabmünchen 5*	Wintershall	4407109	5341529	ölföndig	Baustein-Sch.	1315,0	Baustein-S.
Wiedererschließungsb. (A5)							
<i>Alpenvorland</i>							
Bedernau 1	Wintershall	4379570	5331335	n.k.E.	Baustein-Sch.	1525,0	Baustein-S.

Status mit Stand vom 31. Dezember 2009; *: Endteufe vor 2009 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Ablenkungen bereits produzierender Sonden, die aufgrund nicht behebbarer technischer Defekte nicht mehr (hinreichend) fördern konnten. 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.

Naturgemäß waren die Bohrungen mit erfolg-

reichem Ergebnis überwiegend Feldesentwicklungsbohrungen, und zwar 16 der insgesamt 19.

Von den vier mit Ergebnis beendeten Teilfeldsuchbohrungen waren zwei ölfündig und eine gasfündig. Die durchschnittlichen Fündigkeitsquote der Teilfeldsuchbohrungen der letzten zehn Jahren ist damit leicht auf 47 Prozent angestiegen (Anzahl: 30 Bohrungen).

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2009.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 18a	RWE Dea	Dogger Gamma-Sandstein	Ziel erreicht
Mittelplate-A 18b	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	fehl
Mittelplate-A 18c	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 22*	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Mittelplate-A 23	RWE Dea	Dogger Beta-Sandstein	bohrt
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z10*	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z9	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z10	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen-Nord Z5a	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Barenburg Z5a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Barenburg Z5b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Bockstedt H3a	Wintershall	Dichotomiten-Sandstein	noch kein Ergebnis
Bramhar 64*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	fehl
Goldenstedt Z10a	EMPG	Karbon-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z16a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Hengstlage-Nord Z5a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	ruht
Hengstlage-Nord Z8	EMPG	Staßfurt-Karbonat	ruht
Leer Z5	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Leer Z6*	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Quaadmoor Z5	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Sage Z5	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
Uchte Z7b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Varnhorn Z7a*	EMPG	Karbon-Sandsteine	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 42	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 66	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlermoor 71a*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 405*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 407	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 409	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<i>Oberheintal</i>			
Römerberg 0a	GDF SUEZ	Oberer Buntsandstein	noch kein Ergebnis
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		Status mit Stand vom 31. Dezember 2009	
GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Lingen		* : Endteufe vor 2009 erreicht	
RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding GmbH, Barnstorf			

Von den drei mit Ergebnis beendeten Aufschlussbohrungen konnte keine eine neue Lagerstätte nachweisen. Damit lag die Fündig-

keitsquote der Aufschlussbohrungen in den letzten zehn Jahren nach wie vor bei Null (Anzahl: 30 Bohrungen).

1.3 Bohrmeterleistung

Nachdem in 2009 wieder deutlich mehr gebohrt wurde als in 2008 hat die Bohrmeterleistung fast den Wert von 2007 erreicht. Dieser Wert markiert den höchsten Wert seit 1999. In 2009 ist die Bohrleistung gegenüber dem vorangehenden Jahr um 15 Prozent oder fast 9 000 Meter gestiegen. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrkategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangegangenen fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). In 2009 wurde dieser Mittelwert deutlich um 13 Prozent übertroffen. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Nachdem die Bohrmeter der Exploration in 2008 deutlich zurückgegangen waren und unter das Mittel der vorangehenden fünf Jahre gefallen waren, wurde in der Exploration wieder deutlich mehr gebohrt. In 2009 sind die Bohrmeter um 33 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen und betrugen über 26 000

Meter. Dieser Wert entspricht einem Anteil von etwa 40 Prozent der gesamten Bohrmeter, der damit leicht, etwa 3 Prozentpunkte, über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

Im Bereich der Feldesentwicklung haben die Bohrmeter um etwa 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr zugenommen und beliefen sich auf knapp 40 000 Meter. Das entspricht einem Anteil von etwa 60 Prozent, der komplementär zum Anteil der Exploration etwa 3 Prozentpunkte unter Mittel der vorangehenden fünf Jahre liegt.

Bei der Betrachtung der Bundesländer fällt der überdurchschnittliche Anteil von Bayern auf, der auf die fünf aktiven Explorationsbohrungen zurückzuführen ist (Tab. 4). Überdurchschnittlich waren auch die Bohrmeter in Rheinland-Pfalz aufgrund der Römerberg-Bohrungen. In der Folge waren die Anteile der Bohrmeter in Niedersachsen und Schleswig-Holstein unterdurchschnittlich, obwohl die absoluten Anteile in etwa den Vorjahreswerten entsprachen.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2004 bis 2009, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen								Feldesentwicklungsbohrungen							
			A1		A3		A4		A5		B1		B2		B3			
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%		
2004	49 941	100	-	-	9 161	18,3	6 101	12,2	-	-	-	-	32 110	64,3	2 569	5,1		
2005	65 024	100	193	0,3	7 661	11,8	9 193	14,1	-	-	11 392	17,5	36 283	55,8	302	0,5		
2006	53 415	100	346	0,6	9 331	17,5	10 185	19,1	-	-	3 331	6,2	29 806	55,8	416	0,8		
2007	67 410	100	-	-	21 142	31,4	15 698	23,3	-	-	-	-	27 082	40,2	3 489	5,2		
2008	57 481	100	-	-	14 412	25,1	5 522	9,6	-	-	1 475	2,6	36 072	62,8	-	-		
2009	66 201	100	-	-	15 285	23,1	9 632	14,5	1 525	2,3	3 108	4,7	36 651	55,4	-	-		
Mittelwert 2004-2008	58 654	100	108	0,2	12 341	21,0	9 340	15,9	-	-	3 240	5,5	32 270	55,0	1 355	2,3		

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2009 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration			Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	A5	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	9585,0	-	1525,0	-	-	-	11110,0	16,8
Niedersachsen	5700,5	6285,0	-	-	31768,0	-	43753,5	66,1
Rheinland-Pfalz	-	3347,0	-	-	746,0	-	4093,0	6,2
Schleswig-Holstein	-	-	-	3107,7	4137,0	-	7244,7	10,9
Gebiet								
Nördlich der Elbe	-	-	-	3107,7	4137,0	-	7244,7	10,9
Elbe-Weser	1711,0	-	-	-	8861,5	-	10572,5	16,0
Weser-Ems	3989,5	6285,0	-	-	21250,5	-	31525,0	47,6
Westlich der Ems	-	-	-	-	1656,0	-	1656,0	2,5
Ober rheintal	-	3347,0	-	-	746,0	-	4093,0	6,2
Alpenvorland	9585,0	-	1525,0	-	-	-	11110,0	16,8

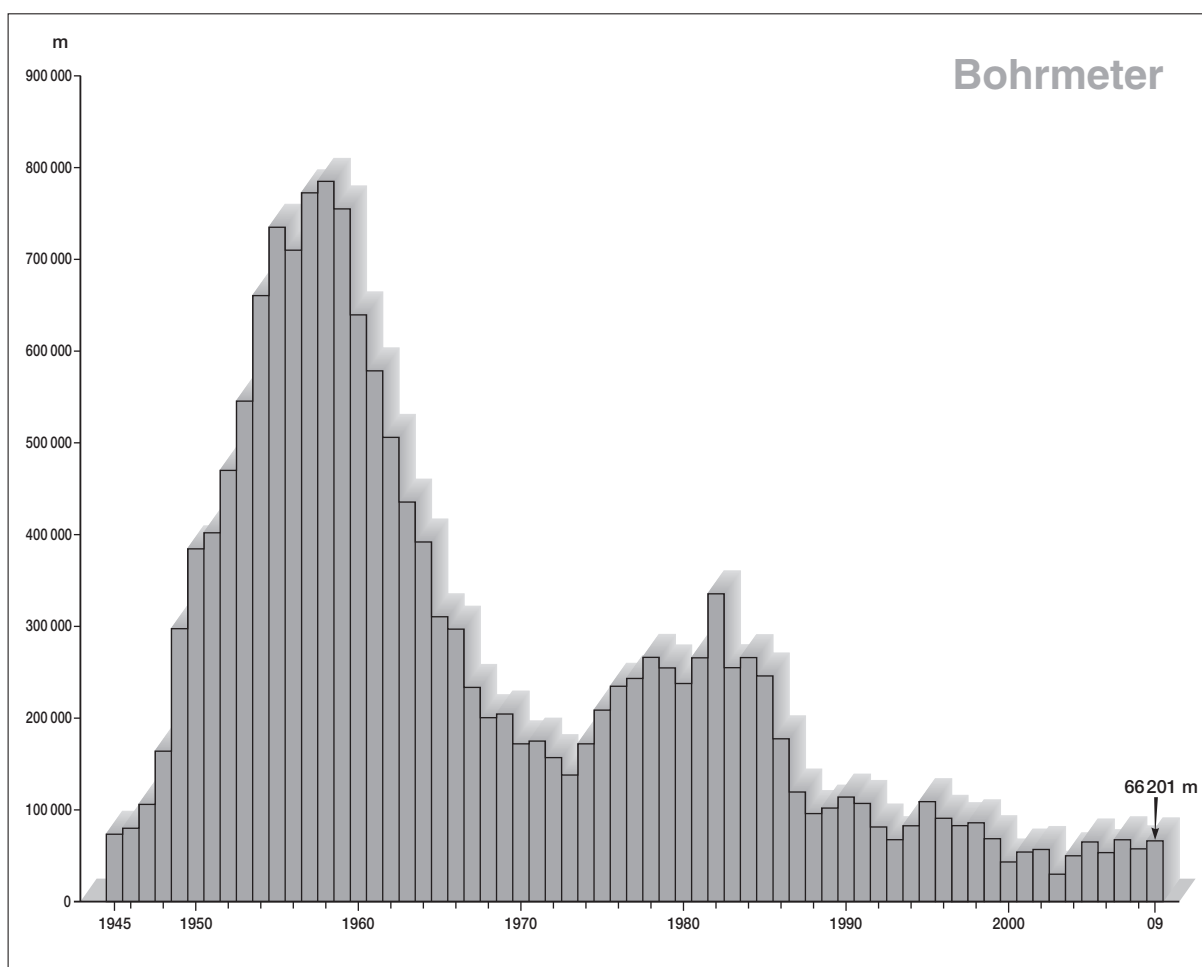


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2009.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

Für die in Deutschland abgeteuften Bohrungen gilt seit 1.1.1981 verbindlich die folgende, von Bergbehörden, Geologischem Dienst und der Erdölindustrie gemeinsam erarbeitete Bohrunsklassifikation:

A Explorationsbohrung (exploration well)

Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und -akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

A1 Untersuchungsbohrung (shallow stratigraphic test, structure test)

Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im Allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 1001.

A2 Basisbohrung (deep stratigraphic test)

Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

A3 Aufschlussbohrung (new field wildcat)

Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

A4 Teilfeldsuchbohrung (new pool test: new tectonic block, new facies area, deeper or shallower horizon etc.)

Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen Erdöl oder Erdgas führenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

A5 Wiedererschließungsbohrung (field reactivation well)

Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur evtl. Wiedererschließung. Ihre Nummerierung erfolgt vierstellig, beginnend mit 2001.

B Feldesentwicklungsbohrung (development well)

B1 Erweiterungsbohrung (outpost, extension well, step out well)

Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis un-

komplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

B2 Produktionsbohrung (production well, exploitation well)

Sie wird innerhalb eines Erdöl- und Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

B3 Hilfsbohrung (injection well, observation well, disposal well, etc.)

Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

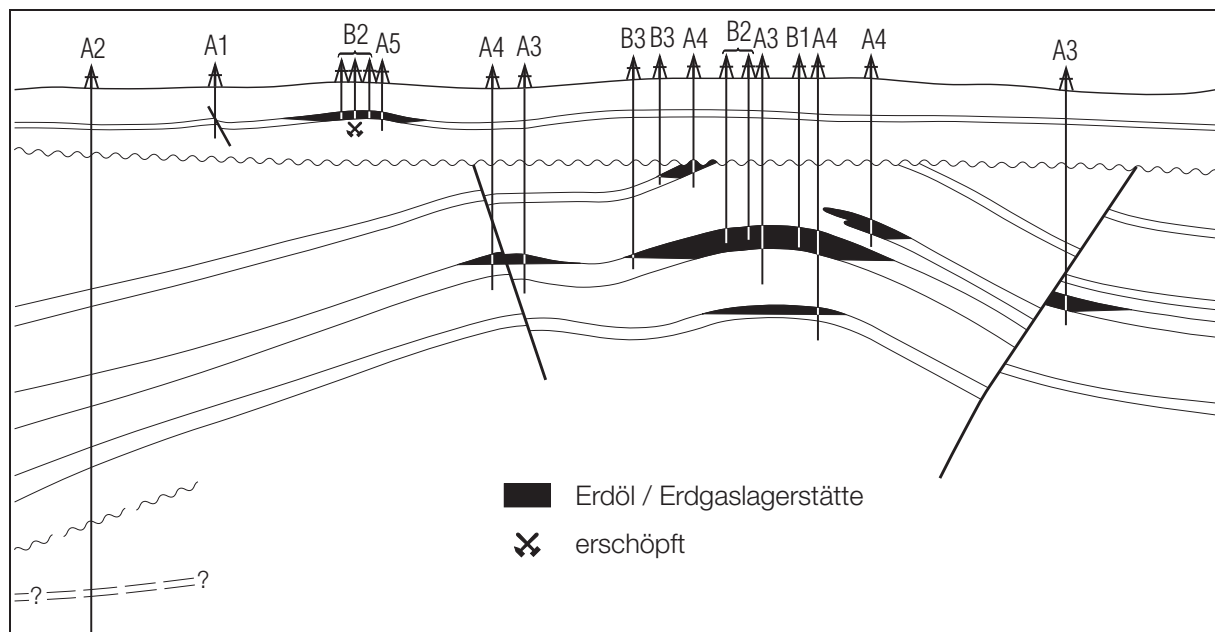


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Vor dem Hintergrund vieler neu vergebener Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und des Bedarfes zusätzlichen Speichervolumens für Erdgas haben die geophysikalischen Aktivitäten zur Erkundung des Untergrundes nach Erdöl und Erdgas sowie Speichermöglichkeiten noch einmal zugenommen. Gemessen am fünfjährigen Mittel war 2009 ein überdurchschnittliches Jahr. So wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 551 km², 314 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf einer Fläche von 55 km² und zusätzlich 25 Profilkilometern akquiriert (Tab. 5).

3D-Seismik

Die seismischen Daten wurden im Rahmen von fünf Surveys erhoben (Abb. 3).

Im schleswig-holsteinischen Erlaubnisgebiet Preetz der RWE Dea AG wurde der Survey "Preetz" jahresübergreifend nach 2009 akquiriert. Die Fläche dieses Surveys beträgt etwa 400 km², der Anteil in 2009 315 km².

In Mecklenburg-Vorpommern wurde im Erlaubnisfeld Grimmen 2 der CEP Central European Petroleum GmbH die 3D-Seismik „Lois-

sin“ auf einer Fläche von 58 km² durchgeführt.

Im Bereich der ehemaligen thüringischen Erdgaslagerstätte Behringen wurde im Auftrag der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH die 3D-Seismik „3D Behringen 2009“ im Umfang von 88 km² zur Erkundung des Untergrundes nach Speichermöglichkeiten akquiriert.

In Rheinland-Pfalz wurden in dem Erlaubnisgebiet Worms der GTK Geothermie Kraftwerke GmbH, das für die Bodenschätze Kohlenwasserstoffe und Erdwärme erteilt wurde, der 33 km² große Survey „Worms“ gemessen.

Im Südosten Bayerns sucht die RWE Dea AG in ihren Erlaubnissen Deutelhausen, Mauerkirchen und Grafring nach zusätzlichen Speichermöglichkeiten für Erdgas und hat dafür den Survey "Inzenham-Breitbrunn 2008" in Auftrag gegeben. Der Survey überdeckt eine Fläche von etwa 400 km² und wurde jahresübergreifend nach 2009 aufgenommen. Der Anteil in 2009 betrug 57 km².

2D-Seismik

In 2009 wurden vier Surveys akquiriert. Im Auftrag der CEP Central European Petroleum

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2009 (nach Angaben der Bergbehörden und explorierenden Firmen).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	315	-	-
Oder/Neiße-Elbe	58	274	508
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	88	14	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberheintal	33	53	-
Alpenvorland	57	-	-
Summe	551	341	508

GmbH wurden die Surveys „Barth“ mit 83 Profilkilometern und „Lübben 2009“ mit 191 Profilkilometern in den Erlaubnisgebieten Grimmen 2 und Lübben gemessen. Der Survey "2D Behringen 2009" der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH hatte einen Umfang von 14 Profilkilometern und wurde in Ergänzung zu dem Survey „3D-Behringen 2009“ durchgeführt. Die GTK Geothermie Kraftwerke GmbH ließ in ihren Erlaubnisgebieten Mainz und Gau-Algesheim, die für die Bodenschätze Kohlenwasserstoffe und Erdwärme erteilt wurden, den Survey "Mainz-Gau-Algesheim 2009" mit 53 Profilkilometern akquirieren.

Gravimetrie

In Mecklenburg-Vorpommern wurde im Rahmen der Untersuchung des Salzstockes Moeckow auf Eignung zur Kavernensolung im Auftrag der EWE AG eine Gravimetrie auf einer Fläche von 55 km² mit 246 Messpunkten durchgeführt. Ein zweiter Survey wurde im Auftrag der CEP Central European Petroleum GmbH im Erlaubnisgebiet Lübben mit 262 Messpunkten auf drei Profillinien mit einer Gesamtlänge von 25 km akquiriert.

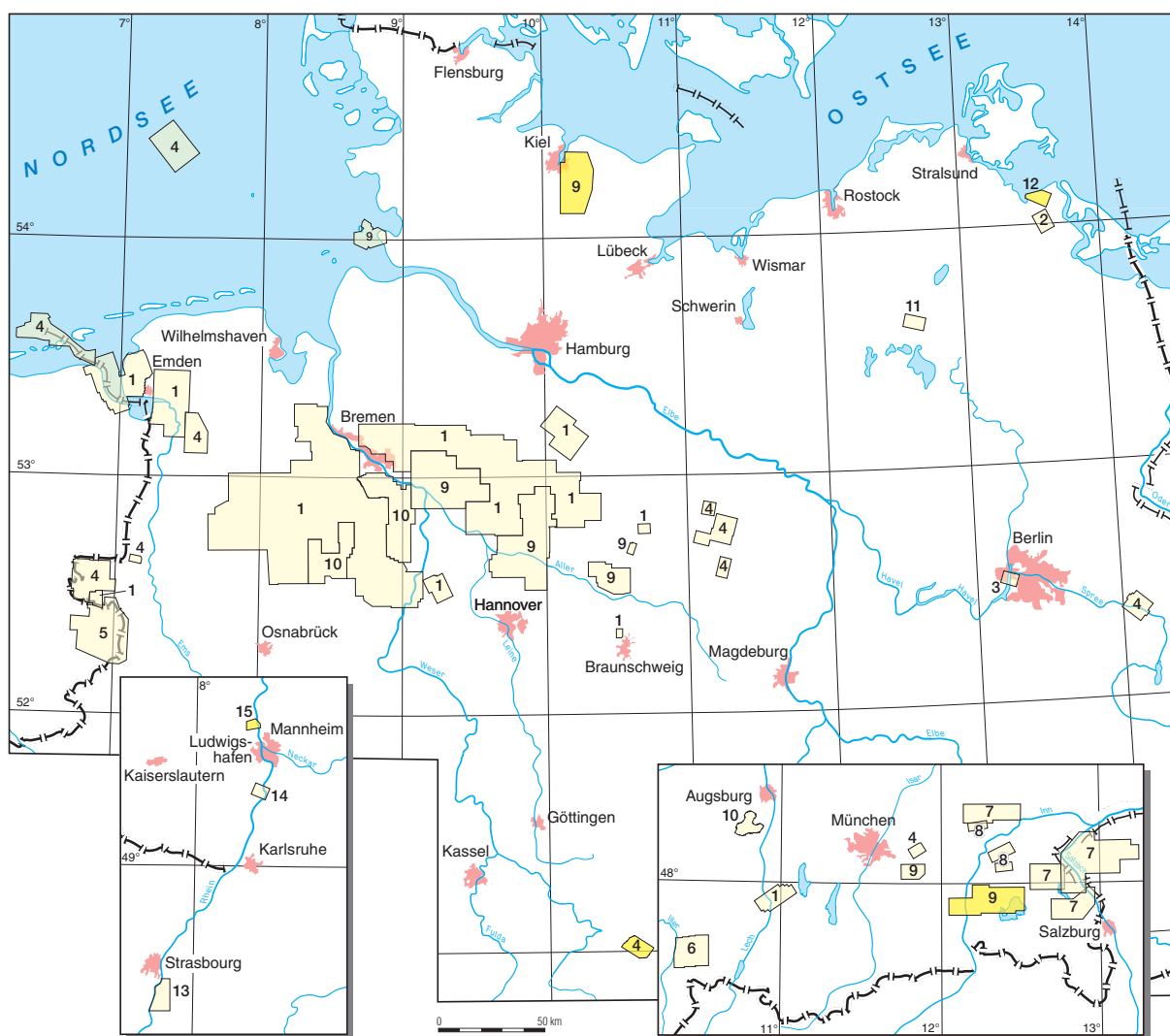


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2010 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: GAZPROM, 12: CEP, 13: DrillTec, 14: FGT, 15: GTK.

3 Konzessionswesen

In 2009 hat sich die Konzessionsfläche nochmals deutlich vergrößert. Gegenüber dem Vorjahr ist die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete um fast 15 000 km² angewachsen. Insgesamt umfasste die Fläche von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen Ende 2009 etwa 92 000 km².

Da sich Erlaubnisgebiete zur großräumigen Aufsuchung und zu wissenschaftlichen Zwe-

cken teilweise mit Erlaubnisgebieten zur gewerblichen Aufsuchung überschneiden, ist die tatsächlich überdeckte Fläche kleiner und beträgt etwa 89 000 km².

Der Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderungen sind in den Tabellen 6 und 7 sowie in den Abbildungen 4 und 5 dargestellt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2009.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
24	Saulgau-Wangen	Bell Exploration Ltd., Concorde Energy LLC	Baden-Württemberg
16	Nasser Berg	Nasser Berg	Bayern
17	Mering	Bell Exploration Ltd.	Bayern
18	Bruckmühl (großräumige Aufsuchung)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
3	Plantagenetgrund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpommern
4	Stralsund	Central European Petroleum GmbH	Mecklenburg-Vorpommern
06002	Lüdersfeld	Archimedes Facility-Management GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche-Erweiterung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Verkleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
08003	Simonswölde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
47	Falke	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
Erloschene Erlaubnisse			
9	Ichenheim	Gemeinde Neuried	Baden-Württemberg
1	Südbayern	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Bayern
3	Oberallgäu	siehe Erlaubnis Südbayern	Bayern
7	Kaufbeuren	siehe Erlaubnis Südbayern	Bayern
11	Deutelhausen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
15	Unterallgäu (großräumige Aufsuchung)	Wintershall Holding AG	Bayern
2	Raden	Vattenfall Europe Mining AG	Brandenburg
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpommern
97004	Dethlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
34	Bernd	GVG-Grundstücksverwaltungs-GmbH & Co. KG	Nordrhein-Westfalen
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FirstGeoTherm GmbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
05004	Büsum-Nord	Wintershall Holding AG	Schleswig-Holstein
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2009.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding AG	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
12	Mauerkirchen (großr. Aufsuchung)	RWE Dea AG	Bayern
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuchg.)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
16	Nasser Berg	Nasser Berg	Bayern
17	Mering	Bell Exploration Ltd.	Bayern
18	Bruckmühl (großr. Aufsuchung)	Bell Exploration Ltd.	Bayern
19	Mindelheim	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
Bergamt Stralsund			
2	Grimmen 2	Central European Petroleum Ltd.	Mecklenburg-Vorpom.
3	Plantagenetgrund	Central European Petroleum Ltd.	Mecklenburg-Vorpom.
4	Stralsund	Central European Petroleum Ltd.	Mecklenburg-Vorpom.
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
11	Lünen-Süd Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
12	Wilhelmine Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
13	Borussia Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
18	Phönix	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
19	Hamm-Ost	Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
20	Harpen-Gas	RWE Power Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
21	Ahsen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
22	Alstaden-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
23	Isabel	ThyssenKrupp Real Estate GmbH	Nordrhein-Westfalen
24	Mevisen-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
25	Rheurdt-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
26	Suderwich-Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
27	CBM-RWTH (wissensch. Zwecke)	RWTH Aachen	Nordrhein-Westfalen
28	Ibbenbüren	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
29	Minden	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
30	Ananke	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
31	Kallisto	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
32	Ganymed	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
33	Sinope	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
35	Wehofen-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
36	Ibbenbüren-Gas	DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
38	Herford	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
39	Altdendorf-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
40	Nordrhein-Westfalen Nord	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Nordrhein-Westfalen
41	Saxon 1 West	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
42	Norddeutschland-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
43	Voerde-Gas	Mingas-Power GmbH	Nordrhein-Westfalen
44	Io	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
45	Hamm-Süd	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
46	Hellweg	Stadtwerke Hamm GmbH, Dr. R. Gaschnitz, PVG mbH	Nordrhein-Westfalen
47	Falke	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
48	Adler	BNK Petroleum Inc.	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
022	Bedekaspel-Erweiterung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
038	Hümmeling	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdölgesellschaft mbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenl.)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
00002	Steinhude-Restfläche	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
01001	Unterweser	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
01003	Flensburg-Nord	Geo-Center-Nord GmbH	Schleswig-Holstein
01004	Krummhörn	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
04001	Scharnhorst	RWE Dea AG	Niedersachsen
05001	Hennstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05002	Hahnenhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
05003	Preetz	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
06002	Lüdersfeld	Archimedes Facility-Management GmbH	Niedersachsen
07002	Bramsche-Erweiterung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg-Vekleinerung	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07006	Vorhop-Südost	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Niedersachsen
07001	Eiderstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
08001	Hameln	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
08002	Wolfenbüttel	Wintershall Holding AG	Niedersachsen
08003	Simonswölde	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft, BASF	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall Holding AG, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, E.ON Ruhrgas E&P GmbH	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding AG, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, Hansa Hydrocarbons Ltd.	Nordsee
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding AG	Nordsee
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
3	Lübben	Central European Petroleum Ltd.	Brandenburg
4	Pillgram	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
5	Brandenburg-Süd	GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Brandenburg
6	Guben I	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz			
4	Römerberg	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
7	Kandel	Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
8	Germersheim	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
9	Hochstadt	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
11	Kuhardt	HotRock GmbH & FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
12	Edenkoben	Willi Endisch GbR, Evonik New Energies GmbH, Montanes GmbH	Rheinland-Pfalz
13	Bergzabern	GeoEnergy Feldgesellschaft Bergzabern mbH	Rheinland-Pfalz
14	Steinfeld	GeoEnergy Feldgesellschaft Steinfeld mbH	Rheinland-Pfalz
15	Speyerdorf	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
16	Ludwigshafen	GeoEnergy Feldgesellschaft Speyerdorf mbH	Rheinland-Pfalz
17	Limburgerhof	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
18	Worms	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Osthofen	HBB Gewerbebau Projektges. vierundsechzig mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
Oberbergamt des Saarlandes			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Evonik New Energies GmbH	Saarland
Regierungspräsidium Darmstadt			
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
13	Bietigheim	GeoEnergy Feldgesellschaft Illingen mbH	Baden-Württemberg
15	Oberschwaben I	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
16	Oberschwaben II	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
17	Oberschwaben III	Dipl.-Ing. Stefan Bratschkow	Baden-Württemberg
18	Mannheim-Käfertal	Palatina GeoCon GmbH & Co. KG	Baden-Württemberg
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding AG	Baden-Württemberg
22	Konstanz	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
23	Biberach	Parkyn Energy Germany (PEG) Limited	Baden-Württemberg
24	Saulgau-Wangen	Bell Exploration Ltd., Concorde Energy LLC	Baden-Württemberg
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

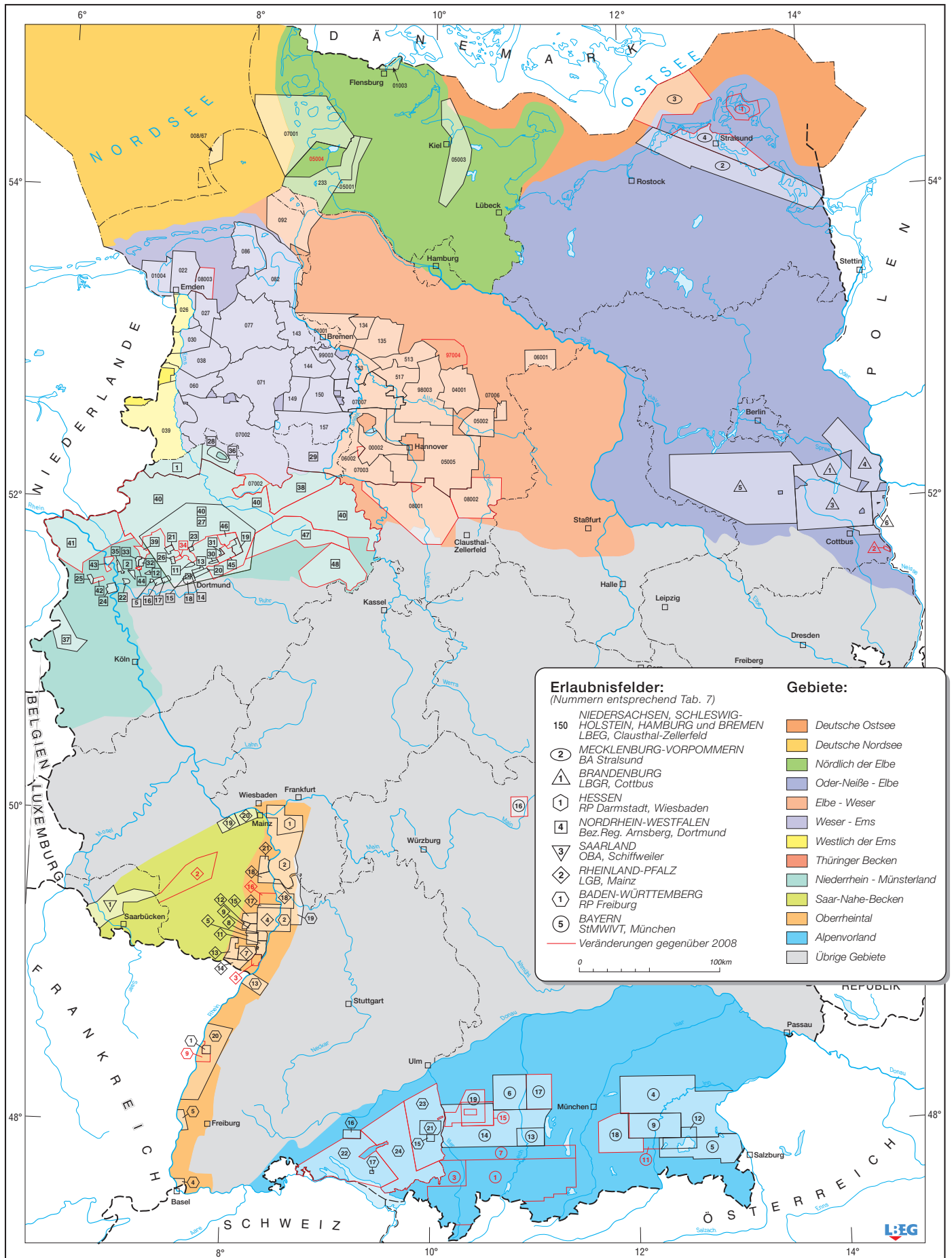
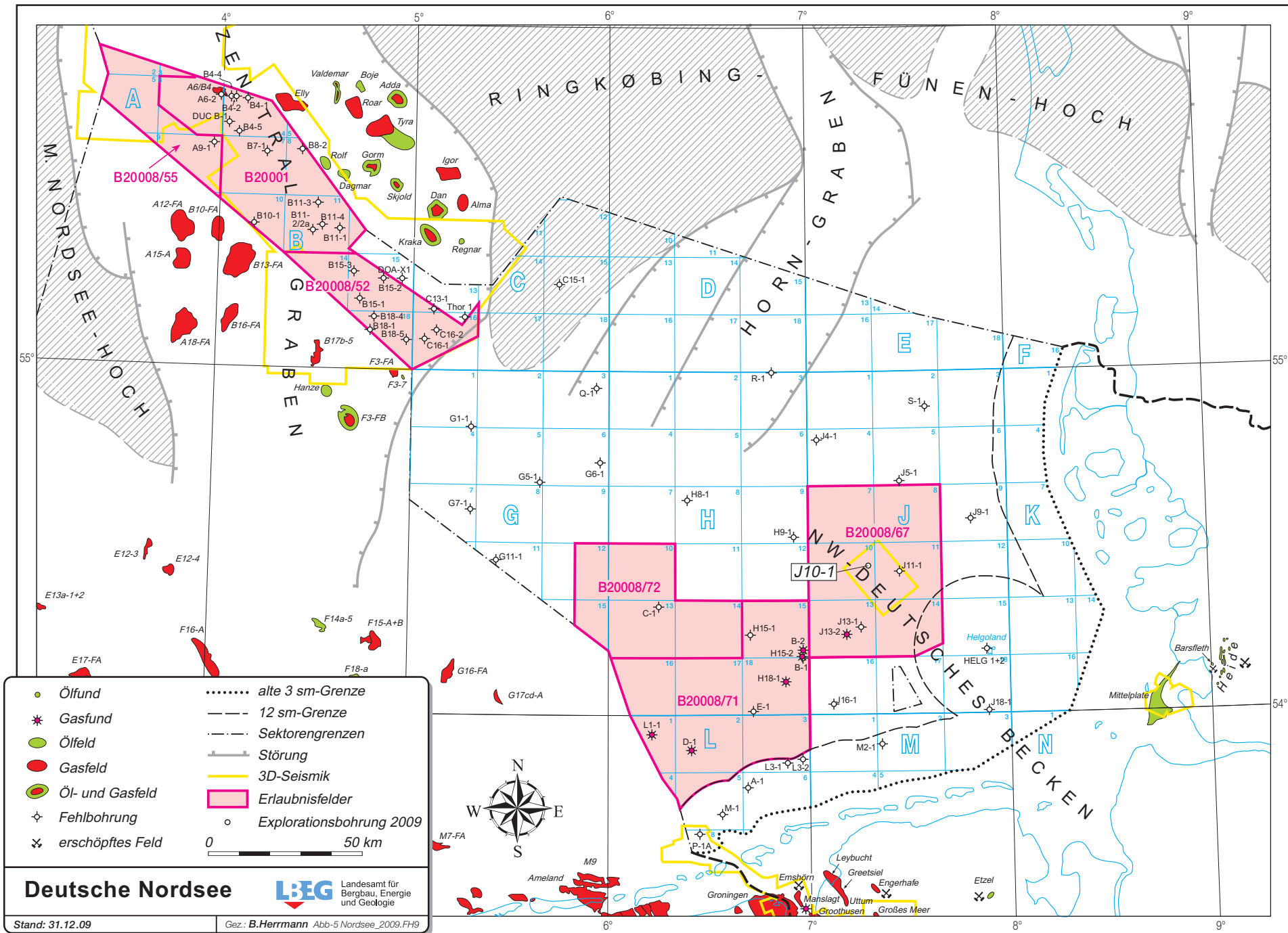


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2009. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

Abb. 5: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee.



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2009 wurden in Deutschland 2,8 Mio. t Erdöl einschließlich Kondensat (1,5 %) gefördert. Damit war die Produktion weiterhin rückläufig und ist im Vergleich zu 2008 um rund eine viertel Million Tonnen oder 8,3 Prozent deutlich zurückgegangen.

Nach vorläufigen und z. T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) lag der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch im Jahre 2009 bei 108,1 Mio. t (AGEB 2010). Im Vergleich zum Vorjahr war er somit um rund 5 Prozent geringer und erreichte den niedrigsten Stand seit der deutschen Wiedervereinigung. Wesentlichen Einfluss auf den ungewöhnlich starken Abwärtstrend hatte die negative gesamtwirtschaftliche Entwicklung. Bei deutlich niedrigerer Inlandsproduktion und gleichzeitig gesunkenem Verbrauch gegenüber 2008 deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr 2,6 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen lagen weiterhin in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Felder in diesen beiden Bundesländern zusammen 94 Prozent der Gesamtproduktion in

Deutschland (Tab. 8). In 2009 kamen 56 Prozent der inländischen Förderung aus Mittelplate/Dieksand, dem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein, dessen Anteil an der Gesamtförderung gegenüber 2008 weiter leicht abgenommen hat. In den reifen Erdölprovinzen Niedersachsens konnte die Erdölförderung in 2009 auf dem Niveau des Vorjahres gehalten werden. Der Anteil Niedersachsens an der deutschen Jahresförderung betrug 37 Prozent; das war geringfügig mehr als in 2008.

Die Reingasförderung ging in Deutschland gegenüber 2008 erneut stark zurück. Sie sank um etwa 1 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ auf nunmehr 14,4 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Dies entspricht einer Abnahme von 6,5 Prozent. Bezogen auf den Brennwert (H_o) von $9,77 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ errechnet sich nach vorläufigen und z. T. geschätzten Angaben der AGEB (2010) für 2009 ein um gut 5 Prozent auf rund 92 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ gesunkener Erdgasverbrauch. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion aber ebenfalls gesunkenem Erdgasverbrauch konnte die inländische Erdgasförderung den Verbrauch in Deutschland wie im Vorjahr zu knapp 16 Prozent decken.

In der Erdgasförderung war Niedersachsen mit einem Anteil von 94 Prozent mit Abstand das

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2009.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%	$\text{m}^3(\text{V}_n)$	%
Baden-Württemberg	630	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	31 742	1,1	8 950 063	0,1	1 563 763	1,7	10 513 826	0,1
Brandenburg	17 735	0,6	-	-	5 660 700	6,3	5 660 700	0,0
Hamburg	20 472	0,7	-	-	457 660	0,5	457 660	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 451	0,2	-	-	893 055	1,0	893 055	0,0
Niedersachsen	1 035 632	37,0	14 520 959 246	93,9	58 674 261	65,0	14 579 633 507	93,7
Rheinland-Pfalz	93 643	3,3	-	-	1 462 818	1,6	1 462 818	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	505 161 029	3,3	-	-	505 161 029	3,2
Schleswig-Holstein	1 595 758	57,0	402 098 359	2,6	21 508 554	23,8	423 606 913	2,7
Thüringen	-	-	26 698 240	0,2	-	-	26 698 240	0,2
Summe	2 800 063	100	15 463 866 937	100	90 220 811	100	15 554 087 748	100

förderstärkste Bundesland. Regional stammte das Erdgas dabei überwiegend aus den För-

dergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser (Tab. 15 und Anl. 2).

4.1 Erdölförderung

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2009 lag mit 2,8 Mio. t wieder unter der des Vorjahres (Tab. 9 und Anl. 5). Der Kondensatanteil betrug lediglich 43 223 t, also etwa 1,5 Prozent. Deutlich mehr als die Hälfte der heimischen Kondensatförderung fällt im Gasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Dort wurde im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der natürlichen Erschöpfung der Lagerstätte erneut weniger Kondensat gefördert (Tab. 10 und 11).

Der doch recht deutliche Rückgang der Gesamtförderung in 2009 um 8,3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr liegt in der weiter rückläufigen Produktion in Mittelplate/Dieksand begründet. In den reifen Erdölfeldern Niedersachsens konnte die Förderung dagegen insgesamt auf dem Niveau des Vorjahres gehalten werden.

Aufgrund einer Überarbeitung und Neuordnung der Erdölfelder liegt die Anzahl der produzierenden Felder nunmehr bei 50 (Vorjahr 45). Gegenüber 2008 ist aber nur das Feld Schwabmünchen im Alpenvorland hinzugekommen (Tab. 10). Bereits 2008 war man in einer neu identifizierten Teilscholle dieses bereits 1988 aufgegebenen Erdölfeldes mit der Bohrung Schwabmünchen 5 (s. S. 15) wieder auf Öl gestoßen.

Aufgrund von Reparaturarbeiten bzw. bedingt durch die Außerbetriebnahme nicht wirtschaftlicher Sonden sank die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderbohrungen zum Stichtag 31. Dezember 2009 nur unwesentlich um 5 auf nunmehr 1 114 (Tab. 9).

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Fördergebieten. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Erdölfelder waren.

Mit einer Jahresförderung von über 60 000 Tonnen erscheint das erst vor wenigen Jahren entdeckte Erdölfeld Römerberg in Rheinland-Pfalz erstmals unter den zehn förderstärksten Feldern. Letztere erbrachten zusammen 86 Prozent der Förderung in 2009. Allerdings unterscheiden sich die Fördermengen der einzelnen Felder beträchtlich. So lagen die jährlichen Fördermengen zwischen 1,57 Mio. t (Mittelplate/Dieksand) und 30 685 t (Hankensbüttel).

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate/Dieksand im Gebiet nördlich der Elbe war weiterhin mit Abstand das förderstärkste Feld.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2005 bis 2009.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2005	3,572	141,452	44	1 097
2006	3,515	110,496	44	1 082
2007	3,415	108,728	44	1 122
2008	3,054	98,652	45	1 119
2009	2,800	90,221	50*	1 114

*Anstieg in 2009 durch Neuordnung der Felder und ein neues Feld bedingt

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2009.

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2009	kumulativ	2009	kumulativ	
				t	t	m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee							
	A6 / B4*	1974	Wintershall	24 578	740 467			*
SH	Nördlich der Elbe							
	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	1 571 180	23 924 095	21 508 554	330 933 936	24
	Reitbrook-Alt	1937	GDF SUEZ	11 072	2 563 399	292 713	55 213 913	4
	Reitbrook-West / Allermöhe	1960	GDF SUEZ	5 292	3 376 686	94 291	52 827 743	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				20 044 746		880 593 612	
	Summe Gebiet			1 587 544	49 908 926	21 895 558	1 319 569 204	38
BB	Oder/Neiße-Elbe							
	Kietz	1987	GDF SUEZ	17 735	210 008	5 660 700	64 429 440	1
	Lütow	1965	GDF SUEZ	2 883	1 329 319	641 855	643 473 234	3
	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 568	107 229	251 200	25 809 930	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 554 781		613 914 857	
	Summe Gebiet			22 187	3 201 337	6 553 755	1 347 627 461	5
NI	Elbe-Weser							
	Eddesse (-Nord) / Abbensen	1876	GDF SUEZ	1 975	885 009	19 982	16 503 436	15
	Eldingen	1949	EMPG	8 500	3 286 037	52 985	26 833 136	19
	Hankensbüttel	1954	E / R	30 685	14 929 057	847 365	366 359 367	24
	Höver	1956	GDF SUEZ	1 517	345 950	74 196	12 315 306	9
	Knesebeck	1958	GDF SUEZ	14 908	3 400 081	93 186	27 683 080	15
	Lüben	1955	EMPG	7 492	1 909 180	74 461	10 058 307	8
	Lüben-West / Bodenteich	1958	EMPG	13 034	499 053	128 055	4 231 026	8
	Nienhagen	1861	E / W	3 838	6 942 115	34 818	2 709 492	10
	Ölheim-Süd	1968	GDF SUEZ	11 606	1 502 930	1 160 317	77 269 860	17
	Rühme	1954	EMPG	32 948	2 130 287	238 149	19 789 697	36
	HH/NI Sinstorf	1960	GDF SUEZ	4 802	2 983 270	82 590	53 532 185	2
	NI Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 721	112 781			*
	NI Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 701	91 242			*
	NI Völkersen / Völkersen-Nord*	1992	RWE Dea	1 123	9 722			*
	NI Vorhop	1952	G / R	19 818	2 895 156	3 012 992	175 170 805	21
	NI Wittingen	1963	GDF SUEZ	566	79 823	-	1 067 906	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			2 963	57 471			
	Summe Gebiet			160 196	76 654 736	5 819 096	2 118 381 953	185
NI	Weser-Ems							
	Barenburg	1953	EMPG	32 264	6 891 704	2 814 962	509 244 352	30
	Bockstedt	1954	Wintershall	11 862	3 517 685	706 682	65 986 508	15
	Börger / Werlte	1977	GDF SUEZ	-	124 518	-	6 186 067	-
	Bramberge	1957	GDF SUEZ	127 219	19 294 930	13 070 500	1 037 408 748	44
	Düste / Aldorf (Jura)	1952	Wintershall	5 833	2 656 406	329 515	129 068 543	12
	Düste / Wietingsmoor (Valendis)	1954	W / E	15 497	3 879 187	806 768	80 970 312	30
	Groß Lessen	1969	EMPG	11 653	3 399 314	1 030 156	90 066 138	5
	Hagen	1957	EMPG	168	137 159	17 650	10 923 173	-
	Harne	1956	EMPG	-	343 153	-	51 376 018	-
	Hemmelte-West	1951	EMPG	3 929	2 277 244	178 627	220 677 097	11

BB: Brandenburg, BY: Bayern, HH: Hamburg, MV: Mecklenburg-Vorpommern, NI: Niedersachsen, RP: Rheinland-Pfalz, SH: Schleswig-Holstein; *: Erdgasfeld mit Kondensatförderung größer 1000 t/a, vgl. Tabelle 14.
Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2009.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2009	kumulativ	2009	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Liener / Garen	1953	EMPG	805	117 172	31 200	7 171 580	3
NI	Löningen	1960	EMPG	6 416	687 716	2 228 446	326 637 494	6
NI	Matrum	1982	EMPG	2 376	177 468	176 828	18 324 399	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 964	1 071 905	31 773	62 168 076	10
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	311	28 523	15 100	1 440 911	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	5 585	1 003 551	491 122	25 319 795	8
NI	Voigtei	1953	EMPG	16 672	4 110 290	1 909 847	348 757 247	60
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	10 352	2 673 607	1 371 294	286 133 178	13
NI	Welppe / Bollermoor	1957	EMPG	7 001	1 961 090	438 699	547 924 059	10
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 426	105 551			
	Summe Gebiet			265 334	58 161 226	25 649 169	4 090 266 638	263
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	14 981	1 703 840	446 178	58 399 444	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	145 669	9 571 625	2 000 600	137 448 642	91
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	123 788	18 495 800	8 660 115	1 745 712 300	143
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	27 980	3 122 628	1 859 064	145 291 149	18
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	20 409	173 247	384 195	3 648 552	2
NI	Rühle	1949	E / G	239 383	33 460 180	9 471 283	1 640 761 837	210
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	40 882	8 749 574	4 455 217	508 831 412	59
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 118	342 072			
	Summe Gebiet			614 210	78 815 025	27 276 652	4 884 325 236	532
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	9 850	1 336 425	239 100	29 657 998	11
RP	Landau	1955	Wintershall	22 520	4 396 073	424 033	15 339 749	70
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	60 553	72 201	456 112	577 227	2
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	720	37 914	343 573	13 154 384	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			93 643	7 483 958	1 462 818	94 925 136	84
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	27 741	1 332 820	1 552 801	91 136 777	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	2 872	140 247	-	-	1
BY	Schwabmünchen	1968	Wintershall	1 003	6 654	10 962	217 339	-
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			756	21 892			
	Summe Gebiet			32 372	13 076 678	1 563 763	2 472 615 696	7
Kondensat der Erdgasförderung								
	Niederrhein-Münsterland				9 688			
	Thüringer Becken				32 657			
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
Summe Deutschland				2 800 063	288 101 388	90 220 811	16 345 533 324	1 114

E : EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH,

RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG.

Vorjahr, Emlichheim. Sie liegen in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems (Tab. 12).

Das bereits seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle produziert aus Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Aufgrund einiger neuer Bohrungen konnte im Berichtszeitraum mit 239 383 t (Vorjahr 234 271 t) sogar etwas mehr Erdöl als in 2008 gefördert werden. Das sind etwa 15 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate; dafür wurden aber durchschnittlich 210 Bohrungen benötigt. Dies entspricht rein rechnerisch einer jährlichen Fördermenge von 1 140 t pro Bohrung.

Die dritthöchste Jahresförderung kam diesmal mit 145 669 t (Vorjahr 138 229 t) aus den Unterkreide-Sandsteinen des Ölfeldes Emlichheim. Auch in diesem ebenfalls bereits seit Jahrzehnten in Betrieb befindlichen Ölfeld konnte die Förderung gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden. Im Durchschnitt wurden in Emlichheim in 2009 pro Sonde 1 601 t gefördert.

Zur Erhöhung der Ausbeute wurden in den Feldern Rühle, Georgsdorf und Emlichheim die Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt.

Bezogen auf die inländische Reinöl-Gesamtförderung in Höhe von 2,8 Mio. t hatten die Thermalprojekte einen Anteil von 11,7 Prozent. Gegenüber 2008 stieg die Mehrförderung durch „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) um 5 Prozent auf nunmehr 327 252 t (Vorjahr 311 000 t). In 2009 lag der durch Tertiärmaßnahmen geförderte Anteil an der Gesamtförderung in den Thermalprojekten bei 92 Prozent.

Mehr als ein Viertel der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Rühle, Bramberge, Emlichheim und Georgsdorf. Der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger nahm gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 64 Prozent. Hierbei kam die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate im schleswig-holsteinischen Wattenmeer (Anl. 9). Durch die fortschreitende Erschließung des Feldes Römerberg im Oberrheingraben wird sich in den nächsten Jahren die Fördermenge aus triassischen Sandsteinen von zurzeit rund 2 Prozent weiter erhöhen.

Bis Ende 2009 sind in Deutschland rund 288 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht gut 32 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 890 Mio. t in den Lagerstätten (Anl. 13).

4.2 Erdgasförderung

In 2009 wurde in Deutschland erneut deutlich weniger Erdgas in Feldesqualität (Rohgas) gefördert als noch ein Jahr zuvor. Waren es in 2008 noch 16,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Erdgas, so lag die Förderung aus heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr nunmehr bei 15,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Diese Menge entspricht einem Volumen von 14,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas mit einem normierten Brennwert von $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$.

Der erneute Rückgang der Produktion um fast 6 Prozent ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung von Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.

In 2009 wurden darüber hinaus noch rund 90 Mio. $\text{m}^3(V_n)$ Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (65 %) und Schleswig-Holstein (24 %) anfällt, gefolgt von Brandenburg mit 6 Prozent (Tab. 8 und 13).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 82 Erdgasfelder in Betrieb. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2009 fördernden Bohrungen ist um 6 auf nunmehr 436 Sonden gesunken. Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2009 aktiven Erdgasfelder.

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2009 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2009	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	402 098 359	8 348 591 545	4
	Elbe-Weser					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	5 815	138 059 594	1
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	12 552 430	1 136 502 848	1
NI	Dethlingen	1971	E / R	217 457 347	22 917 626 191	5
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	800 171	276 536 328	1
NI	Einloh	1988	EMPG	194 016	291 027 500	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	71 028 846	2 174 709 197	3
NI	Husum / Schneeren	1986	E / G	428 613 465	9 757 699 189	9
NI	Imbrock	1995	EMPG	29 648 546	948 285 833	2
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	-	149 166 734	-
NI	Rotenburg-Taaken	1982	E / R	2 304 886 046	51 633 540 401	29
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)	1968	GDF SUEZ	505 161 029	208 017 230 121	70
NI	Söhlingen	1980	EMPG	1 033 908 189	37 803 705 368	22
NI	Soltau / Friedrichseck	1984	EMPG	96 324 115	6 101 405 877	3
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	50 643 173	2 421 430 995	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	30 851 103	1 297 392 544	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 311 332 476	14 153 856 334	14
NI	Walsrode / Idsingen	1980	EMPG	495 497 718	12 140 453 598	9
NI	Wardböhmen / Bleckmar	1987	RWE Dea	82 661 165	1 382 467 668	2
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	137 183 081	1 363 005 719	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				14 089 989 001	
	Summe Gebiet			6 808 748 731	388 194 091 040	181
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	67 377 800	5 015 323 760	3
NI	Bahrenborstel / Uchte (Buntsandstein)	1962	EMPG	82 618 631	3 185 151 055	3
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (Z)	1962	EMPG	784 099 897	15 657 642 410	10
NI	Barenburg / Buchhorst (Buntsandstein)	1959	EMPG	142 634 073	5 743 892 670	4
NI	Barenburg / Buchhorst (Zechstein)	1959	EMPG	99 785 001	16 567 102 429	6
NI	Barrien	1964	Wintershall	66 621 090	12 433 424 577	7
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	1977	EMPG	239 393 501	9 697 385 047	4
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	28 472 325	8 342 310 931	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	6 387 260	344 686 921	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	276 838 272	2 909 772 274	2
NI	Dötlingen	1965	EMPG	199 149 291	16 985 465 562	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	14 756 972	833 412 758	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	6 618 344	1 288 537 980	2
NI	Goldenstedt / Visbek (Zechstein)	1959	EMPG	1 385 956 792	55 929 512 135	19
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)	1959	EMPG	125 555 311	2 721 293 596	3
NI	Greetsiel / Leybucht	1972	E / G	27 487 421	2 337 706 169	1
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	5 536 100	422 420 500	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 633 494	210 809 165	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (Zech.)	1980	EMPG	1 001 245 024	31 650 450 192	11
NI	Hengstlage (Buntsandstein)	1963	EMPG	483 056 377	62 662 000 633	13
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (Z)	1968	EMPG	168 600 303	24 903 299 862	11
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Ortholz	1985	EMPG	596 909 522	14 559 948 864	5
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	4 546 298	158 772 040	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	59 927 300	613 996 400	2
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	7 011 489	2 313 458 927	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	5 983 382	443 444 544	2
NI	Manslagt	1990	EMPG	-	1 172 544 756	-
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	11 797 337	2 556 257 338	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	6 282 884 238	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	36 902 655	8 459 970 707	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (Buntsandst.)	1963	E / W	287 694 906	13 851 129 235	10
NI	Siedenburg / Staffhorst (Zechstein)	1963	E / W	147 766 260	31 873 268 864	6

BB: Brandenburg, BY: Bayern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen
 Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2009.

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2009	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Siedenburg-West / Hesterberg	1964	EMPG	738 707 349	26 281 373 499	10
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	18 720 900	940 740 381	1
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 764 900	172 386 000	1
NI	Uttum	1970	EMPG	60 465 409	1 110 063 267	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	6 041 181	104 032 234	1
NI	Varnhorn / Quaaadm. / Wöstendöllen ...	1968	EMPG	667 326 943	24 087 926 438	15
NI	Varnhorn (Karbon)	1968	EMPG	6 218 354	61 262 807	1
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	80 561 981	4 286 050 499	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	56 610 613	548 368 313	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				78 940 061 892	
	Summe Gebiet			8 011 780 058	499 073 348 396	193
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	4 811 800	671 408 130	1
NI	Adorf / Dalum /Ringe (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	-	2 696 468 711	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	2 012 843	760 158 838	2
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	4 153 400	3 538 758 300	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	12 493 490	3 240 597 583	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	7 502 013	925 960 675	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Zechst.)	1967	Wintershall	67 632	3 585 850 206	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (Karbon)	1967	Wintershall	4 793 684	218 158 309	1
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	13 967 489	937 402 259	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	4 889 400	236 747 000	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	3 663 900	1 319 681 500	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)	1951	GDF SUEZ	28 676 800	5 446 889 400	5
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	10 012 600	3 401 993 900	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	8 346 600	507 562 800	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	5 265 600	888 249 100	2
NI	Ratzel (Karbon)	1965	GDF SUEZ	-	436 864 800	-
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	50 177 500	462 799 800	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	9 372 230	2 779 406 829	3
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	12 611 706	612 109 629	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	22 319 900	3 098 989 000	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	452 900	314 252 300	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 162 757 975	
	Summe Gebiet			205 591 486	39 243 067 043	36
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 068 045	84 951 421	3
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	375 423	298 328 538	1
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 591 149	266 821 603	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	21 663 623	1 910 309 075	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			26 698 240	6 148 668 685	20
Niederrhein-Münsterland						
NW	Ochtrup	1990	GDF SUEZ	-	248 997 700	-
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West	1971	RWE Dea	8 950 063	975 037 874	4
	aus aufgegebenen Vorkommen				16 542 874 284	
	Summe Gebiet			8 950 063	17 517 912 158	4
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberrheintal				1 052 490 217	
Summe Deutschland				15 463 866 937	961 005 769 752	436

E: EMPG, G: GDF SUEZ, R: RWE Dea, W: Wintershall

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH,

RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG

Das zwischen Weser und Ems liegende und seit langem stillgelegte Karbon-Feld Varnhorn konnte durch eine Ablenkung aus der ehemals im Zechstein komplettierten Bohrung Varnhorn Z7a im Karbon wieder in Produktion genommen werden.

Die Zechstein-Lagerstätte Adorf im Gebiet westlich der Ems hat im Berichtsjahr nicht gefördert, nachdem in 2008 nur sehr geringe Mengen an Erdgas geflossen waren.

Auch das Rotliegend-Feld Ostervesede/Ostervesede-SW im Gebiet zwischen Elbe und Weser hat nicht gefördert. Zwar konnte die Ablenkbohrung Ostervesede Z1a in 2007 das neue Teilfeld Ostervesede-SW erschließen, doch weist dieses Teilfeld nach derzeitiger Einschätzung ein geringes Förderpotential aus.

Weiterhin ohne Produktion waren die Felder Düste (Karbon), Manslagt (Rotliegend) Neubruchhausen (Zechstein), Ochtrup (Karbon) und Ratzel (Karbon).

Aufgrund einer Überarbeitung und Neuordnung der Erdgasfelder ist die Anzahl der produzierenden Felder um eines auf 82 angestiegen.

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2009 rund 402 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ hochkalorisches Rohgas aus 4 Bohrungen gefördert. Dabei sank die Förderung gegenüber 2008 weiter deutlich um etwa 18 Prozent. Dies geht wesentlich auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von $11,9 \text{ kWh/m}^3(\text{V}_n)$ lag die Reingasförderung

allerdings bei 485 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$. Im Rahmen der Erdgasförderung fielen 24 578 t Kondensat an. Letzteres gelangt über eine Pipeline zur Plattform F3-FB, die südlich von A6/B4 liegt und von einem niederländischen Erdöl&Erdgas-Unternehmen betrieben wird. In Vorrattanks der Plattform wird das Kondensat bis zu seinem Abtransport durch einen Shuttle-Tanker zwischengelagert.

Aus dem Feldeskomplex Salzwedel (Altmark/Sanne/Wenze) sind bis Ende 2009 insgesamt rund 208 Mrd. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland. Im Berichtsjahr konnte die bisher rückläufige Fördermenge aus den Rotliegend-Lagerstätten des Feldeskomplexes Salzwedel leicht auf 505 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$ angehoben werden. Das Erdgas aus Salzwedel weist allerdings einen hohen Stickstoffanteil aus und besitzt daher einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.1) liegt. Die Reingasförderung betrug daher nur rund 184 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)$.

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl aller in Deutschland fördernden Erdgasfelder liegt dort in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15). In Niedersachsen gibt es eine Reihe von Horizonten, die Erdgas enthalten. Allerdings sind sie von unterschiedlicher Bedeutung. Das meiste Erdgas wird aus Sandsteinen des höheren Rotliegend und Dolomiten des tieferen Zechstein gefördert.

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2005 bis 2009.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$	1000 $\text{m}^3(\text{V}_n)$		
2005	19 761 521	141 452	19 902 974	83	488
2006	19 666 649	110 496	19 777 144	83	503
2007	17 966 109	108 728	18 074 837	79	433
2008	16 448 570	98 652	16 547 222	81	442
2009	15 463 867	90 221	15 554 088	82	436

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2007 bis 2009 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2007		2008		2009		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)		1000 m ³ (V _n)		1000 m ³ (V _n)		1000 m ³ (V _n)	
Nordsee	667 270	3,7	491 487	3,0	402 098	2,6	8 348 592	0,9
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	7 407 608	41,2	6 921 504	42,1	6 808 749	44,0	388 194 091	40,4
Weser-Ems	9 659 485	53,8	8 810 523	53,6	8 011 780	51,8	499 073 348	51,9
Westlich der Ems	191 918	1,1	190 542	1,2	205 591	1,3	39 243 067	4,1
Thüringer Becken	28 324	0,2	28 393	0,2	26 698	0,2	6 148 669	0,6
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	11 504	0,1	6 121	0,0	8 950	0,1	17 517 912	1,8
mme								

Tab. 16: Jahresförderungen 2007 und 2008 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2008		2009		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)		1000 m ³ (V _n)		1000 m ³ (V _n)		in 2009
Rotenburg-Taaken (NI)	2 130 362	13,0	2 304 886	14,9	51 633 540	5,4	29
Goldenstedt Visbek (NI)	1 458 190	8,9	1 385 957	9,0	55 929 512	5,8	19
Völkersen (NI)	1 339 114	8,1	1 311 332	8,5	14 153 856	1,5	14
Söhlingen (NI)	1 141 112	6,9	1 033 908	6,7	37 803 705	3,9	22
Hemmelte Kneheim Vahren (NI)	1 100 791	6,7	1 001 245	6,5	31 650 450	3,3	11
Bahrenbor. Burgmoor Uchte (NI)	851 131	5,2	784 100	5,1	15 657 642	1,6	10
Siedenburg-West Hesterberg (NI)	812 333	4,9	738 707	4,8	26 281 373	2,7	10
Varnhorn uadmoor (NI)	798 667	4,9	667 327	4,3	24 087 926	2,5	15
Klosterseelte Kirchs. Ortholz (NI)	887 795	5,4	596 910	3,9	14 559 949	1,5	5
Salzwedel (ST)	423 264	2,6	505 161	3,3	208 017 230	21,6	70
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2009 zu 43 Prozent auf den Zechstein und zu 41 Prozent auf das Rotliegend (Anl. 10). Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (8 %), des Oberkarbon (5 %) und des Jura (3 %).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg Taaken das förderstärkste deutsche Gasfeld (Tab. 14 und 16). Es förderte im Berichtszeitraum 2,3 Mrd. m³(V_n) Rohgas aus dem Rotliegend. Dahinter folgt Goldenstedt Visbek (Zechstein) mit 1,4 Mrd. m³(V_n). Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 1,3 Mrd. m³(V_n)

erneut aus dem Feld Völkersen Völkersen-Nord (Tab. 16).

In 2009 kamen wieder zwei Drittel der gesamten Jahresförderung in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Erdgasfeldern (Tab. 16).

Bis Ende 2009 sind in der Bundesrepublik Deutschland rund 961 Mrd. m³(V_n) Erdgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht fast 67 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 1 445 Mrd. m³(V_n) in den Lagerstätten (Anl. 13).

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997, UN/ECE 1996 in PORTH et al. 1997) erfasst das LBEG jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder Deutschlands als sichere und wahrscheinliche Reserven und veröffentlicht diese Daten zusammengefasst nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als "Rohgasmengen" als auch gaswirtschaftlich als "Reingasmengen" angegeben. Die Rohgasmenge entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 2 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3(V_n)$, der in der Förderindustrie auch als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das LBEG berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die vier Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) auch die Reingasreserven, damit die Angaben sowohl für lagerstättentechnisch/geologische als auch für energiewirtschaftliche Fragestellungen genutzt werden können.

Sichere Reserven sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 90 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven sind Kohlenwasserstoffmengen in bekannten Lagerstätten, die aufgrund lagerstättentechnischer und geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit einem angemessenen Wahrscheinlichkeitsgrad gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeitsgrad mindestens 50 Prozent).

Wahrscheinliche Reserven sind also mit technischen, vertragsmäßigen, wirtschaftlichen oder regulatorischen Unsicherheiten behaftet (PORTH et al. 1997).

Beide Reservenklassen hängen von den jeweiligen Erdöl- bzw. Erdgaspreisen ab. Die schwierige, langfristige Prognose dieser Preise bestimmt daher entscheidend die Förderdauer der Felder und somit auch die Höhe der verbleibenden Reserven. Dabei wird die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte entscheidend durch die Förderraten bestimmt. In Deutschland ist der Gaspreis derzeit noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen und fallen also gleichzeitig.

Neben den Fördererlösen spielen für die Lebensdauer der Lagerstätten auch andere Faktoren wie Alter und Zustand der Übertageanlagen, Feldleitungen und Infrastruktur (Transportkosten) eine wichtige Rolle. Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und ihre Abgrenzung voneinander unterliegen daher einem ständigen Wechsel und sind als dynamische Größen zu betrachten.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2010 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2009			Produktion	Reserven am 1. Januar 2010		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2009	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³	Mrd. m ³
Bundesland							
Bayern	0,072	0,024	0,096	0,009	0,056	0,024	0,080
Niedersachsen	117,142	61,280	178,422	13,685	90,877	57,448	148,325
Sachsen-Anhalt	0,285	0,555	0,840	0,184	0,153	0,841	0,994
Schleswig-Holstein	1,766	0,183	1,949	0,485	1,257	0,122	1,378
Thüringen	0,040	0,005	0,045	0,017	0,026	0,003	0,029
Gebiet							
Nordsee	1,766	0,183	1,949	0,485	1,257	0,122	1,378
Elbe-Weser	59,936	37,635	97,570	6,637	41,511	35,137	76,648
Weser-Ems	56,391	23,870	80,260	7,019	48,410	22,753	71,163
Westlich der Ems	1,100	0,331	1,431	0,213	1,110	0,399	1,509
Thüringer-Becken	0,040	0,005	0,045	0,017	0,026	0,003	0,029
Alpenvorland	0,072	0,024	0,096	0,009	0,056	0,024	0,080
Summe Deutschland	119,305	62,047	181,352	14,380	92,369	58,438	150,807

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdöl) nach Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m³(V_n)

ren (Anl. 12). Der erhebliche Rückgang der initialen Reserven einerseits und die im Berichtszeitraum ebenfalls gesunkene Jahresförderung andererseits führen also rechnerisch zu einer geringeren Reichweite im Vergleich zu 2008.

Die Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven im Vergleich zum letzten Jahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen liegen am Stichtag 98 Prozent der gesamten Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von 94 Prozent ist Niedersachsen die zentrale Erdgas-Förderprovinz. Hier wurden im vergangenen Jahr 14,5 Mrd. m³(V_n) Erdgas produziert. Das einheimische Erdgas ist somit ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für das Land Niedersachsen.

Am Stichtag der Reservenabschätzung befanden sich 84 Prozent der deutschen Erdgasreserven in Lagerstätten des Perm. Davon sind 44 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 40 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (8 %) und

oberkarbonischen Sandsteinen (6 %), sowie ganz untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägern.

Die Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2009, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am 1.1.2010 auf 150,8 Mrd. m³(V_n) geschätzt und lagen damit 30,6 Mrd. m³(V_n) oder 16,9 Prozent unter denen des Vorjahres.

6 Untertage-Gasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung

Die sichere Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland wird unter anderem durch Untertage-Erdgasspeicher gewährleistet. Über 80 Prozent des verbrauchten Erdgases werden importiert (Tab. 20). Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend. Diese Entwicklung erfuhr gerade in den letzten beiden Jahren einen deutlichen Aufschwung.

Die klassische Aufgabe von Untertage-Gasspeichern ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Eine Veränderung der Förderraten von Bohrungen in heimischen Erdgasfeldern ist auf Grund der Kapazitätsbandbreite ihrer Aufbereitungsanlagen nur in begrenztem Umfang möglich. Die Importmengen für Erdgas werden vertraglich fixiert. Sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und nicht vorhersagbare Größe stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird zunehmend auch durch eine strategische Bedeutung für Krisenzeiten bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise ist von

Bedeutung, d.h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden.

Als Speichertypen existieren Porenspeicher (ehemalige Erdöl-Erdgaslagerstätten oder Aquifere) und Salz-Kavernenspeicher. Porenspeicher dienen grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im kapillaren Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Diese sind in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Einige Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen erreichen sogar ähnlich hohe Förderraten wie Kavernenspeicher.

Das Gesamtvolumen eines Speichers ist die Summe aus seinem Arbeitsgas- und Kissen-gasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen, das ein- oder ausgelagert wird. Als Kissen-gas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll. Ein hoher Kissen-gasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationa-

Tab. 20: Anteile des deutschen Erdgasverbrauchs nach Herkunftsländern (WEG 2010).

Bezugsland	Anteil in %	
	2008	2009
Deutschland	16	15
Niederlande	18	16
Norwegen	26	30
Russland	36	33
Dänemark/Großbritannien, sonst.	4	6

Tab. 21: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2010).

Energieträger	Anteile in %	
	2008	2009
Mineralöl	34,3	34,7
Erdgas	21,6	21,8
Steinkohle	12,7	11,0
Braunkohle	11,0	11,3
Kernenergie	11,4	11,0
Erneuerbare Energien und Sonstige	9,0	10,2

len Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgas-speicherung und damit die nationale Energie-versorgung.

Die Internationale Gas Union hat relevante Speicherbegriffe in einem „Glossar“ zusammen gefasst (WALLBRECHT et al. 2006).

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 21 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge (AGEB 2010).

Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben des AGEB-Berichtes (2010) für Förderung, Import,

Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland. Die heimische Förderung ging durch natürliche Erschöpfung der Lagerstätten rd. 7 Prozent auf 14,5 Mrd. m³(V_n) zurück. Der Gasverbrauch reduzierte sich um 5 Prozent auf rd. 92 Mrd. m³(V_n).

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2009 (Stichtag: 31. Dezember 2009)

Die Speicherinformationen dieses Berichtes beruhen auf einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den deutschen Speicherfirmen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer. Man findet sie auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“. Die bundesweite Erhebung von Speicherdaten geht unter anderem auf einen Beschluss des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. Juli 1980 im

Rahmen des Bund-Länder-Ausschusses Bergbau zurück. Die statistischen und beschreibenden Angaben für die Speicher dienen Firmen, Verbänden und der Politik als Nachweis- und Informationsquelle.

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden bevorzugt in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- oder Erdgasla-

¹ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 kWh/m³(V_n). In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von 11,5 kWh/m³(V_n) gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauchszahlen (AGEB 2010 und WEG 2010).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2008	2009	
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	152	142	-6,5
Einfuhr	Mrd. kWh	963	916	- 4,9
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1115	1058	-5,1
Ausfuhr	Mrd. kWh	177	139	-21,5
Speichersaldo ²	Mrd. kWh	4	-24	--
Verbrauch	Mrd. kWh	942	895	-5
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mio. t. SKE	104,4	99,2	-5
Volumenangaben ¹				
<i>Inländische Erdgasförderung¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	15,5	14,5	-6,5
<i>Erdgasaufkommen¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	114,1	108,3	-5
<i>Verbrauch¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	96,4	91,6	-5

¹ Volumenangaben durch LBEG errechnet und ergänzt. Erdgasförderung nach WEG (2009). Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh oder Steinkohleneinheiten (SKE) angegeben. Für die Darstellung der Erdgasvolumina wurde ein theoretisches Gasvolumen errechnet, das einem Erdgas der "Groningen-Qualität" mit einem Heizwert von $H_o=9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ entspricht (Bezugswert der Erdöl- und Erdgasförderfirmen und des WEG). Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

² Minus = Einspeicherung

gerstätten oder Aquiferen angelegt. Sie liegen in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Sie haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine hohe Bedeutung. Ein Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit über 15 Jahren sicherstellt.

Ehemalige Lagerstätten bieten insgesamt eine gute Datenlage für die Beschreibung des tieferen Untergrundes. Das gilt besonders für das aus der Förderphase ableitbare Druck-Volumen-Verhalten bei einer Speichernutzung. Aquiferspeicher müssen dagegen gänzlich neu exploriert werden. Dies gilt für die Größe des Aquifer-Porenvolumens, Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten, Nachweis von Störungsbahnen, das Druck-Volumen-Verhalten im Betrieb, usw. Erst nach Durchführung einer 3D-Seismik und Abteufen erster Explorationsbohrungen können Ergeb-

nisse hinsichtlich Strukturbau, Speichervolumen und maximalem Druck abgeleitet werden. Oberste Prämisse ist die bergbauliche Sicherheit, d.h. der sichere Betrieb unter allen Betriebsbedingungen und die Kenntnis der Gasverbreitung im dreidimensionalen Raum über die Zeit. Aquiferspeicher sind aus diesem Grund hinsichtlich Vorlaufzeit, Explorationsaufwand und bergbaulichem Risiko grundsätzlich die anspruchvollsten Speichertypen.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet (gesolt) werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Ihre Lage ist aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt im Raum Fulda. Die bevorzugte Lage für Kavernenspeicher sind Standorte in Küstennähe, wo der Bau von Leitungen für eine Soleentsorgung in Richtung Meer oder eine kommerzielle Solenutzung möglich ist. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum, Etzel

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2009).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	12,7	8,1	20,8
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①	Mrd. m ³ (V _n)	13,6	9,1	22,7
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	197,9	296,4	494,3
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	64	27	42
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	24	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	1,0	12,9	13,9
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	24	25
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	14,6	22,0	36,6
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)				

und Epe. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet man bei LANGER & SCHÜTTE (2002). Das LBEG hat in 2009 auf seinem Kartenserver unter der Thematik „Geologie“ eine Karte der Salzstrukturen in Norddeutschland (Quelle: BGR, Maßstab 1:500.000) online bereit gestellt.

Tabelle 23 zeigt die Kenndaten der Erdgasspeicherung in Deutschland. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,8 Mrd. m³(V_n). Es hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 20,3 Mrd. m³(V_n)). Etwa 60 % des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und rd. 40 % in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den Projekten, die in Planung oder in Bau sind, zeigte sich gegenüber dem Vorjahr ein erheblicher Zuwachs von rd. 7,5 auf 13,9 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas. Der Anstieg um 6,3 Mrd. m³(V_n) geht auf das Konto neuer Speicherprojekte in ehemaligen Erdgaslagerstätten wie Behringen sowie Salzkavernenspeichern in Ohrensen, Epe (zwei Teilprojekte CGS, NUON), Etzel (EGS) und in Jemgum (CGS). Nach Realisierung aller Projekte wird künftig ein maximales Arbeitsgasvolumen von etwa 36,6 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein.

Die Tabellen 25, 26a und 26b zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die der-

zeit in Betrieb, in Planung oder im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt. Für die geplanten Kavernenspeicher Jemgum, Nütermoor und Rüdersdorf (EWE) liegen keine aktuellen Planzahlen vor.

Weitere Projekte sind in Projektierung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (siehe Kap. 6.4 „Weitere Speicher...“).

Für das Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 25, 26a und 26b sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" ist das Volumen, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn ein neuer Speicher in der Aufbau(befüllungs)phase ist oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen nicht voll ausgenutzt. Auf Grund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt. Die Namen der Betreiber-

firmen in den Tabellen 25, 26a und 26b entsprechen dem Stand vom 31.12.2009.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der erste deutsche Gasspeicher wurde im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel in Betrieb genommen. Er wurde Ende der 1990er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Zu einigen der Speicher liegen folgende ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus der Presse vor:

Porenspeicher

Im Aquiferspeicher **Berlin** wurde Anfang 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt. Auf Grund der Lage im Stadtgebiet sowie der umgebenden Wald- und Seeflächen galten besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Interpretation der Messungen. Nach Auswertung der 3D-Seismik wurde das Lagerstättenmodell des Speichers Berlin aktualisiert. Ab Juni 2009 wurden zwei neue Speicherbohrungen abgeteuft.

In Thüringen, Landkreis Gotha und Wartburgkreis, wird ein größeres Speicherprojekt **Behringen** vorbereitet. Das ehemalige Erdgasfeld soll zu einem Porenspeicher entwickelt werden, welcher in der ersten Ausbaustufe ein Arbeitsgasvolumen von ca. 400 Mio. m³ und in der Endausbaustufe von ca. 1 Mrd. m³ aufnehmen kann. Im Jahr 2009 ist eine 3D-Seismik durchgeführt worden und im Jahr 2010 wird die Genehmigungsphase beginnen. Das Speichervolumen steht voraussichtlich ab dem Jahr 2018 zur Verfügung. Die endgültige Kapazität soll etwa im Jahr 2020 erreicht werden.

Für **Breitbrunn-Eggstätt** ist eine Erweiterung angedacht. Von Sommer 2008 bis Februar 2009 wurden 3D-seismische Messungen durchgeführt. Die Messfläche überdeckte auch den nördlichen Teil des Chiemsees und den Gasspeicher **Inzenham-West**. Letzterer soll optimiert und umfangreich modernisiert werden.

Die in den Vorjahren als „geplant“ aufgeführte Erweiterung von **Wolfersberg** wurde im Sommer 2009 in Betrieb genommen.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z.B. von GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH in **Anzing**, einer ehemaligen Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S101) durchgeführt.

Die E.ON Gas Storage GmbH hat ebenfalls einen Betriebsplan für den Betrieb eines Untertagespeichers im Bereich der Bewilligung **Schnaitsee I** beim Bergamt Südbayern eingereicht. Für die letzteren beiden Projekte wurden dem LBEG keine Zahlenangaben gemeldet.

Kavernenspeicher

Die Zahlenangaben für die Plateau-Rate in Höhe von 920 000 m³/h beziehen sich auf den Gesamtdurchsatz der beiden im Verbund fahrenden Speicher in **Bad Lauchstädt**. Der Porenspeicher kann davon eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen.

Der Speicher **Empelde** soll in einer weiteren Ausbaustufe erweitert und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Dazu werden die drei bestehenden Kavernen bis 2018 nachgesolt. Eine neue Kaverne wurde im Juni 2009 in Betrieb genommen. Eine fünfte Kavernenbohrung wird zurzeit für den Solbetrieb vorbereitet. Zwei weitere Kavernen sollen ebenfalls bis 2018 fertig gestellt sein. Seit der Zulassung des Rahmenbetriebsplanes durch das LBEG im Jahr 2008 laufen die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen und der dazu gehörigen gastechnischen Betriebseinrichtungen. Für das Aussolen der neuen und der alten Kavernen werden zunächst die vorhandenen Solaranlagen erweitert.

Am Standort **Epe**, der größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind mehrere Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von

Kavernen angesiedelt und in den letzten Jahren neue hinzugekommen. Die Nuon Epe Gasspeicher GmbH hatte hier im Jahr 2007 vier Kavernen in Betrieb genommen und plant drei weitere. Die Trianel Gasspeicher Gesellschaft Epe mbH & Co. KG hat ihren Speicher seit dem 01.10.2008 in der Baustufe I mit drei Kavernen in den Regelbetrieb genommen und plant eine weitere Kaverne. Die Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe (KGE) hat als neuer Betreiber am Standort Epe Ende November 2008 den Planfeststellungsbeschluss erhalten, um in Zukunft vier Salzkavernen als Speicher zu nutzen. Die Eneco B.V. hat Mitte 2009 mit dem Speicherbau begonnen und plant die Übernahme von zwei Kavernen von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen (SGW) Ende 2010 und einen Speicherbetrieb ab Ende 2011. Nach Angaben der zuständigen Bergbehörde in NRW plant am Standort Epe auch die E.ON Gas Storage GmbH drei weitere Kavernen für die aber noch keine Volumendaten vorliegen.

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben bereits im Vorjahr vorgestellt und nun mit zwei Teilprojekten in Tabelle 26b aufgenommen. Hierbei handelt es sich um die Umrüstung von 10 vorhandenen Ölkavernen auf Gasbetrieb (Realisierung bis etwa Ende 2010) und um ein Neubauprojekt von zunächst 30 Kavernen, für die bereits heute Nutzungsverträge vorliegen. Die Arbeiten zur Speichererweiterung der 40 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 3,3 Mrd. m³ haben begonnen. Die Erweiterung erfolgt für Unternehmen aus der Energiebranche. Seit 2006 wurden in diesem Großprojekt insgesamt 37 neue Kavernenbohrungen realisiert, von denen sich Ende 2009 bereits 26 im Solbetrieb befanden. Die E.ON Gas Storage GmbH plant am Standort Etzel als neues Projekt die Erweiterung von 25 Kavernen mit einer geplanten maximalen Arbeitsgasmenge von 2,5 Mrd. m³ nach Endausbau (Tab. 26b). Die Realisierung der beiden Teilprojekte und die Verfügbarkeit der o.g. Arbeitsgasvolumina sollen bis zum Jahr 2013 erfolgen. Der Standort Etzel bietet auf Grund seiner geografischen Lage einen entscheidenden

Wettbewerbsvorteil. Der existierende Anschluss an das europäische Öl- und Gasnetzwerk sowie die Nähe zu Deutschlands wichtigstem Tiefwasserhafen Wilhelmshaven erleichtern die Einlagerung und Abrufung der Rohstoffe. Die IVG sieht am Standort Etzel ein geologisches Potenzial von weiteren Kavernen, das auch nach Ansicht des LBEG im Salzstock Etzel geologisch realisierbar wäre. Insgesamt könnten bis zum Jahr 2017/2018 etwa 80 Erdgas- und 5-10 Rohölkavernen gebaut werden. Bei einem angenommenen Arbeitsgasvolumen von 75 Mio. m³ je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren insgesamt weitere rd. 6 Mrd. m³ zusätzliches Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen sollen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands dienen.

Im Speicherprojekt **Jemgum** (Tab. 26b) der WINGAS GmbH & Co. KG sollen zunächst 12 Kavernen errichtet werden. Auch die EWE AG plant die Solung von weiteren 15 Kavernen in drei Ausbaustufen. Der Solbetrieb hat Anfang 2010 begonnen. WINGAS und EWE führen den Bau (Solbetrieb) ihrer beiden Speicher gemeinsam durch und verfügen über einen gemeinsam eingereichten und genehmigten Rahmenbetriebsplan. Die gemeinsamen Betriebseinrichtungen umfassen z.B. die Wasserentnahme und Bauwerke zur Soleeinleitung, Wasserleitung, Pumpenstation, Soletransportleitung und die Energieversorgung. Es ist geplant, Kavernen mit einem geometrischen Volumen von maximal 0,75 Mio. m³ zu errichten. Nach Fertigstellung ab 2011 sollen beide Speicher unabhängig voneinander betrieben werden.

Auch die E.ON Gas Storage GmbH plant auf dem Salzstock **Jemgum** ebenfalls einen Speicher mit zunächst 20 Kavernen in zwei Ausbaustufen mit einem geplanten Arbeitsgasvolumen von 2 Mrd. m³. Der Salzstock Jemgum verfügt über Potenzial für die Solung weiterer Kavernen, das durch Standortuntersuchungen konkretisiert werden müsste.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen.

In **Kraak** ist eine vierte Kaverne im Solbetrieb (OBST 2008).

Bei **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2011.

In **Nüttermoor** wurde die Solung der Kavernen K17 und K18 Anfang 2008 beendet. Drei weitere (K19, K20, K21) befinden sich im Solprozess.

Die Storengy Deutschland GmbH (bis 30.1.2009 Gaz de France Erdgasspeicher Deutschland GmbH) plant die Errichtung eines Erdgas-Kavernenspeichers mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 730 Mio. m³ in **Ohrensen**

bei Stade. In einer ersten Projektphase ist die Errichtung von 4 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von insgesamt ca. 400 Mio. m³ vorgesehen. Die Inbetriebnahme der Kavernen soll im Jahrestakt im Zeitraum 2015-2018 erfolgen. Der weitere Ausbau findet in Abhängigkeit von der zukünftigen Vermarktung statt. Der Speicher soll über einen Netzanschluss an das Netz der Gasunie Deutschland angeschlossen werden.

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll kurzfristig um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von rd. 700 Mio. m³ verfügen.

Bei der Speichererweiterung in **Rüdersdorf** befindet sich K102 im Solprozess.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

In Norddeutschland hängen Speicherprojekte unmittelbar mit dem Bau der Ostseepipeline durch das deutsch-russische Konsortium Nord Stream AG vom russischen Wyborg, westlich von Sankt Petersburg, bis in die Nähe von Greifswald zusammen. Die Leitung hat eine wichtige Bedeutung für den europäischen Erdgasmarkt und neue Standorte für Gasspeicher in Deutschland. Die Arbeiten an dem 900 km langen Landabschnitt in Russland haben Ende 2005 begonnen. Nach Vorliegen der letzten Zustimmung durch Finnland, durch dessen Gewässer die Leitung neben Russland, Schweden und Dänemark verlaufen wird, soll der Bau der Ostseetrasse im April 2010 beginnen. Das Projekt soll aus zwei parallelen Strängen bestehen, die Ende 2011 bzw. 2012 fertig gestellt sein und über je 27,5 Mrd. m³/a Transportkapazität verfügen sollen. Die Gesamtinvestitionen für das Projekt werden mit über 7 Mrd. € angegeben. Mit dem Bau der „Nord Stream“ wird eine neue Ära der Versor-

gung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet. Mit der Ostseeleitung kann langfristig die Lieferung großer Erdgasmengen für die Europäische Union ohne Transitstaaten wie der Ukraine, Polen oder Weißrussland gesichert werden. Deutschland wird künftig noch mehr zu einem Erdgas-Transitland werden, da die durch die Ostseeleitung ankommenden Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa bestimmt sein werden. Innerhalb Deutschlands soll das Gas von der Erdgasübernahmestation in Lubmin über zwei große Anbindungsleitungen nach Süden bis Tschechien (OPAL) sowie nach Südwesten bis zum Gasspeicher Rehden (NEL) führen. Für die OPAL haben die Verlegearbeiten begonnen. Die NEL befindet sich in der Genehmigungsphase.

Für die Untersuchung der Salzstruktur **Moeckow** wurde durch das Bergamt Stralsund ein Hauptbetriebsplan zur Aufsuchung zugelas-

sen. Die erste Bohrung konnte Anfang 2008 erfolgreich beendet werden. Zudem erfolgten seismische und in 2009 gravimetrische Untersuchungen. Die Genehmigungsverfahren für das Speicherprojekt laufen.

Die ZMB GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH (seit August 2009 Verschmelzung mit GAZPROM Germania), hat auf der Struktur **Hinrichshagen** bei Waren in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durchgeführt. Als Speicherhorizont kommen Sandsteine des Unteren Jura in etwa 700 m Teufe in Frage, die bereits in den 1970er Jahren durch Bohrungen auf ihre Eignung als Erdgasspeicher erkundet wurden. In 2008 wurden drei Erkundungsbohrungen und Ende 2008 eine 3D-Seismik durchgeführt (ausführliche Beschreibung bei OBST 2008). Nach Mitteilung der GAZPROM Germania GmbH an das Bergamt Stralsund besitzt das Speichergestein die für eine Erdgasspeicherung notwendigen Eigenschaften. Die Abdeckung des Speichergesteins ist gegeben. Allerdings fragmentieren geologische Störungen die Gesamtstruktur, so dass nur Teilbereiche als Erdgasspeicher geeignet sind. Weitere Arbeitsschritte und Untersuchungen sollen die tatsächlichen Nutzungsmöglichkeiten der Struktur Hinrichshagen unterlegen.

Die Erkundung der Aquiferstruktur **Schweinrich** bei Wittstock durch die GAZPROM Germania (OBST 2008) wurde Mitte 2009 eingestellt. Die Analyse der gewonnenen Daten einer Aufschlussbohrung zeigen zwar günstige petrophysikalische Speichereigenschaften, die abdeckenden Schichten oberhalb des Speichergesteins sind aber nicht im erforderlichen Maße ausgeprägt, um eine sichere Gasspeicherung zu gewährleisten.

VNG und Gazprom Export/Gazprom Germania bereiten gemeinsam den Bau und Betrieb des **UGS Katharina** vor. Dazu wurde im Mai 2009 die Firma Erdgasspeicher Peissen GmbH gegründet. In den kommenden 15 Jahren soll in

Sachsen-Anhalt in der Magdeburger Börde, in einer Steinsalzlagerstätte des Bernburger Sattels, ein Arbeitsgasvolumen von knapp 600 Mio. m³ geschaffen und der Speicher über eine 37 km Leitung an die Fernleitung JAGAL angeschlossen werden.

Ein Projekt, dass zwar in Österreich liegt, dessen Betrieb aber für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, ist der in Grenznähe liegende Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg. Er wurde durch ein Firmenkonsortium von RAG, WINGAS und GAZPROM export eingerichtet, im Mai 2007 in Betrieb genommen und ist mit dem deutschen Leitungsnetz verbunden. Der Speicher kann somit für den saisonalen Ausgleich in Deutschland aber auch in Österreich genutzt werden. Er wird derzeit im Rahmen der zweiten Ausbaustufe von 1,2 Mrd. m³ auf 2,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen zu einem der größten Erdgasspeicher in Europa ausgebaut. Durch den Ausbau erfolgt eine Erweiterung der Ein- und Auslagerleistung von 500 000 m³/h auf 1 Mio. m³/h. Die Fertigstellung ist für April 2011 geplant.

Ein weiteres Speicherprojekt, das in den Tabellen nicht berücksichtigt ist aber eine entscheidende Bedeutung für die deutsche Speichersituation darstellt, ist der Speicher **7Fields** in Oberösterreich. Das Projekt umfasst nach Angaben der E.ON Gas Storage GmbH (EGS) die Umwandlung von sechs leer geförderten Gaslagerstätten (eine als „upside potential“) zu einem gemeinsamen Speicher mit Anbindung an das deutsche Leitungsnetz. Das Projekt 7Fields wird von einem Joint Venture mit den Partnern RAG und EGS entwickelt. Der Speicher wird in 3 Phasen ausgebaut, wovon die erste Phase zum 1. April 2011 in Betrieb gehen wird. Die erste Ausbauphase wird über ein Arbeitsgasvolumen von 1,155 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 400 000 m³/h bzw. 600 000 m³/h verfügen. Nach Endausbau in 2017 wird der Speicher über ein Arbeitsgasvolumen von 2,075 Mrd. m³ und Ein- und Auslagerleistungen von 721 000 m³/h bzw. 1,081 Mio. m³/h verfügen.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2009).

Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe	Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	110 674	389	Turkey	1 600	2
Russia*	95 561	22	Spain	1 459	2
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1 350	2
Germany ¹	20 800	47	Australia	1 134	4
Italy	16 755	11	China	1 140	6
Canada	16 413	52	Denmark	820	2
France	11 913	15	Belarus*	750	2
Netherlands	5 000	3	Croatia	558	1
Uzbekistan*	4 600	3	Belgium	550	1
Kazakhstan*	4 203	3	Japan	550	4
Austria	4 184	6	Bulgaria	500	1
Hungary	3 720	5	Ireland	210	1
United Kingdom	3 700	6	Portugal	150	1
Czech Republic	3 073	8	Armenia*	110	1
Romania	2 760	6	Argentina	100	1
Slovakia	2 720	2	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2 300	1	Sweden	9	1
Poland	1 660	6	Summe	352 966	631

Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2009 ergänzt.

* Staaten der GUS

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 352 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 630 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 7). Von diesen Speichern befinden sich etwa 28 Prozent in Europa/CIS und 70 Prozent in den USA und Kanada. In umgekehrtem Verhältnis stellen die Speicher in Europa/CIS etwa 63 Prozent und die nordamerikanischen Speicher nur etwa 36 Prozent des Arbeitsgasvolumens zur Verfügung. Deutschland ist in der EU die größte und nach den USA, Russland und der Ukraine weltweit die viertgrößte Speichernation gemessen am Arbeitsgasvolumen. In der Welt dominieren mit etwa 83 Prozent die Speicher in ehemaligen Erdöl- und Erdgasfeldern, etwa 12 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 95 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 5 Prozent der Kavernenspeicher. Durch den hohen Anteil

von Kavernenspeichern im Vergleich zum Weltdurchschnitt sind in Deutschland rd. 60 % der Speicherkapazitäten in Porenspeichern und 40 % in Salzkavernen installiert.

Die Arbeitsgruppe 2.1 des Working Committees der International Gas Union (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) hat im Oktober 2009 auf der 24. Welt Gas Konferenz in Buenos Aires ihren aktuellen Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt vorgelegt. Die „UGS Data Bank“ und die GIS-gestützte Visualisierung der Speicherdaten in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Neben den statistischen Daten und den Speicherkarten wurden ein Speicherglossar und Trends der Speicherentwicklung in den jeweiligen Staaten veröffentlicht. Datenbasis

und Visualisierung sind in metrischen und englischen Einheiten verfügbar. Durch Einbeziehung der nordamerikanischen Speicher wurde eine umfassende Datenbasis zu den UGS in der Welt entwickelt. Der Arbeitsgruppenbericht, inkl. der UGS-Datenbank, der GIS-Visualisierung und des Glossars, ist über die IGU-Website zugänglich (IGU 2009).

Zwischen 1996 und 1999 wurde unter der Federführung der United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE) die UGS-Studie „Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia“ erarbeitet (ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE 1999). Die deutschen

Vertreter haben hierzu einen wesentlichen Beitrag geleistet. Die UN ECE Working Party on Gas hat in 2008 die Überarbeitung und Aktualisierung dieser Studie initiiert. Die Aktualisierung berücksichtigt das veränderte Umfeld des liberalisierten Gasmarktes und würdigt die gestiegene Bedeutung der Gasspeicherung und die technologische Entwicklung in der Speicherindustrie. Zurzeit befindet sich der Fragebogen für die Überarbeitung der Studie in Abstimmung. Dies erfolgt wieder unter Beteiligung deutscher Vertreter, die auf eine aktive Unterstützung durch die deutschen Speicherunternehmen angewiesen sind. Ein Abschluss der Studie ist in 2011 geplant.

6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung

Die deutschen Speicherunternehmen haben sich im Koordinierungsausschuss UGS (K-UGS) zu einer Organisation der Gremien Arbeitskreis Kavernen (AKK), DVGW-AG "Untertagegasspeicherung" und des WEG-Arbeitskreises "Untertagespeicherung" zusammen geschlossen. Der K-UGS dient als Austauschforum für Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen. Neben dem Erfahrungsaustausch werden Stellungnahmen zu Gesetzes- und Verordnungsentwürfen sowie die gemeinsame Bearbeitung vielfältiger technischer Problemstellungen der Speicherung verfolgt. Die Geschäftsstelle ist beim WEG in Hannover angesiedelt und organisiert im halbjährlichen Turnus Tagungen der K-UGS-Mitglieder.

Zur effektiveren Vertretung der technisch-wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber hat der K-UGS sich neu ausgerichtet. Es wurde beschlossen, dass der K-UGS sich als neuer Speicherfachausschuss dem WEG anschließt. Die konstituierende Sitzung des K-UGS im WEG findet im Mai 2010 statt.

Auf Europäischer Ebene wurde im Juni 2003

die entscheidende Grundlage für die Liberalisierung des europäischen Gasmarktes mit der Gasdirektive geschaffen. Im Juli 2005 erfolgte mit dem zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWG) die Umsetzung in deutsches Recht. Von den in der Gasdirektive möglichen Alternativen hat Deutschland den verhandelten Speicherzugang (nTPA) und nicht den regulierten Zugang (rTPA) gewählt. Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts unterliegen die Gasnetzbetreiber einer staatlichen Aufsicht, die seit dem Jahr 2005 durch die Bundesnetzagentur in Bonn wahrgenommen wird. Dabei spielen auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle.

Weitergehende Regeln für die Speicherbetreiber sind in den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) der ERGEG (European Regulatory Group for Electricity and Gas) niedergelegt; sie gelten seit April 2005.

Die Neufassung der Gasdirektive von 2003 erfolgte mit der Verabschiedung des 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paketes in 2009, das eine stärkere Regulierung, verbunden mit größerer Transparenz, wie z.B. durch ein Gesetz gemäß GGPSSO für eine Stärkung der natio-

nenalen Regulierungsbehörden verfolgt. Wesentlich ist, dass derzeit keine Tarifregulierung vorgesehen ist. Eine Umsetzung in nationales Recht hat bis zum März 2011 zu erfolgen.

Der Liberalisierungsprozess im europäischen Gasmarkt wird im Rahmen des „Madrid-Forums“ verfolgt. An dem Forum nehmen die Vertreter der Europäischen Kommission, der Mitgliedsländer, der europäischen und nationalen Regulierer, der Energiehändler und der Speicherbetreiber teil, die sich in der Gas Storage Europe (GSE) zusammengeschlossen haben.

Die GSE ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Der Verband veröffentlicht seit mehr als zwei Jahren Speicherfüllstände der verschiedenen Märkte Europas. Bislang werden diese Daten von den jeweiligen Speicherbetreibern auf freiwilliger Basis gemeldet. Eine Auswertung der Speicher-Füllstände für Deutschland erfolgt seit kurzem auf der Website www.teamconsult.net. Der Winter 2009/2010 gehört historisch zu den kältesten gemessenen in Deutschland und den Nachbarländern. Trotz des hohen Gasbedarfes über Wochen waren die deutschen Speicher nach Auswertung der Zahlen der GSE-Mitglieder Anfang März 2010 noch mit ca. 50 % des Arbeitsgasvolumens gefüllt. Dies ist ein positiver Indikator für eine Versorgungssicherheit (siehe Bericht und Auswertung bei www.teamconsult.net). Die GSE vertritt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission. Zurzeit sind in der GSE 33 Betreiber aus 17 Nationen mit etwa 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa bereitstellen. Die GSE verfolgt eine konstruktive Rolle im liberalisierten europäischen Erdgas- und Speichermarkt und ist hierzu an der Gestaltung von gesetzlichen Regelwerken beteiligt.

Auf Grund der Entwicklung des Gasbedarfes in West-Europa, einhergehend mit einer sinkenden Gasproduktion, wird mit einem steigenden Speicherbedarf in Europa gerechnet. Zahlrei-

che Projekte sind in Planung oder Bau, wie auch aus der Auflistung geplanter Projekte der GSE, die insgesamt ein Arbeitsgasvolumen von 60 Mrd. m³ aufweisen, zu entnehmen ist (www.gie.eu.com).

Deutschland wird mit seinem erheblichen Speicherpotenzial künftig eine wesentliche Rolle als Erdgasdrehscheibe für Westeuropa spielen. Eine zusammenfassende Bewertung von Aufkommen und Bedarf für Erdgas, der Bedeutung von LNG, infrastruktureller Entwicklungen für Transport von Erdgas in Europa sowie der zukünftigen Rolle Russlands für die Erdgasversorgung von Europa finden sich u.a. bei ULBRICH (2005) sowie bei BITTKOW & REMPEL (2008 u. 2009).

Durch das bestehende und das geplante Speichervolumen, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges, die heimische Gasförderung sowie durch günstige geologische Randbedingungen für die Planung neuer Speicher ist die kommerzielle Deckung des Gasbedarfes derzeit in Deutschland gewährleistet. Die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Gasspeicher, ist ebenso gegeben. Das Speichervolumen ist bei Bedarf erweiterbar. Allein in Niedersachsen existieren in Küstennähe zahlreiche große Salzstöcke, die ein geologisches Potenzial für Hunderte von weiteren Kavernen mit einem möglichen Arbeitsgasvolumen in zweistelliger Milliardenhöhe besitzen. Aber auch produzierende oder erschöpfte Öl- und Gasfelder bieten sich zukünftig als Porenspeicher an. Zusätzliche Potenziale bieten tiefe salinare Aquifere; sie erfordern jedoch ein höheres Maß an Exploration und Eignungsuntersuchungen hinsichtlich ihrer Dichtheit.

Auf Grund der größeren Importabhängigkeit hinsichtlich der Gasversorgung und der zu erwartenden Verlagerung der künftigen Versorgung durch Erdgas aus Russland und durch LNG sowie dem gleichzeitigem Rückgang der Anteile aus Westeuropa gibt es auf europäischer und nationaler politischer Ebene immer wieder strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Anlässlich der Gaskrise im Januar 2009 wurde eine nationale Ar-

beitsgruppe zur Frage einer strategischen Erdgasreserve eingerichtet. Sie bestand aus Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie und der Gaswirtschaft. Die Arbeitsgruppe hat ein Dokument (Deutscher Bundestag, Drucksache 16/13922 vom 21.08.2009) mit dem Fazit vorgelegt, dass die Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve nicht notwendig ist. Die vorhandenen kommer-

ziellen Speicherkapazitäten werden zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für ausreichend angesehen. Weiteres kommerzielles Speichervolumen in Milliardenhöhe ist derzeit in der Explorationsphase sowie in Planung und Bau und wird einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Westeuropa leisten.

6.7 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Gasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geographische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2009 in Betrieb befindlichen zwölf Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Deutschland ist zu 97 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher zur Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe (ErdölBeVG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Der Erdölbevorratungsverband (EBV), Körperschaft des öffentlichen Rechts und nationale Institution zur Krisenbevorratung, gibt in seinem Bericht für das abgelaufene Haushaltsjahr (4/08-3/09) eine Vorratspflicht von 19,9 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen „Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle“ an (EBV 2009). Diese Menge liegt über dem Vorjahresniveau (21,1 Mio. t). Für das zum 1.4.2009 beginnende Haushaltsjahr 2009/2010 wurde die Pflichtmenge mit 20,5 Mio. t angegeben. Zum 31.3.2009

betragen die Bestände des EBV 24,8 Mio. t. Die Reserven stehen im Eigentum des EBV. Mitglieder des EBV sind alle Unternehmen, die Rohöl oder Rohölprodukte nach Deutschland einführen bzw. in Deutschland herstellen. Eine Bundesrohölreserve existiert nicht mehr. Sie wurde nach einem Beschluss der Bundesregierung 1997 nach und nach verkauft, die letzte Tranche im Herbst 2001.

Der EBV will den Speicher in Wilhelmshaven-Rüstringen, den größten seiner vier Lagerstandorte, um zunächst vier Kavernen erweitern. Die beauftragte Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hat Ende August 2008 eine Aufsuchungsbohrung (K801) abgeteuft und Mitte 2009 mit dem Solbetrieb begonnen. Bis 2018 sollen die vier Kavernen mit einem Gesamtvolumen von rd. 3,8 Mio. m³ fertig gestellt sein.

Die Ölkavernen des EBV in Wilhelmshaven und der IVG AG in Etzel sind über die Nord-West-Ölleitung mit dem Ölterminal in Wilhelmshaven verbunden, das im November 2008 sein 50-jähriges Bestehen beging. Seither haben über 17 000 Tanker in Wilhelmshaven angedockt und etwa 900 Mio. t Rohöl gelöscht.

7 Literatur und nützliche Links

- AFM+E (2008): Gasbevorratung in Deutschland, Sicherheitsrisiko? Ein Diskussionsbeitrag. - Außenhandelsverband für Mineralöl und Energie e.V., Hamburg, Juni 2008. www.afm-verband.de
- ALVERMANN, A. & WALLBRECHT, J. (2005): Quo Vadis UGS? Auswirkungen der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes auf Untertage-Gasspeicher. - Erdöl-Erdgas-Kohle, 121, 11; Hamburg.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. - Arlington.
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009. - Berlin/Köln. www.ag-energiebilanzen.de
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2008): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (1). Erdöl-Erdgas-Kohle, 124, 11, S. 444-452; Hamburg, Wien.
- BITTKOW, P., REMPEL, H. (2009): Edelenergie Erdgas - Der Europäische Markt und die zukünftige Rolle Russlands (2). Erdöl-Erdgas-Kohle, 125, 1, S. 11-19; Hamburg, Wien.
- BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. - EW/Prognos-Studie, Kurzfassung.
- BUNDESNETZAGENTUR (2008): Monitoringbericht. - Bonn. <http://www.bundesnetzagentur.de>
- ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. - United Nations, Geneva.
- EG-RICHTLINIE 2009/31/EG (2009), veröffentlicht im Amtsblatt der EU Nr. L140 vom 5.6.2009, S. 114.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2009): Geschäftsbericht 4/08-3/09. - Hamburg. www.ebv-oil.de
- GREWE, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. - Münster.
- GRIGO, W & DÖRNE, P. (2009): Von der Salzgewinnung zur Energierohstoffspeicherung – Die Entwicklung des Kavernenfeldes Epe im Spannungsfeld zwischen Naturschutz, Rohstoffversorgung und Beitrag zur Sicherung der deutsch-niederländischen Erdgasversorgung. - Vortrag und Veröffentlichung anlässlich Tagung Energie und Rohstoffe, 9.-11.9.2009, Goslar.
- HÖFFLER, F. & KÜBLER, M. (2006): Demand for storage of natural gas in northwestern Europe. A simulation based forecast 2006-2030 - Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn 2006/9.
- INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2009): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 24. World Gas Conference in Buenos Aires Statusbericht weltweiter Gasspeicherung. <http://www.igu.org/html/wgc2009/committee/WOC2/WOC2.pdf>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- LANGER, A. & SCHÜTTE, H. (2002): Geologie norddeutscher Salinare. - Akademie d. Geowissensch., 20, S. 63-69; Hannover.
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- OBST, K. (2008): Möglichkeiten der Unterspeicherung für Erdgas und CO₂ im Nordosten Deutschlands. – Zeitschr. f. Geol. Wiss., 36, S. 281-302; Berlin.
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109; Hannover.
- SIBBE, S. (2007): Potentiale von Leistungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. - Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.
- WALLBRECHT, J. et al (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2010): Jahresbericht 2009, Zahlen und Fakten. - Hannover. www.erdoel-erdgas.de

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Allmenhausen	E.ON Thüringer Energie AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	380	62	62	62
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	670	440	440	238
Berlin	GASAG Berliner Gaswerke AG	Aquifer	750 - 1000	Buntsandstein	1085	780	780	225
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3140	1441	1800	1200 ¹
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2075	1080	1080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Dötlingen	BEB Speicher GmbH, ExxonMobil Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4058	1580	2025	840
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH, N-Ergie	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130 ¹
Frankenthal	Enovos Deutschland AG, Creos Deutschland GmbH	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	300	80	80	130
Fronhofen-Illmensee	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Ölfeld	1750 - 1800	Muschelkalk	153	35	70	75
Hähnlein	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100 ¹
Inzenham	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	215	215	400
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	240	190	190	125
Lehrte	E.ON AVACON AG	ehem. Ölfeld	1000 - 1150	Dogger (Cornbrash)	120	35	74	50
Rehden	Wintershall Hold. GmbH, WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7000	4200	4200	2400
Reitbrook	GDF SUEZ E&P	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH, Gasversorgung Süd-deutschland GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45 ¹
Schmidhausen	GDF SUEZ E&P	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45 ¹
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90 ¹
Uelsen	ExxonMobil Production Deutschland GmbH für BEB Speicher GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1220	750	750	450
Wolfersberg	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Litho.-Kalk)	583	365	365	240
Summe					24260	12745	13623	8245
in Planung oder Bau								
Behringen	Storengy Deutschland GmbH	ehem. Gasfeld	630	Zechstein	2300	-	1000	-
Summe					2300	-	1000	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2009. *Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. ¹) Maximalrate (kurzzeitig)

Tab. 26a: Erdgas-Kavernenspeicher in Betrieb.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780 - 950	Zechstein 2	856	664	924	920 ¹
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	34	500 - 700	Zechstein 2	1410	1091	1162	1000
Bremen-Lesum-SWB	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	83	68	68	160
Bremen-Lesum-EM	ExxonMobil Gas Storage GmbH	2	1300 - 1780	Zechstein 2	247	160	160	220
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG		580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	4	1300 - 1800	Zechstein 2	300	136	284	360
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	36	1090 - 1420	Zechstein 1	2363	1869	2110	2894 ²
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein	469	372	372	400
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1100 - 1420	Zechstein 1	285	216	216	500
Epe-RWE	RWE Gasspeicher GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	606	478	478	870
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1180 - 1500	Zechstein 1	161	128	128	300
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	9	900 - 1100	Zechstein 2	770	485	485	1310
Harsefeld	ExxonMobil Production Deutschland GmbH für BEB Speicher GmbH	2	1150 - 1450	Zechstein	186	128	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650 - 1400	Zechstein	403	295	295	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1250 - 1600	Rotliegend	83	43	43	100
Kraak	E.ON-Hanse AG	3	900 - 1100	Zechstein	216	190	280	200
Krummhörn	E.ON Gas Storage GmbH	3	1500 - 1800	Zechstein 2	54	39	232 ³	200 ²
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750 - 1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE AG	16	950 - 1300	Zechstein	1452	1068	1068	1300
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	1	1300 - 1450	Zechstein	100	65	65	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	3	800 - 1100	Zechstein 1	178	110	110	100
Rüdersdorf	EWE AG	1	900 - 1200	Zechstein	58	47	47	70
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE Gasspeicher GmbH	4	400 - 1130	Zechstein	242	200	200	250
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	8	1000	Zechstein	217	187	187	280
Summe		178			10777	8059	9074	12349

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2009.

* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kissengasvolumen.

¹ : Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt ² : Maximalrate (kurzeitig) ³ : nach Reparatur/Nachsollung und Erweiterung in 2011

Tab. 26b: Erdgas-Kavernenspeicher in Planung oder Bau.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau- Entnahmerate
			m		Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	Mio. m ³ (V _n)	1000 m ³ /h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	4	800 - 860	Zechstein 2	332		260	-
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	2	500 - 700	Zechstein 2	88		71	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	-
Epe-CGS	Continental Gas Storage Deutschland GmbH	3	1000 - 1400	Zechstein 1	292		177	-
Epe-ENECO	ENECO Store GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	175		125	-
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	4	1120 - 1200	Zechstein	220		172	-
Epe-KGE	KGE - Kommunale Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	4	1100 - 1400	Zechstein	250		180	-
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	3	1100 - 1420	Zechstein 1	154		330	-
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	1	1060 - 1400	Zechstein 1	143		109	-
Etzel-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	25	1200	Zechstein	3375		2500	-
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	10	800 - 1000	Zechstein 2	1100		750	-
Etzel-IVG	IVG Caverns GmbH	30	1150	Zechstein 1	3400		2500	-
Jemgum-EON	E.ON Gas Storage GmbH	20	1150 - 1600	Zechstein	2590		2000	-
Jemgum-EWE	EWE AG	5	950 - 1400	Zechstein	-		-	-
Jemgum-WINGAS	WINGAS GmbH & Co. KG	12	1000 - 1600	Zechstein	1620		1200	-
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	1	1250 - 1600	Rotliegend	147		95	-
Kraak	E.ON-Hanse AG	1	1300 - 1450	Zechstein	143		115	-
Nüttermoor	EWE AG	3	950 - 1300	Zechstein	-		-	-
Ohrensen	Storengy Deutschland GmbH	7	1200 - 1500	Zechstein	1305		730	-
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	9	1100 - 1400	Zechstein	1050		600	-
Reckrod-Wölf	Wintershall Holding AG	2	700 - 900	Zechstein 1	150		120	-
Rüdersdorf	EWE AG	1	900 - 1200	Zechstein	-		-	-
Staßfurt	RWE Gasspeicher GmbH	4	850 - 1150	Zechstein	740		600	-
Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	5	1000	Zechstein	150		125	-
Summe		159			17549		12859	-

Quelle: Betreiberfirmen und Bergbehörden, Stand 31.12.2009.

* : Gesamtvolumen = Summe aus maximalem (zugelassenem) Arbeitsgas- und Kessengasvolumen.

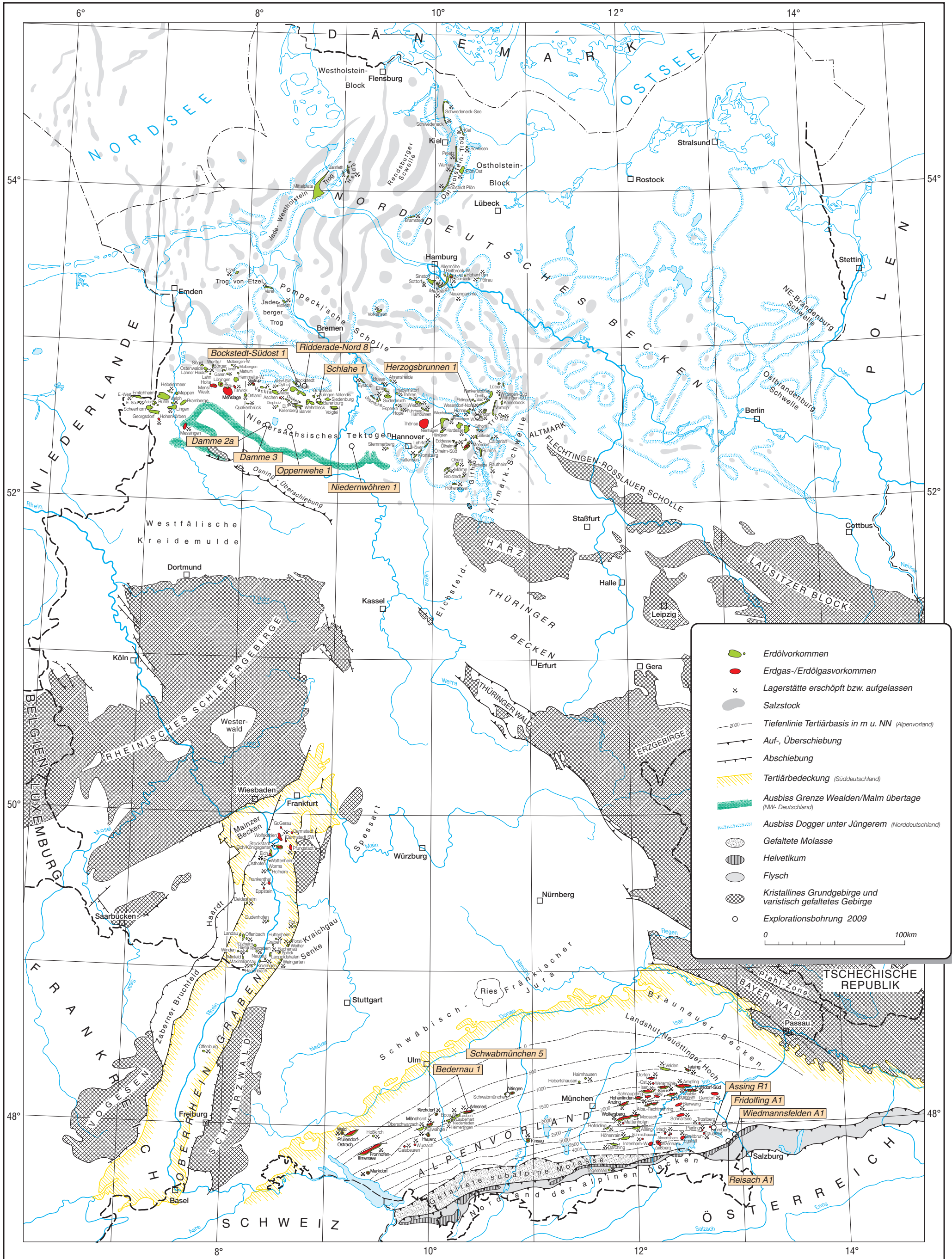
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Anzahl der Einzelspeicher	Füllung	Zustand
			m			
Bernburg-Gnetsch	esco- european salt company GmbH & Co. KG	Salzlager-Kavernen	510-680	2	Propan	in Betrieb
Ble en	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	4 3 1	Rohöl Benzin Heizöl	in Betrieb in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH & Co. KG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	20	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	Shell Deutschland Oil GmbH	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall Holding AG	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Ohrensen	Dow Deutschland GmbH & Co. OHG	Salzstock-Kavernen	800-1100	1 1 1	Ethylen Propylen EDC	in Betrieb in Betrieb außer Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany Olefinverbund GmbH	Salzlager-Kavernen	700-800	2	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	36	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
mme						

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2009

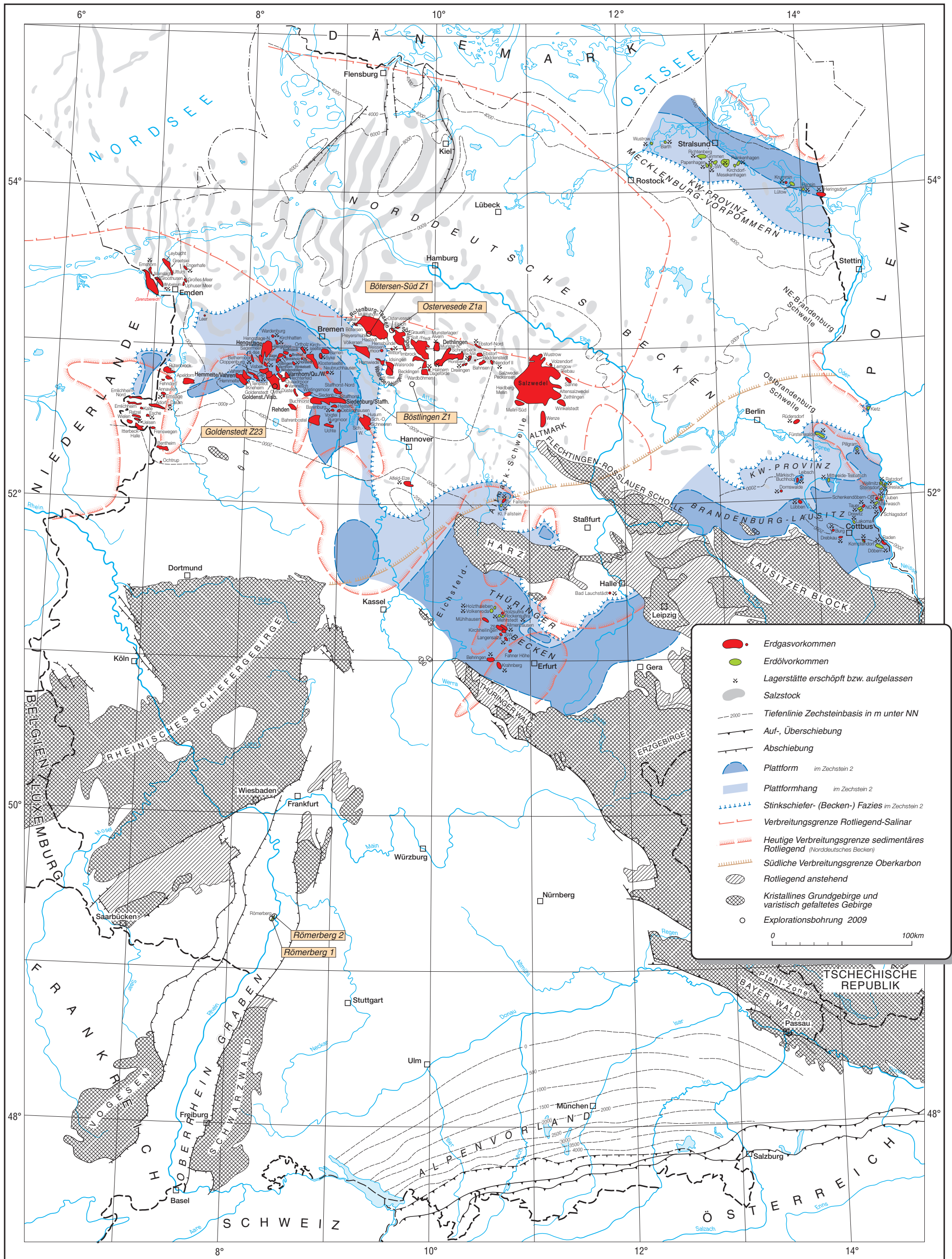
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

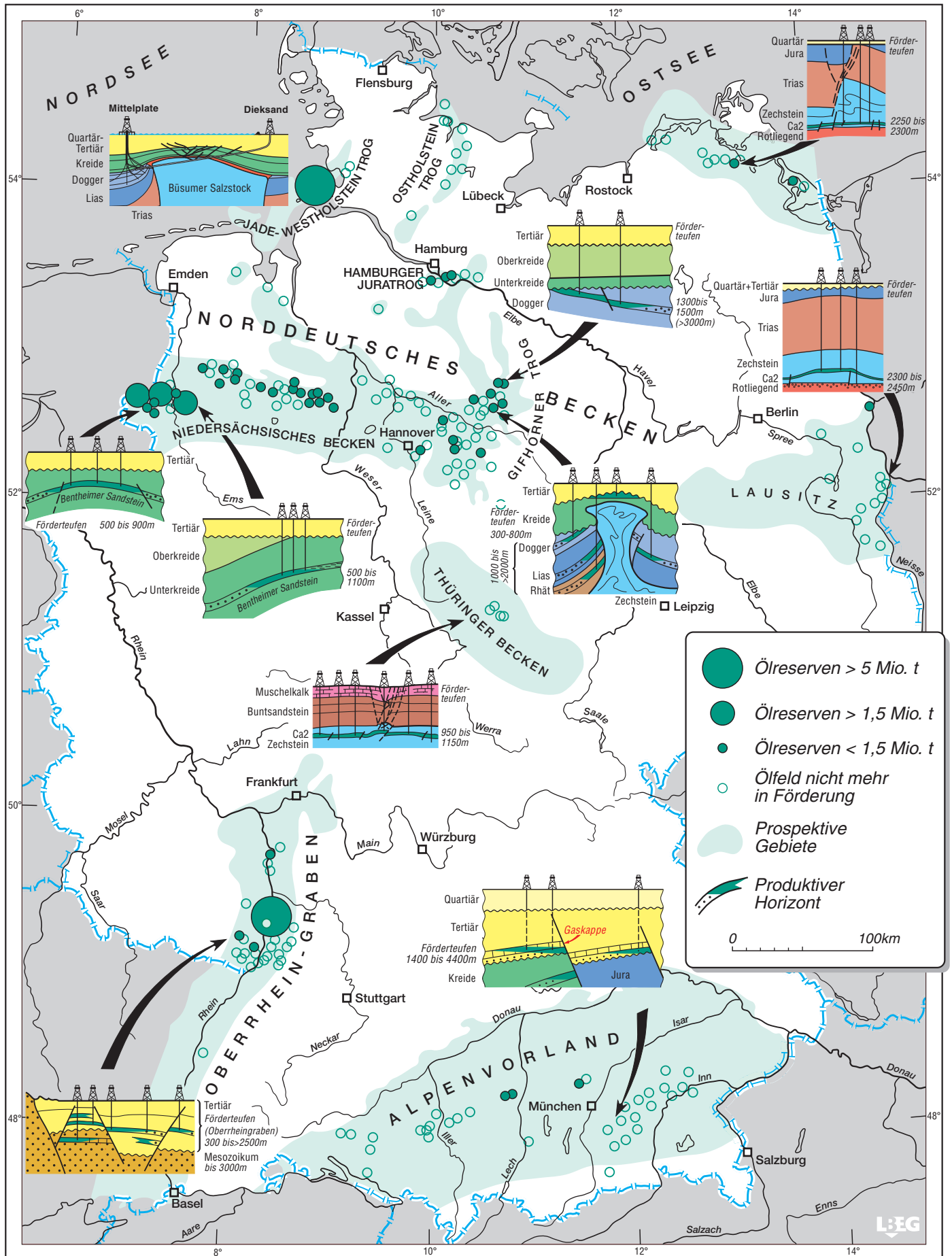
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

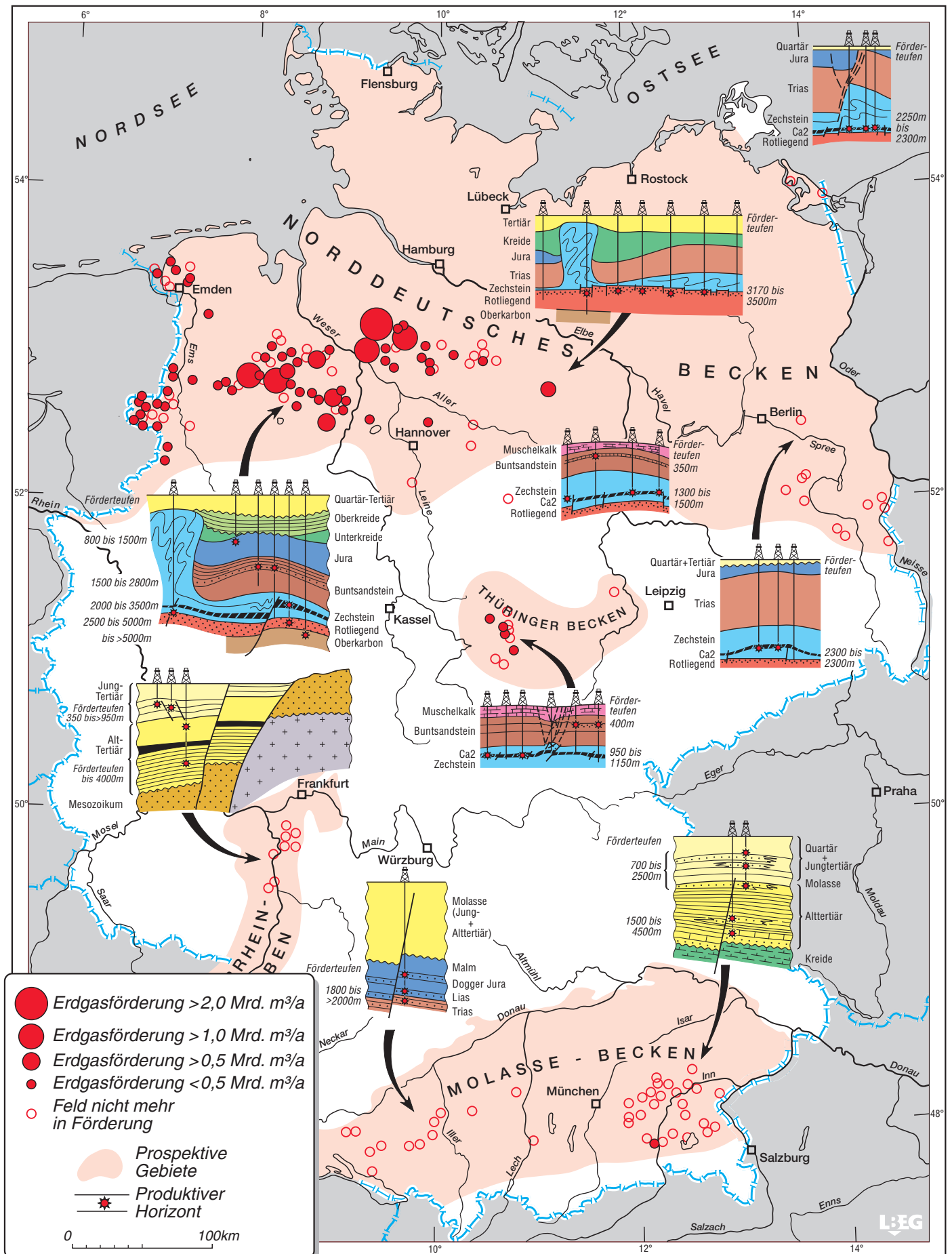


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

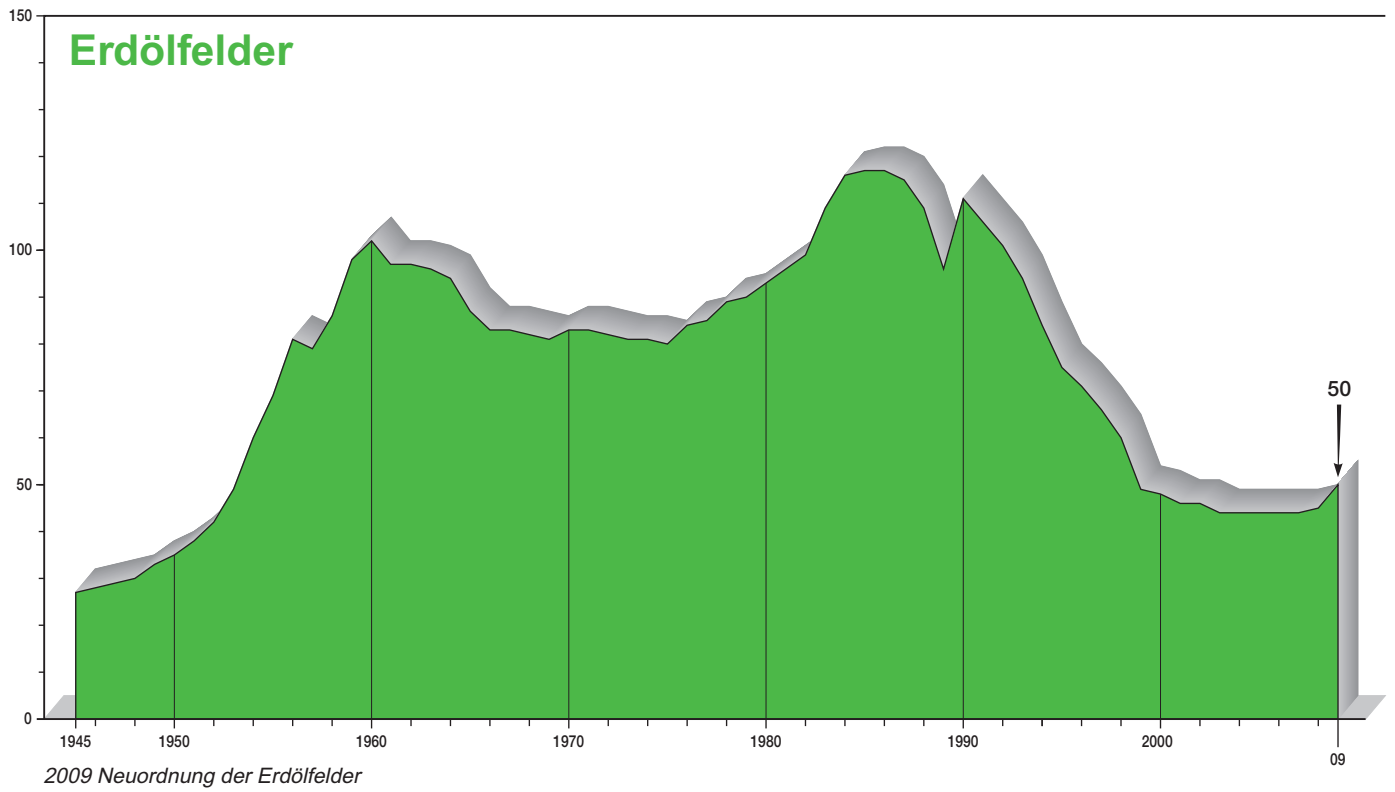
Paläozoikum und Buntsandstein



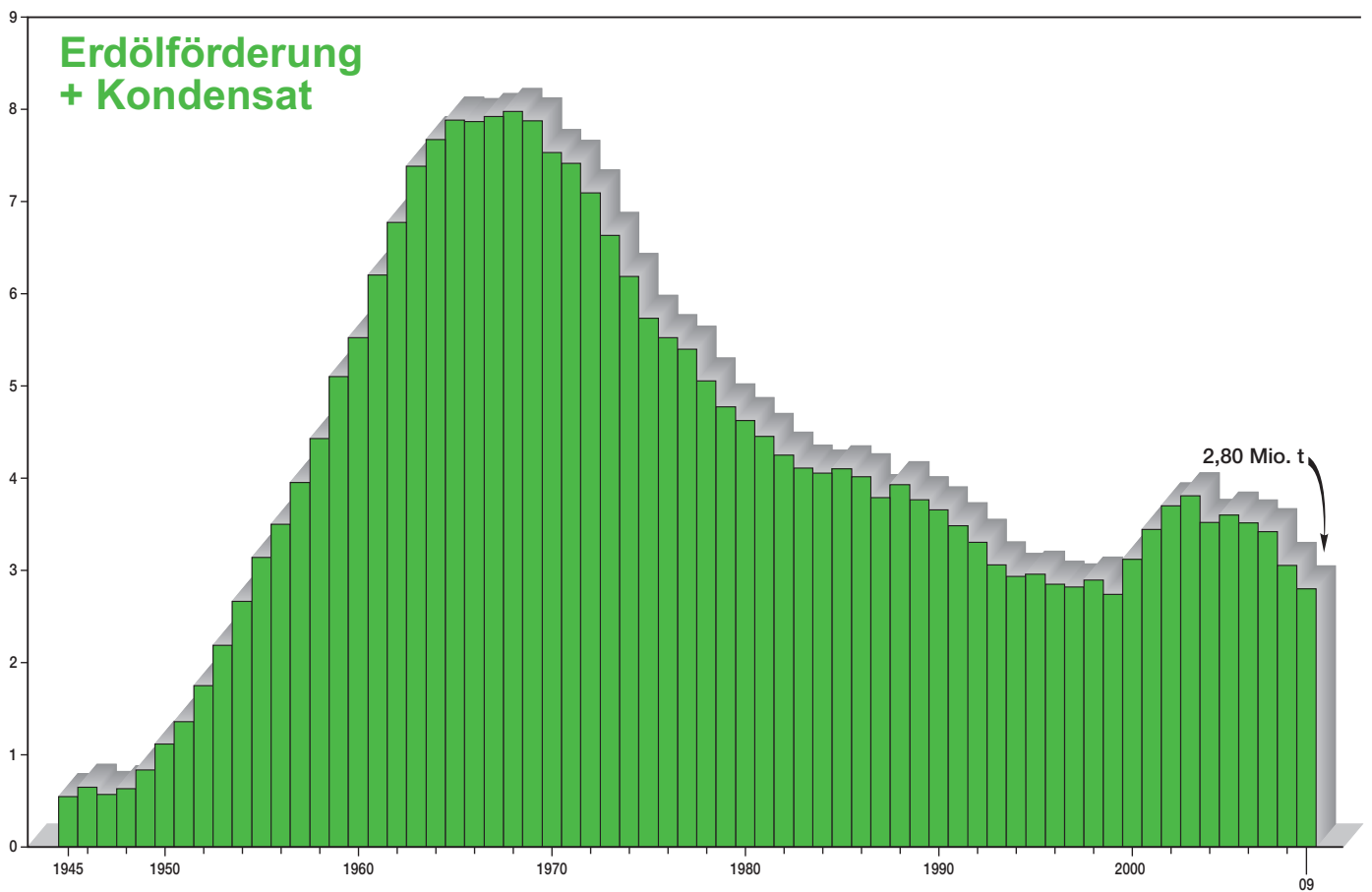




Anzahl

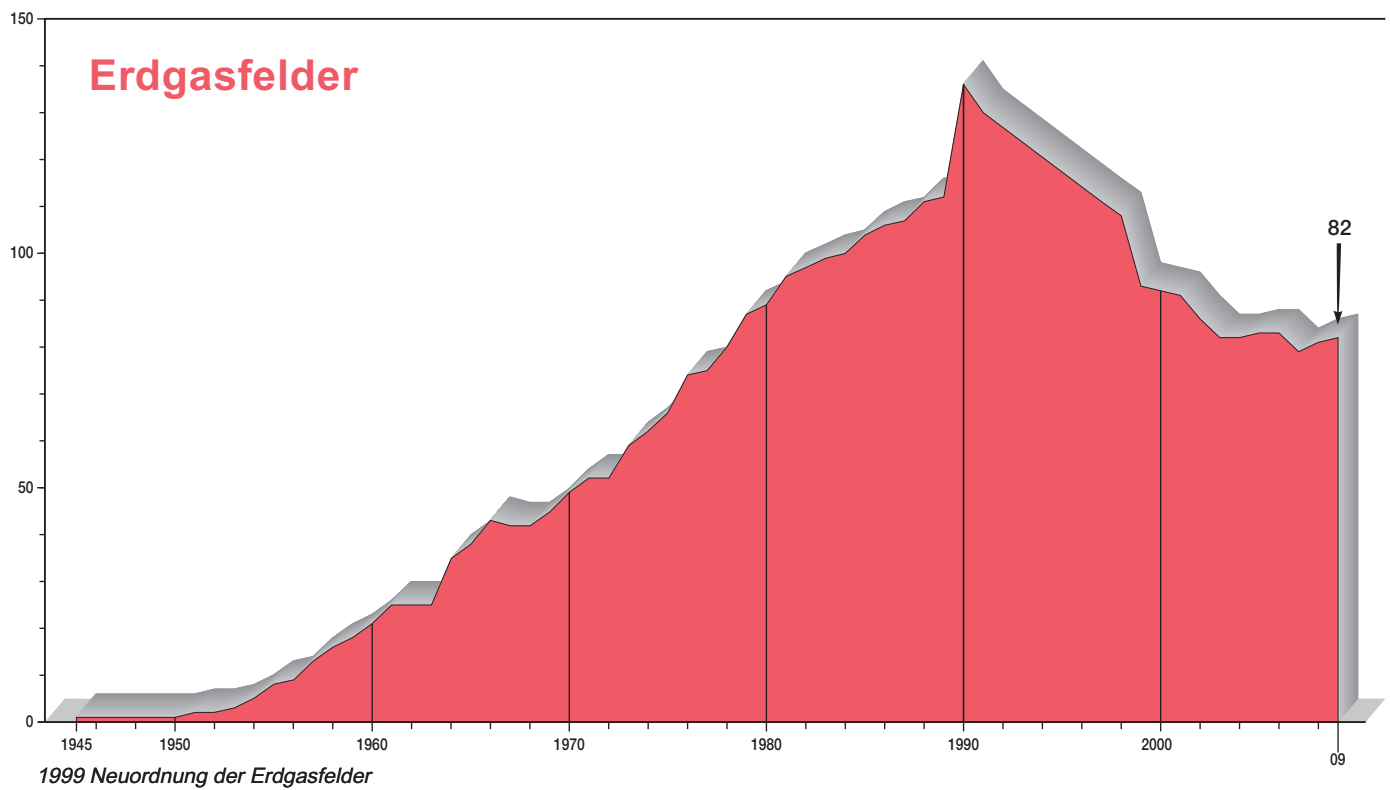


Mio. t

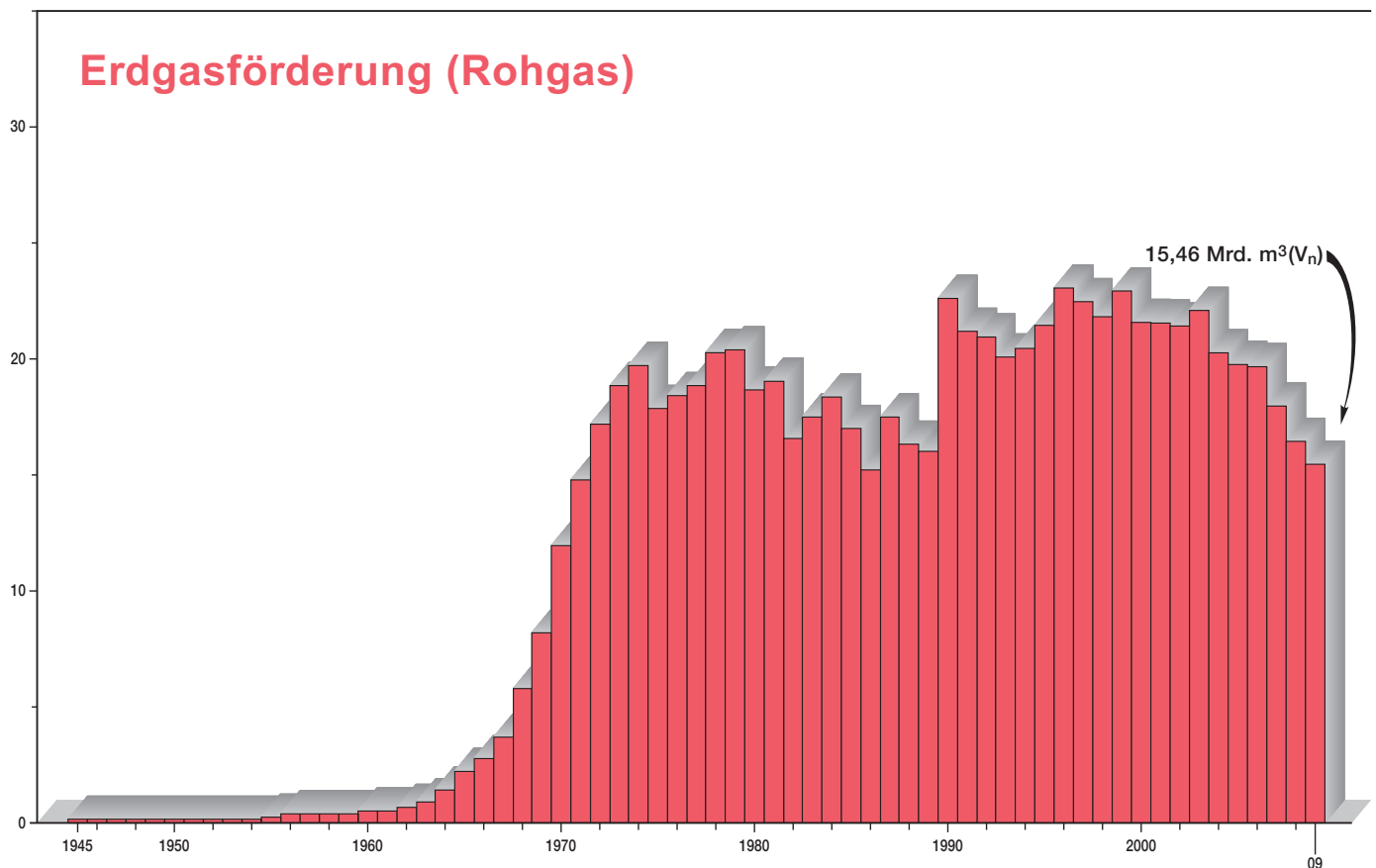


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2009.

Anzahl



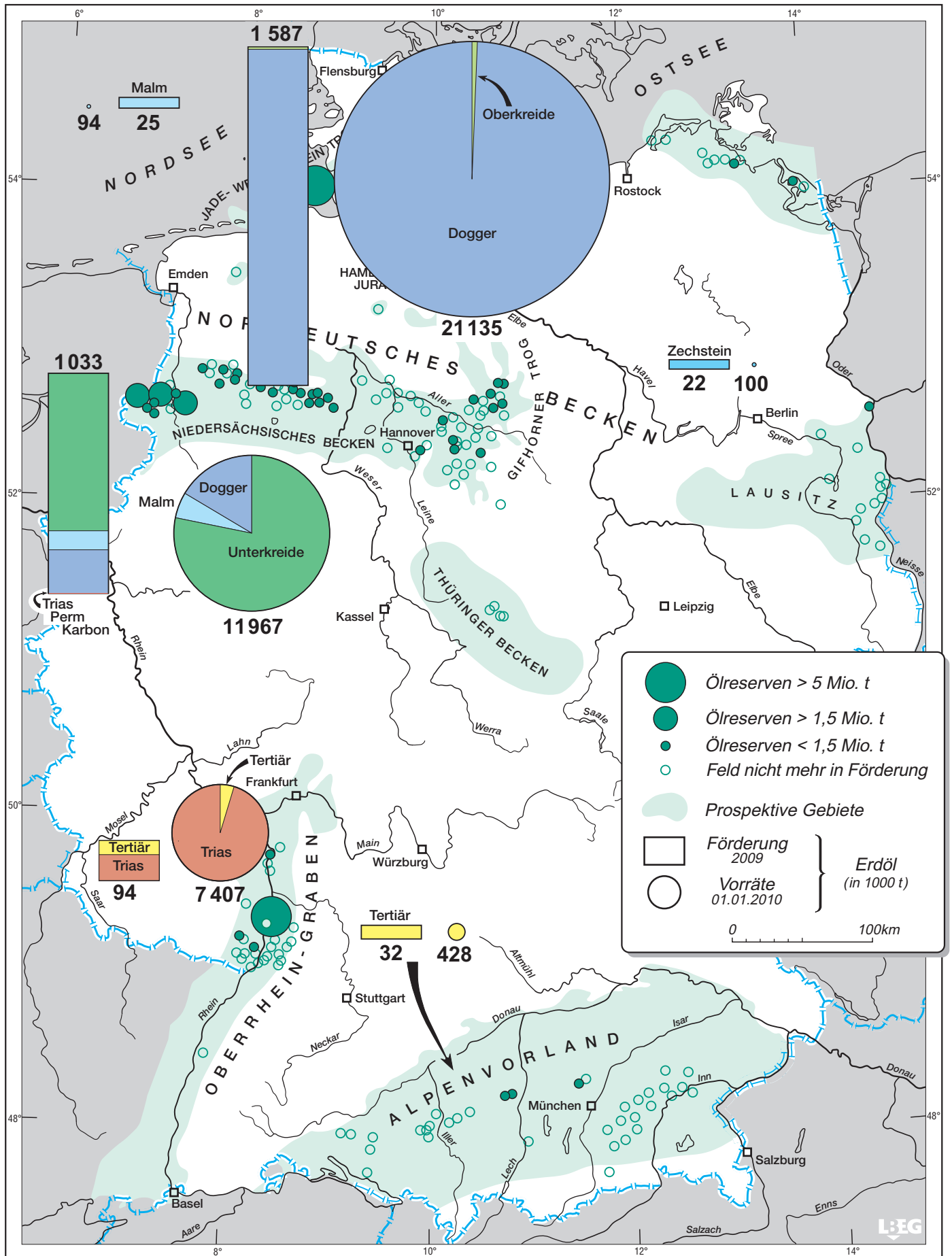
Mrd. m³(V_n)

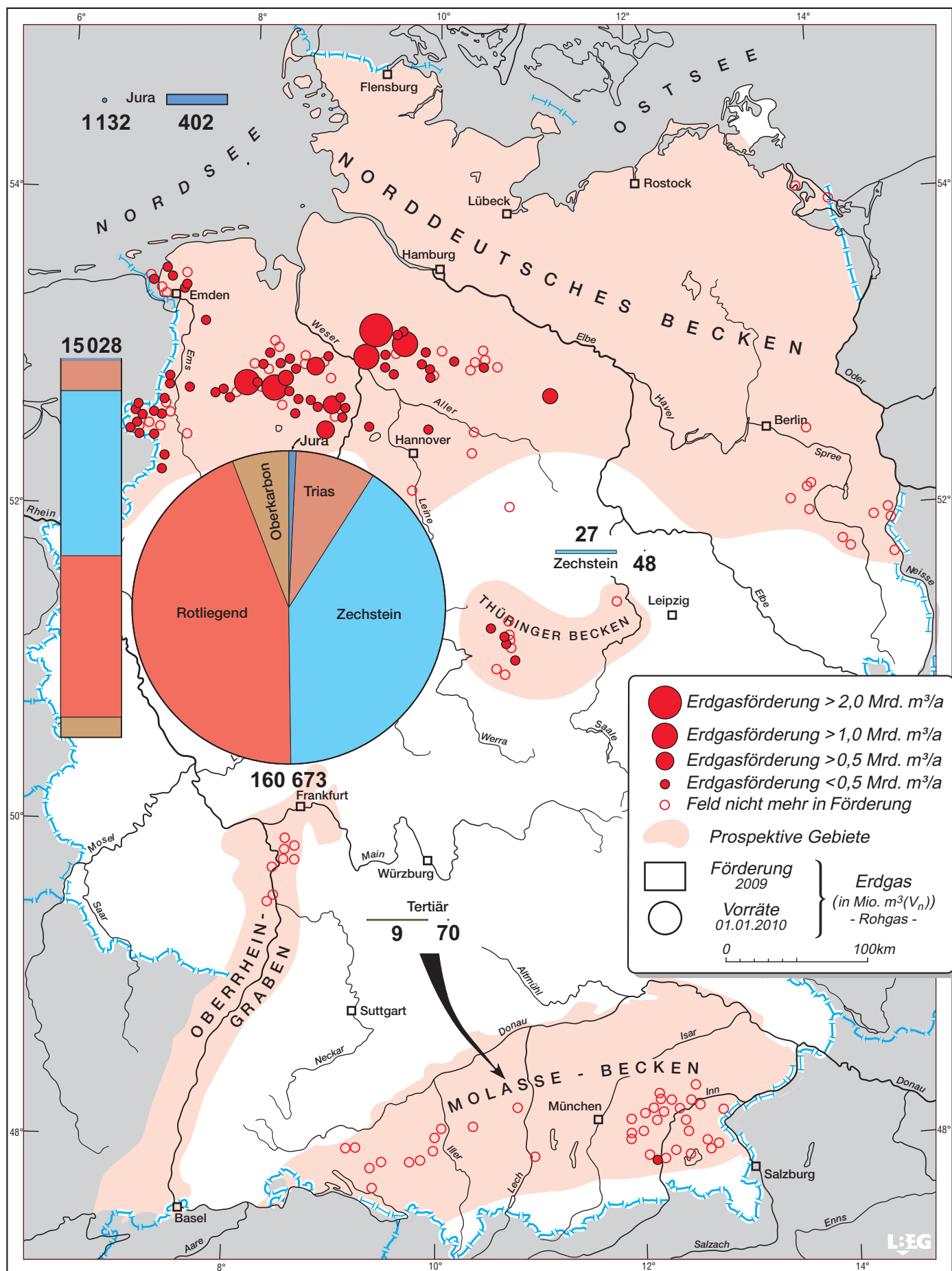


Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2009.

Erdgaslagerstätten in Deutschland		Nordsee		Elbe-Weser																		Weser- Ems																							
		Nordsee A6 / B4		Bahlsen	Becklingen	Dethlingen	Drellingen	Einloh	Hamwiede	Husum / Schneeren	Imbrock	Ostervesede / - SW	Rotenburg / Taaken	Salzwedel / Sanne / Wenze	Söhlingen	Soltau / Friedrichseck	Thönse (Jura)	Thönse (Rhät)	Völkersen / Völkersen-Nord	Wardböhmen / Bleckmar	Walsrode / Idsingen	Weissenmoor	Apeldorn	Bahrenborstel/Burgmoor/Uchte	Bahrenborstel / Uchte	Barenburg / Buchhorst	Barrien	Brinkholz / Neerstedt	Cappeln	Deblinghausen	Dätlingen	Düste	Goldenstedt	Goldenstedt / Oythe	Goldenstedt / Visbek	Greetsiel / Leybucht	Großes Meer	Hemmelte	Hemmelte / Kneheim / Vahren	Hengstlage	Hengstlage / Sage / Sagermeer	Klosterseele			
Stratigraphie																																													
Tertiär	Pliozän																																												
	Miozän (Aquitän)																																												
	Oligozän																																												
	Eozän																																												
	Paläozän																																												
Kreide	Oberkreide																																												
	Unterkreide																																												
Jura	Malm																																												
	Dogger																																												
	Lias																																												
Trias	Keuper																																												
	Muschelkalk																																												
	Buntsandstein																																												
Perm	Zechstein																																												
	Rotliegend																																												
Karbon	Oberkarbon																																												
	Unterkarbon																																												

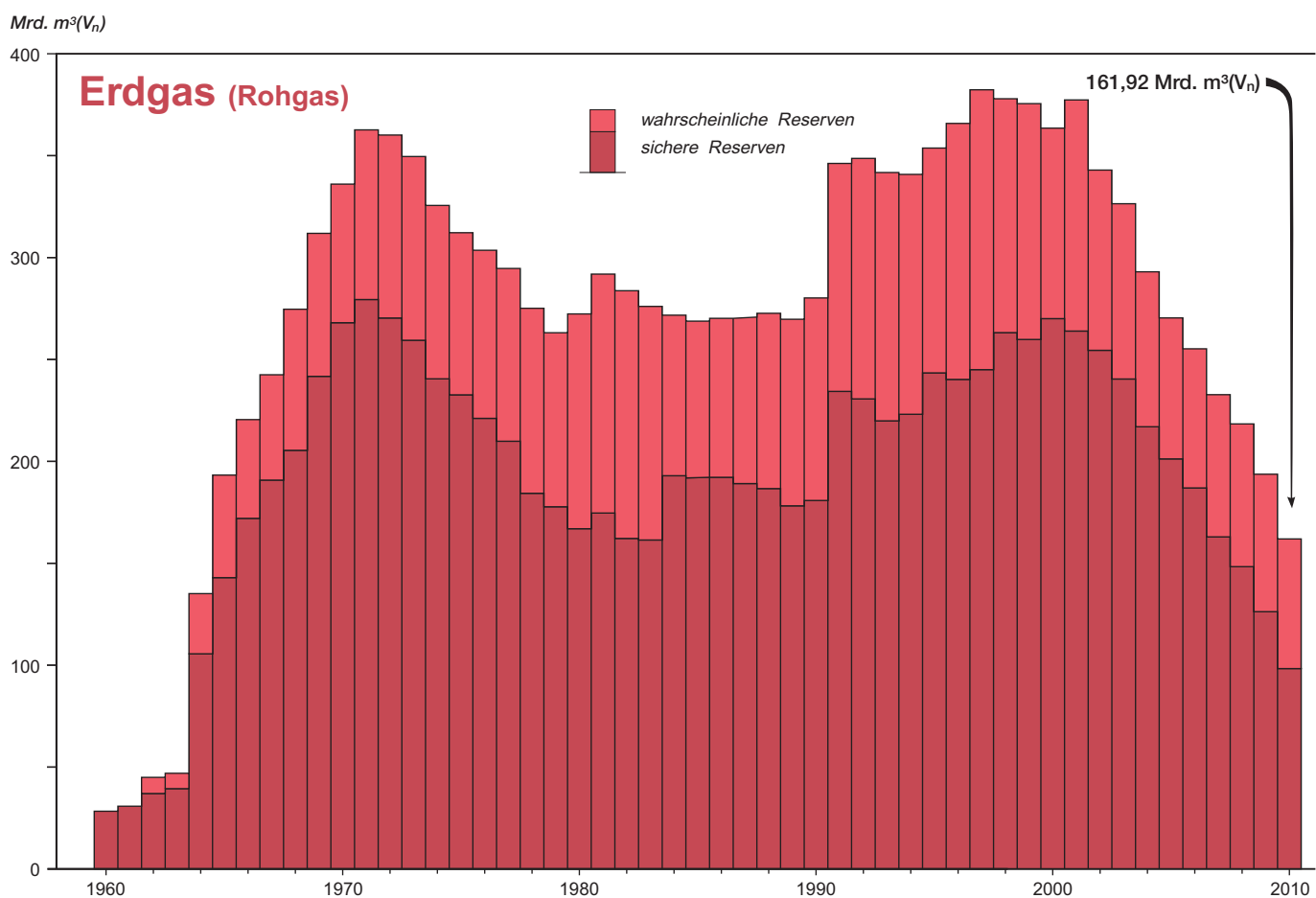
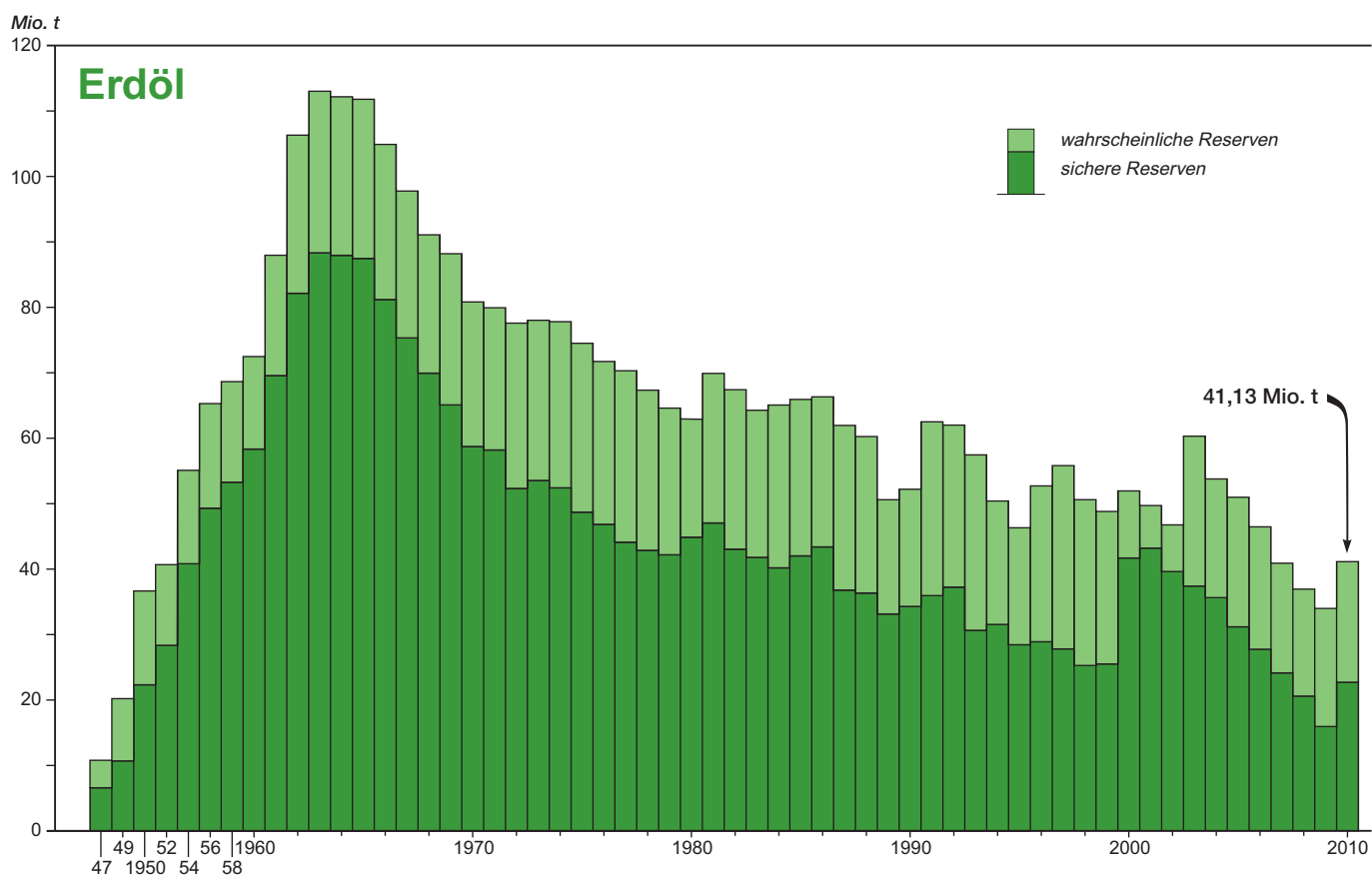
Erdgaslagerstätten in Deutschland		Weser-Ems															westlich der Ems										Thüringer Beck.		N.-M.	Alpenv.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		Kneheim	Leer	Löhningen-Südost / Menslage		Löhningen-West / Holte / Menslage-Westrum		Manslagt	Neubrunchhausen	Rehden	Siedenburg / Staffhorst		Siedenburg-West / Hesterberg		Staffhorst-Nord / Pöpsen		Uphuser Meer	Uttum	Varenesch	Varnhorn / Quaadmoor/Wöstendöllen/Rechterfeld		Wietingsmoor																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						



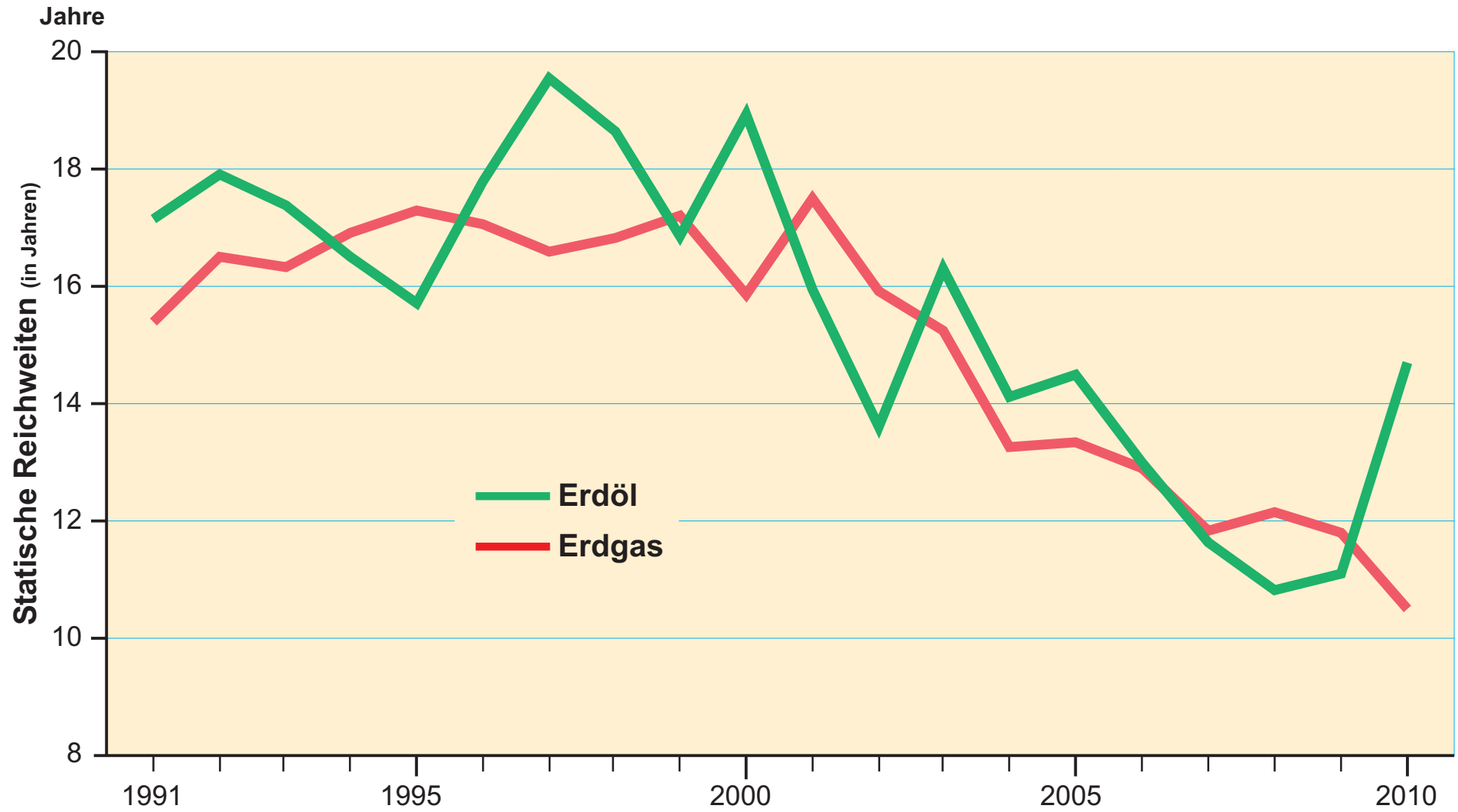


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland

(Stand jeweils am 1. Januar)

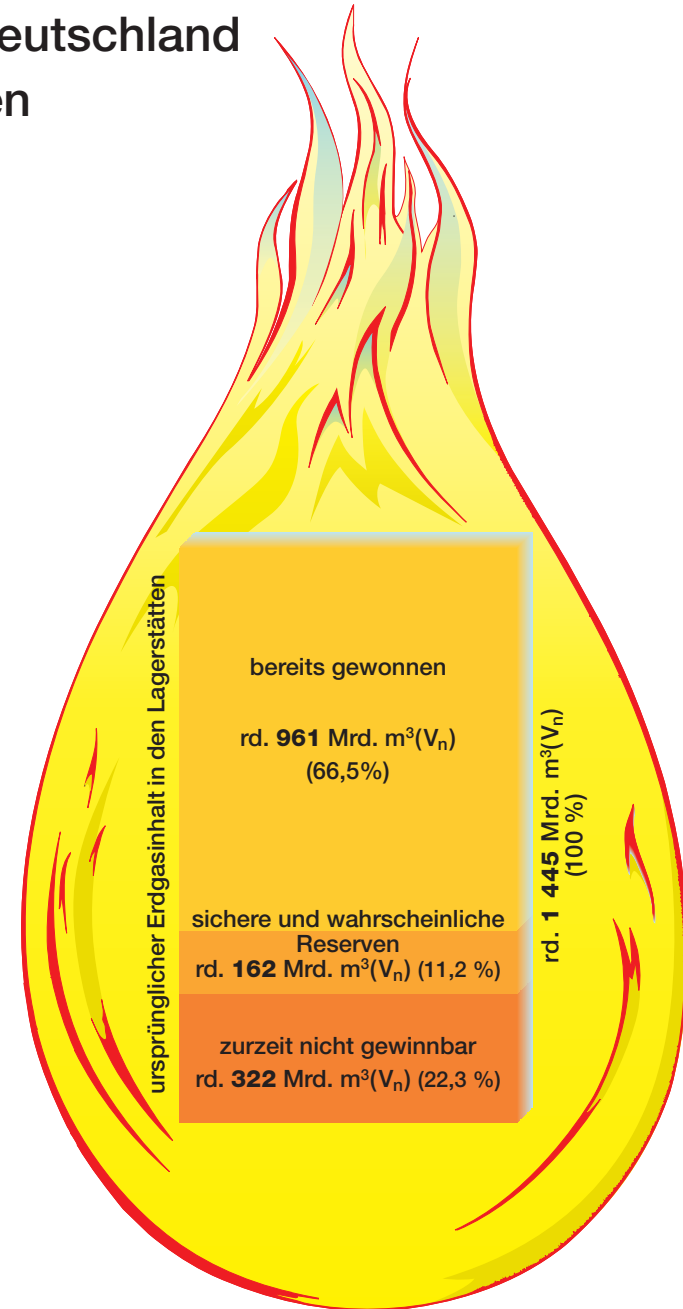
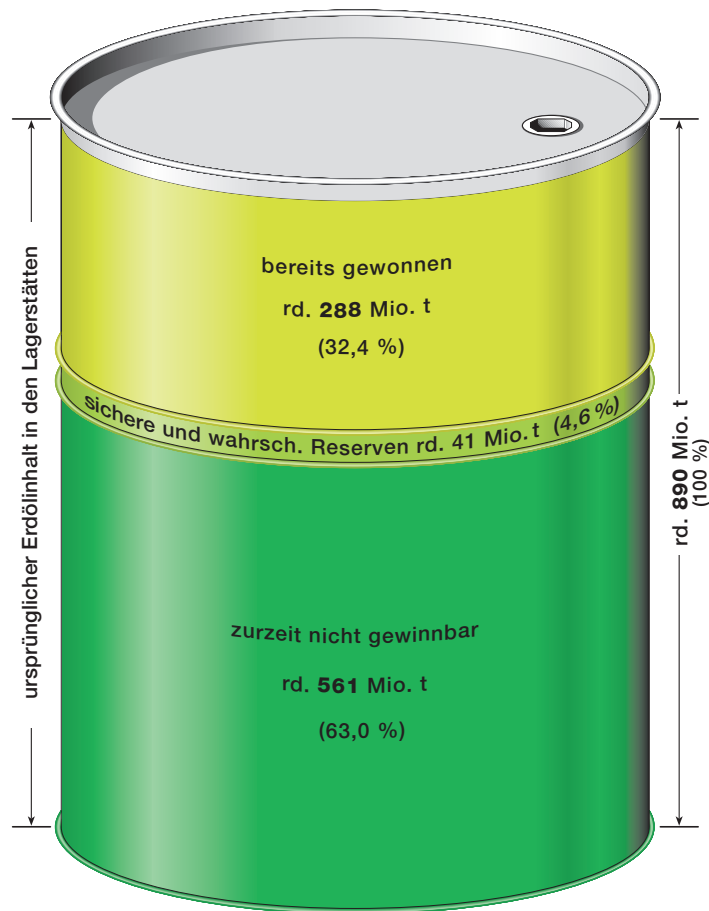


Statische Reichweiten der Reserven

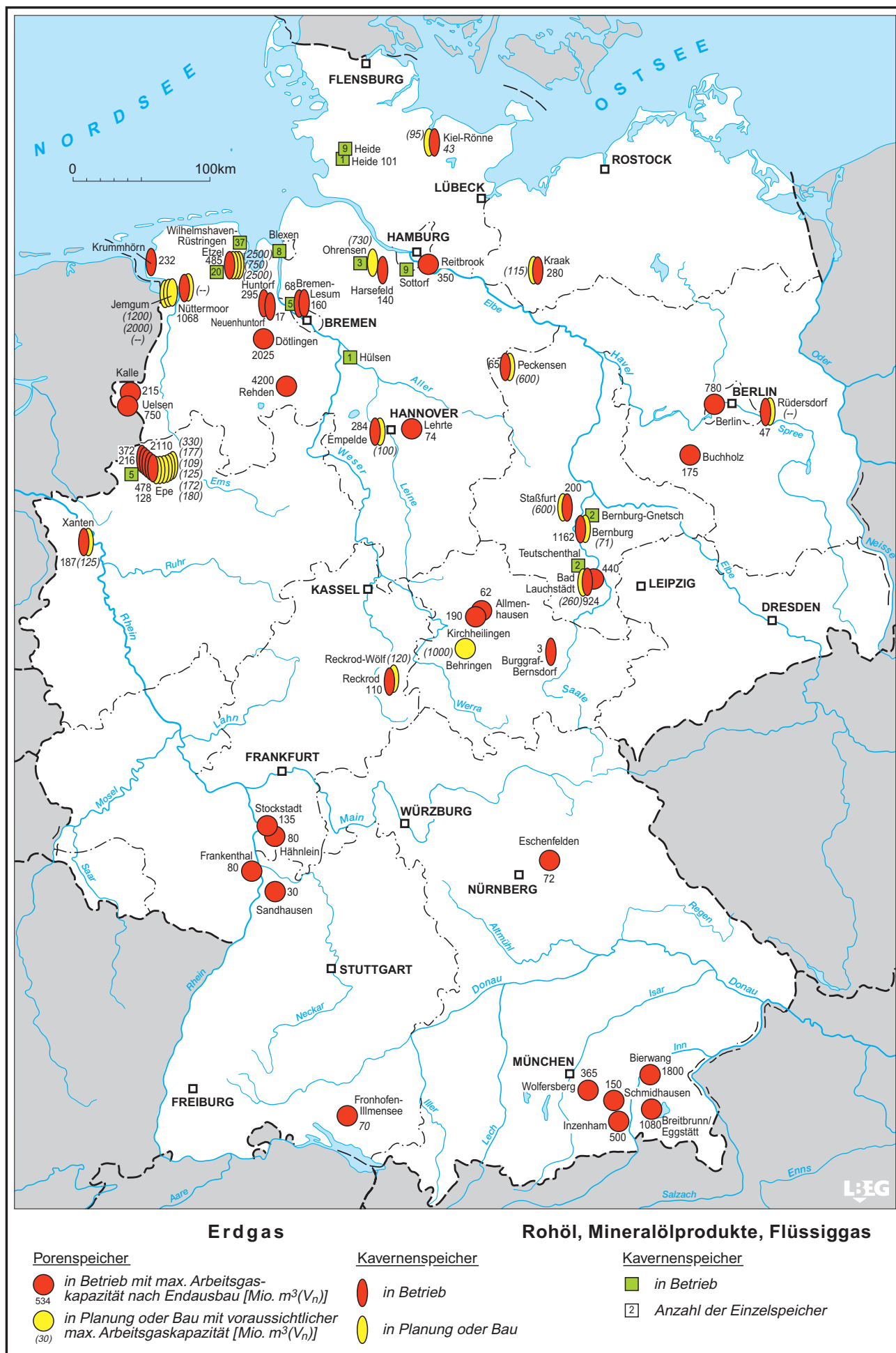


Erdöl und Erdgas* in der Bundesrepublik Deutschland

Kumulative Produktion & Reserven

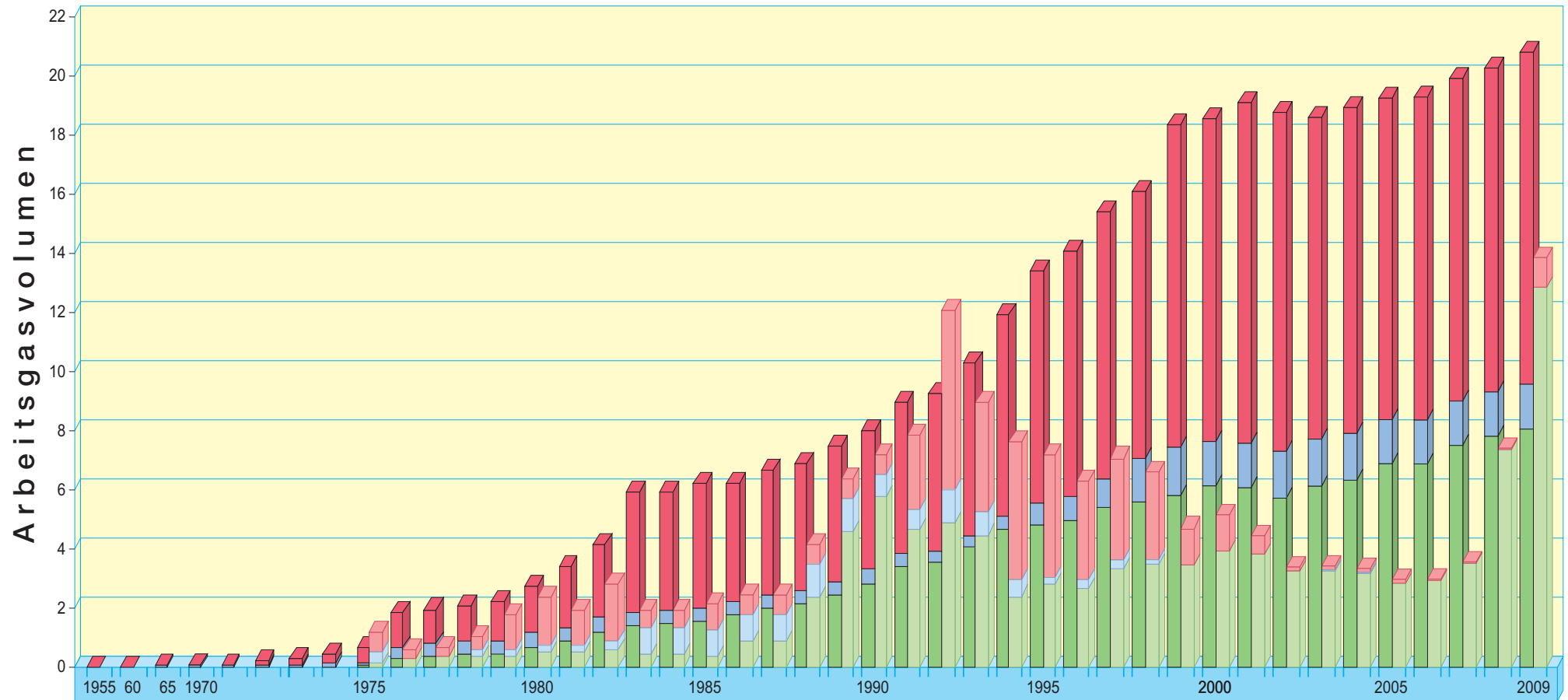


* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³(V_n)



Ehemalige Öl / Gas-Lagerstätten
 Aquifer
 Kavernen
 Betrieb Planung

Quellen: Betreiberfirmen, Jahrbücher der Europäischen Rohstoff- und Energiewirtschaft (VGE Verlag GmbH)