



Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008



Niedersachsen



Landesamt für
Bergbau, Energie und Geologie

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008

Hannover 2009

Titelbild

Das größte Kavernenneubauprojekt Deutschlands wird zurzeit auf dem Salzstock Etzel bei Wilhelmshaven umgesetzt. In den vergangenen 2 ½ Jahren wurden dort mit zeitweise bis zu vier Bohranlagen gleichzeitig 34, größtenteils abgelenkte Bohrungen in die Salzlagerstätte abgeteuft. Dabei werden übertage jeweils 4 bis 7 Kavernenbohrungen auf einem Sammelplatz zusammengefasst.

Die IVG Caverns GmbH als Eigentümerin der Anlage in Etzel beabsichtigt, das Kavernenfeld zur Lagerung von Erdöl und Erdgas von heute 40 Kavernen bis zum Jahr 2022 auf insgesamt 130 Kavernen zu erweitern. Mieter der Kavernen sind Unternehmen der Energiebranche und Erdölbevorratungsorganisationen.

(Foto: DEEP. Underground Engineering GmbH, Text: IVG Caverns GmbH)



© 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.

Das vergangene Jahr werden wir im Hinblick auf die Erdöl- und Erdgasversorgung der Bundesrepublik sowie auf Grund des Auf und Ab der Preise sicher so schnell nicht vergessen. Im Juni gab es den seit 25 Jahren weltweit größten Ölpreisanstieg mit etwa 11 \$/Fass an einem Tag und Experten stellten bereits Prognosen für das Erreichen der Marke von 250 \$/Fass im Jahr 2009. Voller Sorge blickte die westliche Welt auf die „energiehungrigen“ Staaten wie China und Indien. Bis Oktober kletterte der Rohölpreis auf etwa 150 \$/Fass, um dann binnen kurzer Zeit im Umfeld der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise auf unter 40 \$/Fass zu fallen. Zum Jahreswechsel kam es, wie schon vor drei Jahren, zu einem Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine. Durch die kalte Witterung trat in einigen Staaten in Osteuropa eine etwa dreiwöchige Notstandssituation ein. Das Thema der Krisenbevorratung für Erdgas - seit Mitte des Jahres mehrfach Thema im Bundeswirtschaftsministerium, den Verbänden und in der Presse - war damit hochaktuell. Der Gasstreit verdeutlicht wieder, dass der Faktor Energie als globales Machtinstrument benutzt wird. Die großen Energieversorger zeigten sich auf Grund der heimischen Gasproduktion in Verbindung mit umfangreichen Speichermengen gelassen und im Hinblick auf Versorgungsengpässe gut aufgestellt. Selbst bei einer fortdauernden Auseinandersetzung sollte es nicht zu Liefereinschränkungen für Haushalte und Endverbraucher kommen. Erst dann, wenn die Lieferkürzungen lang andauern sollten und der Winter besonders kalt würde, könnten auch unsere Ausgleichsmöglichkeiten an ihre Grenzen stoßen. Damit lautete die zentrale Frage nicht: „Ist die Gasversorgung in Deutschland überhaupt sicher?“, sondern: „Wie würde man einer bisher noch nie dagewesenen Versorgungsstörung bei einem wochenlang andauernden besonders kalten Winter begegnen und ist dafür eine nationale Krisenbevorratung erforderlich?“ Die Gaskrise macht auf jeden Fall sehr deutlich, wie wichtig es für Deutschland ist, Erdgas aus verschiedenen Lieferländern zu importieren, eigene Energierohstoffe zu besitzen, auch künftig auf sie zu explorieren sowie Speicher für Öl und Gas in erheblichem Umfang vorzuhalten und auszubauen. Themen, die Sie in diesem Jahresbericht als Zahlen, Daten und Fakten vorfinden werden.

Die Situation stark ansteigender Ölpreise und die Prognosen, dass es trotz des Preisverfalls wieder zu einem Anstieg kommen wird, war sicherlich ein Motor dafür, dass die E&P-Industrie noch stärker als bisher riskante und teure Projekte on- und offshore ins Visier nahm. Erstmals seit den 1980er Jahren wurden auch wieder bergrechtliche Anträge zur Wiedererschließung aufgelassener Lagerstätten in Deutschland gestellt.

Die Gasspeicherung zeigt derzeit einen enormen Aufwärtstrend bei Exploration und Bau neuer Speicher. Aus diesem Grund haben wir den Speicherausbau in Etzel beispielhaft als Titelbild dieses Berichtes gewählt. Diese Entwicklung wird sicher wesentlich durch eine langfristig zunehmende Abhängigkeit von Importen, besonders aus Russland, beschleunigt. Der geplante Bau der Ostseepipeline wird Deutschland zu einem Transitland für Erdgas nach Europa machen und ist ein wesentlicher Motor für den Speicherbau.

Auch im vergangenen Jahr waren Niedersachsen und Schleswig-Holstein führend in der Erdöl- und Erdgasproduktion. Die Speichernutzung und der Speicherausbau erfolgten sowohl in Nord- als auch in Süddeutschland.

Von den mit der Erdöl-Erdgasbranche technologisch verwandten Aktivitäten hervorzuheben ist die auf der Datengrundlage der Erdöl-Erdgasbranche aufsetzende Erkundung des Untergrundes für eine CO₂-Speicherung. Nach Start eines Forschungsprojektes in Ketzin sind im vergangenen Jahr bereits erste Anträge und Lizenzvergaben für eine Exploration für Großprojekte in Norddeutschland erfolgt. Das nationale CCS-Gesetz auf der Grundlage der EG-Richtlinie ist in der Endphase seiner Umsetzung. Ein derzeit geplantes CCS-Projekt in industriellem Maßstab könnte bei erfolgreicher Exploration und Nachweis aller im CCS-Gesetz geforderten Auflagen zunächst in Schleswig-Holstein umgesetzt werden. Flankierend dazu wollen die Bundesländer in Zusammenarbeit mit der BGR ein „Speicherkataster“ und ein Nachweissystem für künftige Nutzer des tieferen Untergrundes unterstützend bereitstellen. Erste Arbeiten haben begonnen. Einige Bundesländer arbeiten außerdem mit Nachdruck an der Bereitstellung eines digitalen 3D-Untergrundmodells. Darüber hinaus soll vom deutschen Anteil der Nordsee in einem Verbundprojekt mehrerer staatlicher Institutionen im Hinblick auf Rohstoff- und Nutzungspotenziale in einem 5-Jahresprojekt u.a. in ein 3D-Modell des Untergrundes erstellt werden.

Hinzuweisen ist auf die langjährige und gute Zusammenarbeit des LBEG mit mehreren Bundesländern im „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ bei der Projektberatung, beim Betrieb des internetgestützten Nachweisdatensystems und im Rahmen von Geothermieprojekten bei der Einsichtnahme in geologische und geophysikalische Fachdaten der E&P-Firmen im „Data Room“ des LBEG. Unter Leitung des LBEG und unter dem Signet des Erdölgeologischen Austauschkreises (ATS) fanden wieder zwei Austauschsitzen zum Stand der Erdöl-Erdgasexploration sowie ein Datenworkshop mit E&P-Firmen statt. ATS und KW-Verbund sind beides wichtige Plattformen für die Information und den Datentransfer zwischen den beteiligten Firmen und den Bundesländern.

Die Erstellung dieses Berichtes beruht wesentlich auf den Daten der Industrie und ihrer Verbände sowie auf der Mitarbeit aller in den Bundesländern zuständigen Ministerien und Behörden. Wir bedanken uns bei allen Beteiligten für die zuverlässige Übermittlung der Informationen und die gute und langjährige Zusammenarbeit, ohne die eine Zusammenführung von Daten aus 16 Bundesländern zu diesem bundesweiten Bericht nicht möglich wäre. An dieser Stelle möchten wir uns auch für die Unterstützung durch das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr bedanken.

Wir hoffen, dass Sie dieser Bericht für Ihre Arbeit nützlich ist. Sollten Sie darüber hinaus Ergänzungen, Fragen oder Anregungen haben, senden Sie gern eine E-Mail an kohlenwasserstoffe@lbeg.niedersachsen.de.

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

Hannover, im April 2009

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen	6
Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen.....	7
Zusammenfassung	8
Summary	9
1 Bohraktivität	11
1.1 Explorationsbohrungen	11
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	40
5.1 Reservendefinitionen.....	40
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2009.....	41
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2009.....	42
6 Untertage-Gasspeicherung	44
6.1 Grundzüge der Untertage-Gasspeicherung	44
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch	45
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2008	46
6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland.....	50
6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich	52
6.6 Nationale und internationale Gremien, politisches Umfeld der Gasspeicherung	53
6.7 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas	55
7 Literatur und nützliche Links	56

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

- | | |
|--|---|
| Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2008. | Tab. 16: Jahresförderungen 2007 und 2008 der förderstärksten Erdgasfelder. |
| Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2008. | Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2009 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 3: Bohrmeterleistung 2003 bis 2008, aufgeteilt nach Bohrkategorien. | Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2009 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 4: Bohrmeterleistung 2008 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten. | Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2009 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten. |
| Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2008. | Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2009). |
| Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in 2008. | Tab. 21: Struktur des Erdgasverbrauchs nach Herkunftsland (WEG 2009). |
| Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. | Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2009 und WEG 2009). |
| Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2008. | Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2008). |
| Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2004 bis 2008. | Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (vorläufige Angaben der IGU per März 2009). |
| Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2008. | Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher. |
| Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2006 bis 2008 auf die Produktionsgebiete. | Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher. |
| Tab. 12: Jahresförderungen 2007 und 2008 der förderstärksten Erdölfelder. | Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas. |
| Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2004 bis 2008. | |
| Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2008. | |
| Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2006 bis 2008 auf die Produktionsgebiete. | |

Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2008.
- 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 2008.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2008.
- 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-Erdgas speichern.

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 2008. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom LBEG regelmäßig erhoben werden.

Auch in 2008 hat sich die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen weiter vergrößert. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete ist um etwa 7000 km² gegenüber dem Vorjahr angewachsen. Im Interesse lagen vorrangig die klassischen Erkundungsgebiete, das Norddeutsche Becken, das Alpenvorlandbecken und der Oberrheingraben; aber auch im Bereich der Westfälischen Kreidemulde wurden neue Erlaubnisgebiete vergeben.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wurden nicht auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt, lagen aber sowohl in der geophysikalischen Vorerkundung als auch in der Explorationsbohrfähigkeit über dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre.

Die Fläche der akquirierten 3D-Seismik hat sich gegenüber dem Vorjahr fast halbiert und betrug in der Summe etwa 500 km². Die Akquisition von 2D-Seismik lag mit über 200 Profilkilometern auf dem Niveau des Vorjahres. Gravimetrische Messungen wurden auf einer Fläche von über 200 km² durchgeführt.

In der Exploration ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte von zwölf im Vorjahr auf zehn gefallen; hinzu kommen fünf Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Keine der vier mit Ergebnis abgeschlossenen Aufschlussbohrungen konnte eine neue Lagerstätte nachweisen. Zwei Teilfeldsuchbohrungen erhielten ein abschließendes Ergebnis; davon war eine gasföndig und eine nicht föndig.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der

aktiven Bohrprojekte von 16 im Vorjahr deutlich auf 21 angestiegen. Dazu kommen drei Bohrungen, die bereits im Vorjahr ihre Endteufe erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten. Zwölf Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen, davon waren zehn öl- oder gasföndig und zwei hatten ihr Ziel erreicht.

Die Bohrmeterleistung lag mit 57 481 m zwar deutlich unter dem Vorjahreswert von 67 410 m, aber noch über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre.

Die Erdgasförderung hat aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich um gut 8 Prozent abgenommen und betrug 16,4 Mrd. m³ in Feldesqualität.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven wurde auf 194 Mrd. m³ in Feldesqualität geschätzt. Die Reserven fielen damit um knapp 25 Mrd. m³ oder 11 Prozent geringer aus als im Vorjahr.

Die Erdölförderung ist vor allem aufgrund der geringeren Fördermenge in Mittelplate auf 3,1 Mio. t (inkl. Kondensat) zurückgegangen. Gegenüber dem Vorjahr bedeutet dieser Wert einen Rückgang der Förderung um fast 11 Prozent.

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Deutschland wurden auf 34 Mio. t geschätzt und lagen damit um 3 Mio. t oder 8 Prozent unter denen des Vorjahres.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertage-Gasspeicher wurde gegenüber 2007 um 0,6 Mrd. m³ auf 22,6 Mrd. m³ ausgebaut. Das gegenwärtig technisch nutzbare Arbeitsgasvolumen stieg um 0,4 Mrd. m³ auf 20,3 Mrd. m³. Gegenwärtig ist geplant, das Arbeitsgasvolumen um weitere 7,5 Mrd. m³, vorwiegend in Kavernenspeichern, auszubauen.

Summary

This report gives an overview of oil and gas exploration and production and underground gas storage in Germany in 2008. The report is based on data gathered on a regular basis by the State Authority for Mining, Energy and Geology (LBEG) from the oil companies and the other state mining offices.

In 2008 the acreage of exploration licenses for oil and gas increased further. The total acreage of exploration licenses could be extended by about 7000 square kilometres. The interest focused on the established exploration areas like the North German Basin, the Alpine Foreland Basin and the Upper Rhine Graben. However, new licences were also awarded in the Westphalian Cretaceous Basin.

Although oil and gas exploration activities decreased in terms of both geophysical prospecting and exploration drilling, they exceeded the average of the five previous years.

The 3D seismic acquisition acreage was almost halved compared to the previous year and amounted to 500 square kilometres. More than 200 kilometres of 2D seismic lines were acquired, which was nearly the same amount as in 2007. One gravimetric survey was carried out, extending across about 200 square kilometres.

The number of exploration wells drilling decreased from twelve in the previous year to ten in 2008. In addition there are five wells which were drilled to total depth before 2008 but without final results. Four new field wildcats could be completed in 2008, but all of them were dry. Two more exploration wells (new pool tests) were completed. One of these wells found gas and the other one was dry.

The number of field development wells drilling clearly increased by five and amounted to twenty one. In addition there are three wells which were drilled to total depth before 2008

but without final results. Twelve wells could be completed successfully. Ten of these wells found oil or gas and two were drilled as pilot holes.

The footage drilled was significantly below the value of the previous year (67 410 metres) and amounted to 57 481 metres. Nevertheless it still exceeded the average of the five previous years.

Due to the depletion of the gas reservoirs the annual gas production dropped by 8 percent compared to the previous year and amounted to 16.4 billion cubic metres (field quality).

The total remaining proven and probable natural gas reserves were estimated at 194 billion cubic metres (field quality). This means that the reserves dropped by 25 billion cubic metres or 11 percent compared to the previous year.

The annual oil production declined to 3.1 million metric tons primarily because of the lower production from the Mittelplate oilfield. Compared to the previous year this was a decline in production of nearly 11 percent.

The total remaining proven and probable oil reserves were estimated at 37 million tons which are 3 million tons or 8 percent below the previous year's value.

Compared to 2007 total working gas volume of underground gas storage rose by 0.6 billion cubic metres now amounting to 22.6 billion cubic metres. At present a maximum volume of 20.3 billion cubic metres is technically available. This is an increase by 0.4 billion cubic metres. According to current planning, 7.5 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. Anhand der Bohrmeterleistung wird diese Entwicklung nicht erkennbar, denn sie fiel deutlich hinter den Vorjahreswert zurück (Kap. 1.3). Die positive Entwicklung der Bohraktivität drückt sich jedoch in der Anzahl der „aktiven“ Bohrungen (Kap. 1.2) aus; sie ist gegenüber dem Vorjahr um drei auf 31 gestiegen.

In der Kategorie der Explorationsbohrungen war die Bohraktivität relativ stabil. In 2008 wurden mit zehn Explorationsbohrungen zwei weniger gebohrt als im Vorjahr. Die Anzahl der Feldesentwicklungsbohrungen ist dagegen um fünf auf 21 gestiegen.

Generell ist die Situation in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl-

/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. Damit wird die Möglichkeit, noch größere wirtschaftlich rentable Lagerstätten zu finden, deutlich eingeschränkt. Aber gerade neue oder bestehende Lagerstätten mit einem guten Entwicklungspotenzial bilden die Grundlage, die Bohraktivität auf längere Sicht positiv zu beeinflussen.

Vor diesem Hintergrund bleibt abzuwarten, wie sich die Entdeckung des jüngsten Ölfundes Römerberg im Oberrheintal auf die inländische Bohraktivität auswirkt. Sollte die weitere Erkundung eine größere wirtschaftlich förderbare Öllagerstätte bestätigen, so dürften Feldesentwicklungsbohrungen mit Namen Römerberg künftig zum alltäglichen Bild der inländischen Bohraktivität gehören.

1.1 Explorationsbohrungen

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

Neben den bereits oben erwähnten zehn Explorationsbohrungen werden in der Statistik fünf weitere Bohrungen geführt, die ihre Endteufe bereits in 2007 erreicht, aber noch kein Ergebnis erhalten hatten (Tab. 1).

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten nachzuweisen, wurden sieben Bohrungen abgeteuft. Eine Bohrung untersuchte im Entenschnabel des deutschen Sektors der Nordsee in den B-Blöcken die Schreiekreide über einem Salzstock. Eine weitere Bohrung, die bereits 2007 begonnen hatte, testete den Zechstein im Norddeutschen Becken. Es war seit mehr als zehn Jahren die erste Aufschlussbohrung, die den Zechstein zum Ziel hatte. Vier Bohrungen wurden im Niedersächsischen Becken zur

Erdgaserkundung des mesozoischen Stockwerks abgeteuft. Im süddeutschen Voralpenbecken untersuchte eine weitere Bohrung die tertiären Bausteinschichten innerhalb der gefalteten Molasse.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen, die in der unmittelbaren Umgebung von produzierenden Feldern nach Kohlenwasserstoffen suchen, wurden drei Bohrungen abgeteuft (Tab. 1). Je eine Bohrung wurde an der Peripherie des norddeutschen Rotliegend-Gasfeldes Rotenburg-Taaken und im Bereich des norddeutschen Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor niedergebracht. Eine weitere Bohrung wurde im Alpenvorland in der Nähe des bereits aufgegebenen Ölfeldes Schwabmünchen durchgeführt.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Im Block B15 des Entenschnabels des deutschen Sektors der Nordsee wurde die Bohrung **B15-3** (RWE Dea¹) (Abb. 5) abgeteuft. Sie testete eine Antiklinalstruktur über dem nördlichen Teil einer nordnordwestlich streichenden Salzstruktur auf ihre Kohlenwasserstoffführung. In 1977 hat die etwa 9 km entfernt liegende Bohrung B15-1 eine separate Hochlage über dem südlichen Teil der Salzstruktur erfolglos untersucht. Hauptzielhorizont der aktuellen Bohrung B15-3 war die ölführend erwartete Schreibkreide. Nebenziele waren das Hutgestein des Salzstockes sowie potenziell gasführende pliozäne Sandsteine. Letztere waren durch markante Amplitudenanomalien, so genannte "bright spots", gekennzeichnet, die als Indiz für gasführende Reservoirs interpretiert wurden. Die Bohrung traf die Zielhorizonte in den prognostizierten Teufen an und wurde bei 1714 m im Salzstock eingestellt. Die Schreibkreide wie auch die pliozänen Sande sind hochporös ausgebildet aber verwässert. Das Hutgestein des Salzstockes ist nicht als Reservoir entwickelt. Die Bohrung wurde als nicht fründig eingestuft und verfüllt.

Ebenfalls 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/Wardeböhlen erwartet. Der Zielbereich ist durch eine seismische Amplitudenanomalie charakterisiert, die als positive Indikation 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.

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 Formatio-

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

nen zu untersuchen. Die Bohrung erreichte ihre Endteufe bei 3340 m und wurde als fehl eingestuft. Die Ablenkung **Damme 2a** wurde bei einer Endteufe von 3333 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Etwa 150 m südsüdwestlich der Damme 2 wurde die Bohrung **Damme 3** (EMPG) (Anl. 1) abgeteuft. Auch sie hatte das Ziel den Untergrund nach erdgasführenden Formationen zu untersuchen. Sie wurde bei einer Endteufe von 1610 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Mit der Bohrung **Kirchdorf Z1** (Wintershall) (Anl. 2) sollte etwa 5 km nördlich des Feldes Burgmoor eine seismisch kartierte allochthone Scholle des Staßfurt-Karbonat auf Gasführung untersucht werden. Allochthone Schollen wie diese sind besonders in den Konzessionen Dümmersee-Uchte und Scholen verbreitet und wurden schon häufiger gasführend erschlossen. Die Schollen bestehen aus Schichtverbänden von Basalanhydrit, Staßfurt-Karbonat und Werra-Anhydrit. Sie wurden vermutlich im Zuge der Inversionstektonik des niedersächsischen Beckens in Hochlagen von Ihrer Unterlage abgesichert und schwimmen nun in den Salzen des Zechstein. Zur genauen Bestimmung der räumlichen Lage des Reservoirs war zunächst ein Pilotloch geplant. Im Falle einer Gasführung sollte das Staßfurt-Karbonat mit einer etwa 400 m langen Horizontalstrecke erschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung stand zum Jahreswechsel 2007/2008 bei 1165 m in der Unterkreide. In 2008 erreichte sie höher als prognostiziert die allochthone Scholle und wurde bei einer Endteufe von 3680 m in Salzen des Zechstein eingestellt. Das Staßfurt-Karbonat war nach den Auswertungen der Bohrlochmessungen verwässert. Die Bohrung wurde als nicht fruchtbar eingestuft und verfüllt.

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 bei

einer Endteufe von 2660 m eingestellt und hat bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Alpenvorland

Die Bohrung **Seeg 1** (OMV) (Anl. 1) hatte das Ziel, in der Erlaubnis Südbayern, etwa 8,5 km ostsüdöstlich der Bohrung Kempten 1 des Vorjahres, im Bereich der gefalteten Molasse die Bausteinschichten des Chatt hinsichtlich Kohlenwasserstoffführung zu erkunden. Regionalgeologisch befindet sich das Ziel im Bereich der Rottenbuch-Mulde. Die Interpretation der neu akquirierten 2D- und 3D-seismischen Daten aus den Jahren 2004 und 2006 ermöglichte eine interne Gliederung der Rottenbuch-Mulde. Danach wird die Rottenbuch-Mulde im Bereich der Bohrung Seeg 1 durch zwei subparallel zur Muldenachse streichende Überschiebungen in drei Elemente unterteilt: zwei Schuppen im Norden und die eigentliche Muldenstruktur im Süden. Die zwei nach Süden einfallenden Schuppen unterlagern die Muldenstruktur und streichen nördlich von ihr aus. Das Ziel der Bohrung waren die Bausteinschichten in einer Antiklinalstruktur, die sich oberhalb der Überschiebungsbahn der mittleren Schuppe ausgebildet hat. Nachdem die Bohrung Seeg 1 eine weitere, nicht prognostizierte Überschiebung durchteuft hatte, erreichte sie den Zielhorizont nur wenig höher als erwartet und wurde in den Tonmergelschichten der Unteren Meeresmolasse bei 2400 m Endteufe eingestellt. Nach den Ergebnissen der Logauswertung waren der unterste Teil der Unteren Süßwassermolasse und die Bausteinschichten kohlenwasserstoffführend. Nach Verrohrung wurden mehrere Intervalle in diesen Bereichen perforiert und in mit zwei Testen untersucht. In beiden Testen konnte nur Wasser mit Lösungsgas nachgewiesen werden. Die Bohrung wurde nicht fruchtbar erklärt und verfüllt.

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. Ein endgültiges Ergebnis steht noch aus.

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 Randstaffel 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 Südwest-

ten 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 wirtschaftliche Förderung erlauben. Die Bohrung hat noch kein endgültiges Ergebnis erhalten.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Burgmoor Z4** (EMPG) (Anl. 2) sollte die Ausdehnung des Zechstein-Gasfeldes Uchte-Burgmoor nach Norden überprüft werden. Da der Gas-Wasser-Kontakt in der Struktur Uchte-Burgmoor bislang nicht erbohrt wurde, ist auch die maximale Ausdehnung der gasführenden Fläche noch unbekannt. Das Zielgebiet befindet sich an der Nordflanke der Struktur Uchte-Burgmoor in einem, nach der seismischen Interpretation, strukturtieferen Bereich, der unterhalb der bislang nachgewiesenen Gassäule liegt. Der Zielhorizont, das Staßfurt-Karbonat, sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch untersucht werden. Im Falle des Nachweises einer Lagerstätte sollte das Reservoir mit einem abgelenkten und annähernd horizontal geführten Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Bereits zum Jahresende 2007 hatte die Bohrung angefangen zu bohren. In 2008 erreichte sie ihre Endteufe von 3538 m im Oberkarbon. Da der Zielhorizont störungsbedingt ausgefallen war und die Sandsteine des Oberkarbon, obwohl gasführend, nicht testwürdig erschienen, wurde die Bohrung nicht fündig eingestuft und teilverfüllt. Anhand der seismischen Daten wird überprüft, ob das Staßfurt-Karbonat von der Unterlage abgesichert ist und nun als allochthone Scholle in den Salzen des Zechstein "schwimmt" und ob ein Ziel für eine Ablenkung definiert werden kann.

Bereits in 2007 untersuchte die Bohrung **Deblinghausen Z6** (EMPG) (Anl. 2) das Staßfurt-Karbonat an der Südostflanke des Gasfeldes Deblinghausen. Das Ziel waren zwei durch die seismische Interpretation definierte tektonische Blöcke, die durch die einzige Fördersonde des Feldes, Deblinghausen Z5, nur eingeschränkt oder nicht drainiert werden. Der Zielhorizont sollte zunächst mit einem stark geneigten Pilotloch aufgeschlossen und im Falle der Fündigkeit durch eine Ablenkung mit annähernd horizontal verlaufendem Bohrloch erneut aufgeschlossen und in Produktion genommen werden. Die Bohrung hat den Zielhorizont etwa in der erwarteten Teufe und innerhalb des bekannten gasführenden Teufenintervalls angetroffen; dennoch war der Träger verwässert. Daraufhin wurde die Bohrung als **Deblinghausen Z6a** auf das Staßfurt-Karbonat eines tektonischen Blocks an der Nordostflanke des Feldes abgelenkt. Auch für diesen Block galt die Annahme, dass das Reservoir durch die bestehende Fördersonde nur eingeschränkt oder nicht drainiert wird. Die Bohrung traf das Reservoir in der erwarteten Teufe gasführend unter initialen Druckbedingungen an und schloss es auf einer Strecke von über 200 m annähernd horizontal auf. Anfang 2008 wurde die Bohrung gasfündig erklärt.

Ober rheingraben

Mit der Bohrung **Römerberg 1** (GDF SUEZ) (Anl. 2) im Bereich der Stadt Speyer wurde erstmals seit 15 Jahren im Oberrheingraben 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 Sand-

steine 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 fündig gemeldet.

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. Die Bohrung traf 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. Testarbeiten waren für den Beginn des Jahres 2009 geplant.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2008 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengestellt. Speicherbohrungen werden in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

13 Bohrungen wurden mit erfolgreichem Ergebnis abgeschlossen. Elf dieser Bohrungen waren öl- oder gasfündig und zwei hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis "Ziel erreicht" erhalten erfolgreiche Untersuchungs- und Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (Kap. 1.4), Pilotlöcher von horizontalen Ablenkungen sowie technisch bedingte 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.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2008. Bohrlokationen siehe Abb. 5, Anl. 1 und 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrung (A3)							
<i>Nordsee</i>							
B15-3	RWE Dea	2417296	6129058	fehl	Schreibkreide	1714,0	Zechstein
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
<i>Weser-Ems</i>							
Damme 2	EMPG	3449904	5817994	fehl	Mesozoikum	3340,0	Mesozoikum
Damme 2a	EMPG	3449904	5817994	n.k.E.	Mesozoikum	3333,0	Mesozoikum
Damme 3	EMPG	3449843	5817842	n.k.E.	Mesozoikum	1610,0	Mesozoikum
Kirchdorf Z1	Wintershall	3487840	5828332	fehl	Staßfurt-Karb	3680,0	Zechstein
Oppenwehe 1	EMPG	3465361	5817022	n.k.E.	Mesozoikum	2660,0	Mesozoikum
<i>Alpenvorland</i>							
Seeg 1	OMV	4391512	5281844	fehl	Baustein-Sch.	2400,0	Oligozän
Teilfeldsuchbohrung (A4)							
<i>Weser-Elbe</i>							
Bötersen-Süd Z1	EMPG	3519450	5884605	n.k.E.	Rotliegend	3150,0	Rotliegend
Ostervesede Z1a*	EMPG	3537246	5888098	n.k.E.	Rotliegend	5500,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Burgmoor Z4	EMPG	3491814	5821362	fehl	Staßfurt-Karb.	3537,6	Oberkarbon
Deblinghausen Z6a*	EMPG	3500308	5829411	gasfündig	Staßfurt-Karb.	4065,0	Werra-Anhy.
<i>Oberrheintal</i>							
Römerberg 1*	GDF SUEZ	3457572	5467101	n.k.E.	Ob. Buntsandst.	3100,0	Buntsandst.
<i>Alpenvorland</i>							
Schwabmünchen 5	Wintershall	4407109	5341529	n.k.E.	Baustein-Sch.	3100,0	Baustein-S.
Status mit Stand vom 31. Dezember 2008; *: Endteufe vor 2008 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

Der überwiegende Teil der Bohrungen mit erfolgreichem Ergebnis, und zwar 12 der insgesamt 13, gehört der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen an.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen hat keine der vier mit Ergebnis beendeten Bohrungen eine neue Lagerstätte nachweisen können. Die Fündigkeitsquote der Aufschlussbohrungen lag damit in den letzten zehn Jahren weiterhin bei Null und im Zeitraum seit Beginn der geltenden Bohrklassifikation in

1981 bei 22 Prozent (Anzahl: 314 Bohrungen).

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen war eine von zwei beendeten Bohrungen gasfündig. Die durchschnittlichen Fündigkeitsquoten betrugen in dieser Kategorie über die letzten zehn Jahre 44 Prozent (Anzahl: 27 Bohrungen) und im Betrachtungszeitraum seit 1981 55 Prozent (Anzahl: 160 Bohrungen).

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2008.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Weser-Ems</i>			
Uchte Z7a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Mittelplate-A 19a	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 22	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	noch kein Ergebnis
<i>Elbe-Weser</i>			
Bötersen Z10	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Meckelfeld-West 4a	GDF SUEZ	Dogger Beta-Sandstein	ölfündig
Söhlingen Z16*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z9	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
Völkersen-Nord Z5*	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
<i>Weser-Ems</i>			
Bahrenborstel Z8b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Bramhar 64*	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Goldenstedt Z7a	EMPG	Karbon-Sandsteine	gasfündig
Leer Z6	GDF SUEZ	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Uchte Z7b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	bohrt
Varnhorn Z7a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	noch kein Ergebnis
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 43a (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 43b	Wintershall	Bentheim-Sandstein	fehl
Emlichheim 43c	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 306	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 307	Wintershall	Bentheim-Sandstein	fehl
Emlichheim 307a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Emlichheim 308 (Pilot)	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Emlichheim 308a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 71a	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
Rühlermoor 405	GDF SUEZ	Bentheim-Sandstein	noch kein Ergebnis
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover		Status mit Stand vom 31. Dezember 2008	
GDF SUEZ – GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH, Lingen		* : Endteufe vor 2008 erreicht	
OMV – OMV Exploration & Production GmbH, Wien			
RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg			
Wintershall – Wintershall Holding AG, Barnstorf			

1.3 Bohrmeterleistung

In 2007 hatte die Bohrmeterleistung ihren höchsten Wert seit 1999 erreicht. In 2008 konnte die Bohrleistung nicht auf diesem Niveau gehalten werden und ist um 15 Prozent oder etwa 10 000 Meter zurückgegangen. 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 2008 wurde dieser Mittelwert trotz des deutlichen Rückgangs der Bohrmeter noch um 8 Prozent übertroffen. Die Graphik in Abbildung 1 veranschaulicht die historische Entwicklung der Bohrtätigkeit anhand der Bohrmeter.

Nachdem besonders die Exploration zum guten Ergebnis der Bohrleistung in 2007 beigetragen hat, haben sich die Bohrmeter in dieser Kategorie in 2008 fast halbiert. Auf die Exploration entfielen nur noch knapp 20 000 Meter; das entspricht etwa 35 Prozent der gesamten Bohrmeter. Mit diesem Wert lagen die Explorationsbohrmeter etwa 4 Prozent unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre.

Ein deutliches Plus war in der Feldesentwicklung zu verzeichnen. In dieser Kategorie wur-

den etwa 37 500 Meter gebohrt. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dieser Wert einem Anstieg von etwa 9 000 Metern oder fast einem Viertel und gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Anstieg von gut 14 Prozent.

Bei der Betrachtung der Bundesländer war die Entwicklung der Bohrmeterleistung sehr unterschiedlich. In Niedersachsen sind die Bohrmeter um 2 000 Meter gestiegen und der Anteil hat wieder einen üblichen Wert von über 70 Prozent erreicht (Tab. 4). Auch in Nordrhein-Westfalen war ein Anstieg um knapp 3 000 Meter zu verzeichnen, allerdings dadurch bedingt, dass seit vielen Jahren überhaupt wieder eine Bohrung auf Kohlenwasserstoffe niedergebracht wurde. Die Bohrmeter in Schleswig-Holstein erreichten nicht einmal mehr die Hälfte des Vorjahreswertes. Grund war der positive Ausreißer im Vorjahr aufgrund einer sehr tiefen Nordsee-Bohrung. In Bayern haben sich die Bohrmeter halbiert; auch hier war der Grund der positive Ausreißer im Vorjahr. In Rheinland-Pfalz sind die Bohrmeter wieder auf Null zurückgegangen, da in 2008 keine Bohrung zur Erdöl- oder Erdgassuche bzw. -produktion niedergebracht wurde.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 2003 bis 2008, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen						Feldesentwicklungsbohrungen					
			A1		A3		A4		B1		B2		B3	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
2003	29 862	100	-	-	9 022	30,2	3 331	11,2	-	-	17 427	58,4	82	0,3
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	-	-
Mittelwert 2003-2007	53 130	100	108	0,2	11 263	21,2	8 902	16,8	2 945	5,5	28 541	53,7	1 371	2,6

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2008 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	B1	B2	B3		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	2400,0	1315,0	-	-	-	3715,0	6,5
Niedersachsen	9352,0	4206,8	1475,0	28882,9	-	44721,7	77,8
Nordrhein-Westfalen	2660,0	-	-	-	-	2660,0	4,6
Schleswig-Holstein	-	-	-	6384,0	-	6384,0	11,1
Gebiet							
Nordsee	1714,0	-	-	-	-	1714,0	3,0
Nördlich der Elbe	-	-	-	6384,0	-	6384,0	11,1
Elbe-Weser	-	705,0	-	10509,5	-	11214,5	19,5
Weser-Ems	10298,0	3501,8	1475,0	11545,8	-	26820,6	46,7
Westlich der Ems	-	-	-	7632,6	-	7632,6	13,3
Alpenvorland	2400,0	1315,0	-	-	-	3715,0	6,5

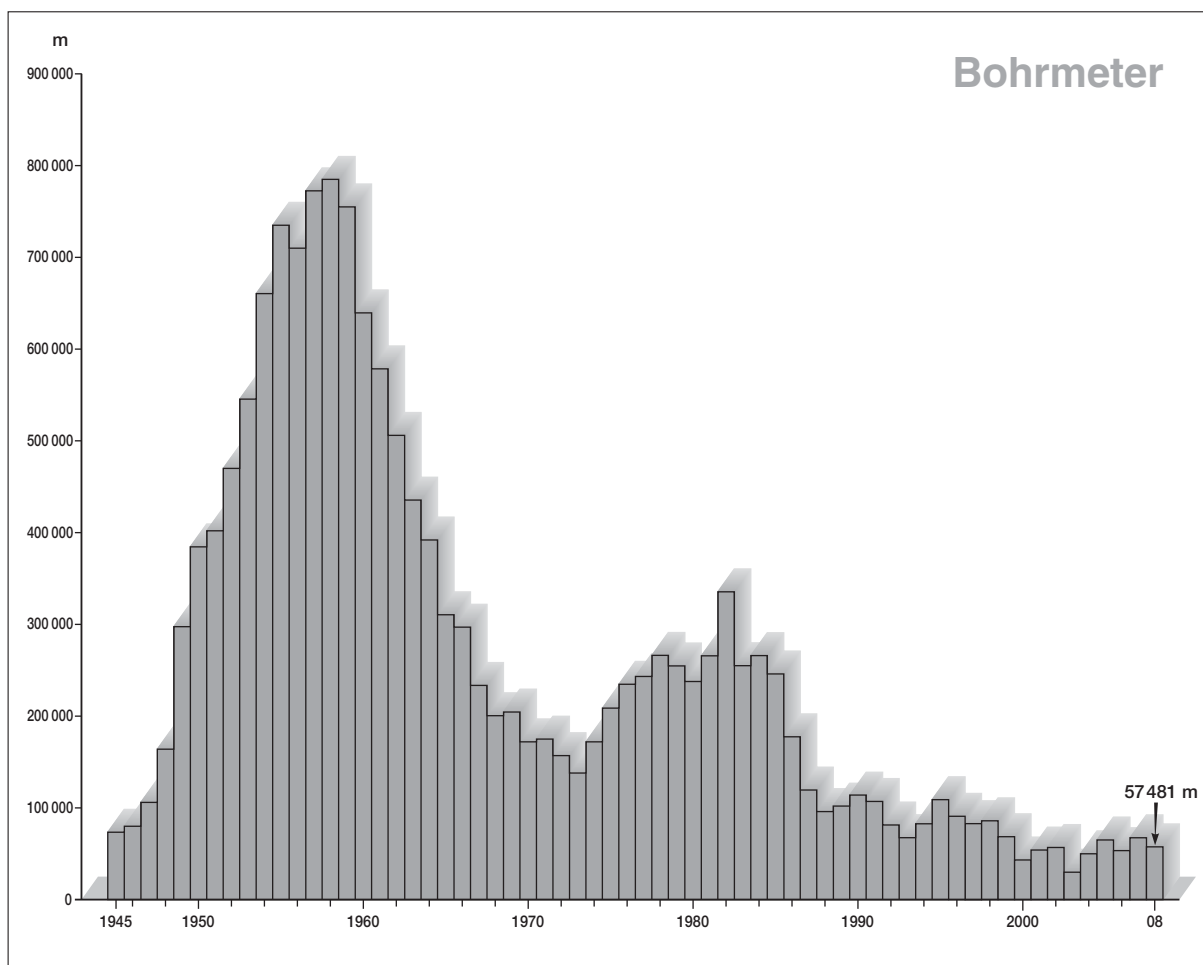


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2008.

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.

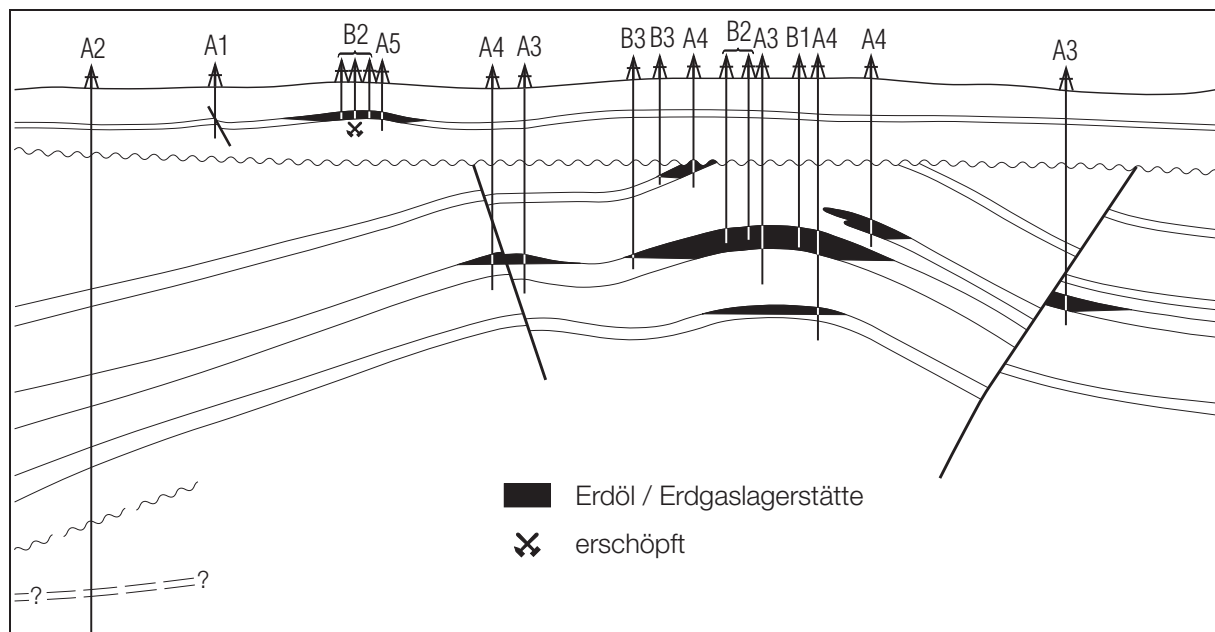


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Der Einsatz geophysikalischer Verfahren zur Erkundung des Untergrundes war in den letzten Jahren auch aufgrund des hohen Erkundungsgrades der bedeutendsten Gebiete recht sparsam. Ausnahmen bildeten die Jahre in denen große seismische 2D- und 3D-Offshore-Surveys gemessen wurden. Aufgrund vermehrter Aktivitäten war 2008 ein überdurchschnittliches Jahr. So wurden 3D-seismische Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 507 km², 211 Profilkilometer 2D-Seismik sowie gravimetrische Daten auf einer Fläche von 220 km² akquiriert (Tab. 5).

3D-Seismik

3D-seismische Messungen wurden 2008 ausschließlich onshore durchgeführt. Der Umfang der 3D-Seismik lag etwa 130 km² über dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Bezogen auf den Mittelwert der Onshore-Messungen war es mehr als eine Verdopplung des Umfanges. Der überwiegende Teil der Messungen wurde zur Erkundung des Untergrundes zwecks Erdgasspeicherung eingesetzt.

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

Im Südosten Bayerns sucht die RWE Dea AG in ihren Erlaubnissen Deutelhausen, Mauerkirchen und Grafing 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 2008 betrug 325 km².

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 2008 80 km².

Im Rahmen der Untersuchung der Struktur "Hinrichshagen" in Mecklenburg-Vorpommern auf Eignung zur Erdgasspeicherung wurde im Auftrag der ZMB GmbH eine 3D-Seismik mit einer Fläche von 59 km² durchgeführt.

Im Bereich des Erdgasspeichers Berlin wurde Anfang 2008 im Auftrag der GASAG eine Seismik im Umfang von 43 km² akquiriert. Aufgrund der Lage im Stadtgebiet sowie der Wald- und Wasserflächen galten dort besondere Anforderungen für die Planung, Durchführung und Auswertung der Messungen.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2008 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km ²	km	Messpunkte / km ²
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	80	-	-
Oder/Neiße-Elbe	102	-	-
Elbe-Weser	-	46	-
Weser-Ems	-	113	-
Westlich der Ems	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Ober rheintal	-	-	-
Alpenvorland	325	52	342 / 220
Summe	507	211	342 / 220

2D-Seismik

Auch 2D-seismische Daten wurden 2008 ausschließlich onshore durchgeführt, und zwar im Umfang von 211 Profilkilometern. Dieser Wert entsprach etwa dem Vorjahreswert und lag deutlich über dem Mittel der vorangegangenen fünf Jahre von etwa 130 Profilkilometern.

In 2008 wurden drei Surveys akquiriert. Im Auftrag der ExxonMobil Production Deutschland GmbH wurde der Survey "Lower Saxony Basin" mit 124 Profilkilometern in den Erlaubnisgebieten Bramsche, Dümmersee-Uchte, Minden, Münsterland und Schaumburg ge-

messen. Der Survey "Vorhop-Südost 2008" im Erlaubnisgebiet Vorhop-Südost der GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH hatte einen Umfang von 35 Profilkilometern. Die Rohöl-Aufsuchungs AG ließ in ihrem Erlaubnisgebiet Chiemgau den Survey "Teisendorf" mit 52 Profilkilometern aufzeichnen.

Gravimetrie

Zusätzlich ließ die Rohöl-Aufsuchungs AG in ihrem Erlaubnisgebiet Chiemgau den gravimetrischen Survey "Teisendorf" auf einer Fläche von 220 km² mit 342 Messpunkten durchführen.

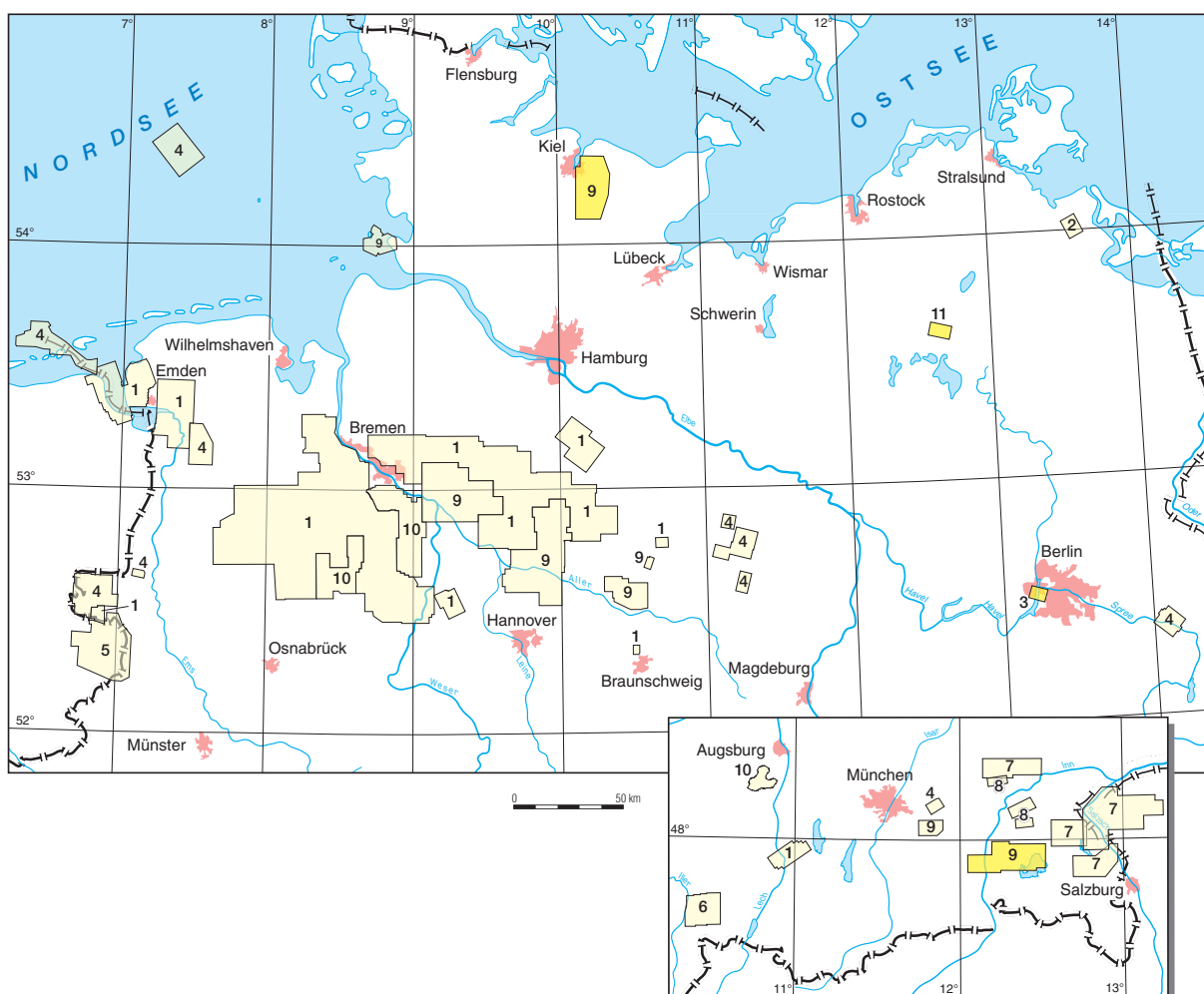


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2008 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EMPG, 2: EWE, 3: GASAG, 4: GDF SUEZ, 5: NAM, 6: OMV, 7: RAG, 8: E.ON, 9: RWE Dea, 10: Wintershall, 11: ZMB.

3 Konzessionswesen

In 2008 hat sich der Wachstumstrend der Konzessionsfläche offenbar unbeschadet der Ölpreisentwicklung der zweiten Jahreshälfte fortgesetzt. Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich um knapp 7 000 km² gegenüber dem Vorjahr vergrößert. Insgesamt umfasste die Fläche von Bergbauberechtigungen zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen Ende 2008 etwa 78 000 km².

Im Interesse für neue Erlaubnisgebiete lagen vorrangig die klassischen Erkundungsgebiete, das Norddeutsche Becken, das Alpenvorlandbecken und der Oberrheingraben; aber auch im Bereich der Westfälischen Kreidemulde wurden neue Erlaubnisgebiete vergeben.

Im Norddeutschen Becken hat sich die Konzessionsfläche um etwa 3 300 km² vergrößert, im Alpenvorlandbecken um etwa 2 600 km² und im Oberrheingraben trotz einer in der Summe großen aufgegebenen Fläche um etwa 600 km². In der Westfälischen Kreidemulde lag der Zuwachs der Explorationsfläche bei knapp 300 km².

Der Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen und dessen Veränderung 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 2008.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
19	Heidelberg-Weinheim	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
20	Mittlerer Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Baden-Württemberg
21	Tannheim	Wintershall Holding AG.	Baden-Württemberg
13	Kinsau	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
14	Schwaben-Süd (großr. Aufsuchung)	Rhein Petroleum GmbH	Bayern
15	Unterallgäu (großr. Aufsuchung)	Wintershall Holding AG	Bayern
6	Guben I	Celtique Energie GmbH	Brandenburg
1	Groß-Gerau	Überlandwerk Groß-Gerau GmbH	Hessen
2	Nördlicher Oberrhein	Rhein Petroleum GmbH	Hessen
07007	Drakenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
36	Ibbenbüren-Gas	DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH	Nordrhein-Westfalen
37	Saxon 2	Queensland Gas Company Ltd.	Nordrhein-Westfalen
19	Gau-Algesheim	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
20	Mainz	GTK Geothermie Kraftwerke GmbH	Rheinland-Pfalz
21	Osthofen	HBB Gewerbebau Projektgesellschaft vierundsechzig mbH & Co. KG	Rheinland-Pfalz
07001	Eiderstedt	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse			
6	Markgräfler Land	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
7	Offenburg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
8	Freiburg im Breisgau	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
11	Lahr	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
12	Rust-Wyhl	Konsortium Rust-Wyhl	Baden-Württemberg
14	Karlsruhe-Philippsburg	Hot Rock GmbH	Baden-Württemberg
10	Vaterstetten	GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH	Bayern
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
8	Hamm-Nord	GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH	Nordrhein-Westfalen
10	Hardenberg Gas	Minegas GmbH	Nordrhein-Westfalen
6	Hagenbach	AltaFide GmbH	Rheinland-Pfalz
10	Herxheimweyher	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen. Stand 31. Dezember 2008.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
1	Südbayern	OMV (Bayern) Exploration GmbH, MND Exploration and Production Ltd., GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH	Bayern
3	Oberallgäu	siehe Erlaubnis Südbayern	Bayern
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall Holding AG	Bayern
7	Kaufbeuren	siehe Erlaubnis Südbayern	Bayern
9	Grafring	RWE Dea AG	Bayern
11	Deutelhäuser (großr. Aufsuchung)	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
15	Unterallgäu (großr. Aufsuchung)	Wintershall Holding AG	Bayern
Bergamt Stralsund			
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
2	Grimmen 2	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 Patentverwertungsgesellschaft für Lagerstätten, Geologie und Bergschäden 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
34	Bernd	GVG-Grundstücksverwaltungs-GmbH & Co. KG	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
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie			
022	Bedekaspele-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
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen

Fortsetzung Tab. 7			
97004	Dethlingen-Rest	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
05004	Büsum-Nord	Wintershall Holding AG	Schleswig-Holstein
05005	Rautenberg	RWE Dea AG	Niedersachsen
06001	Lüchow	GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH	Niedersachsen
07002	Bramsche	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
07003	Schaumburg	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
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Wintershall Holding AG, Gaz de France Exploration Germany B.V., RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft, BASF	Nordsee
20008/19	B12, B15, C13, C14, C16	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/52	C16, C13, B14, B15, B18	BEB Erdgas und Erdöl GmbH, RWE Dea AG, GdF Exploration Germany B.V.	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 Exploration Germany B.V., E.ON Ruhrgas E&P GmbH	Nordsee
20008/71	H15, 16, 17, 18, L1, 2, 3, 4, 5	Wintershall Holding AG	Nordsee
20008/72	G12, G15, H10, H13, H14	Wintershall Holding AG	Nordsee
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
2	Raden	Vattenfall Europe Mining AG	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			
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FGT GmbH	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	STEAG Saar Energie AG, Montanes GmbH, Willi Endisch GbR	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	STEAG Saar Energie AG	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
9	Ichtenheim	Gemeinde Neuried	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
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

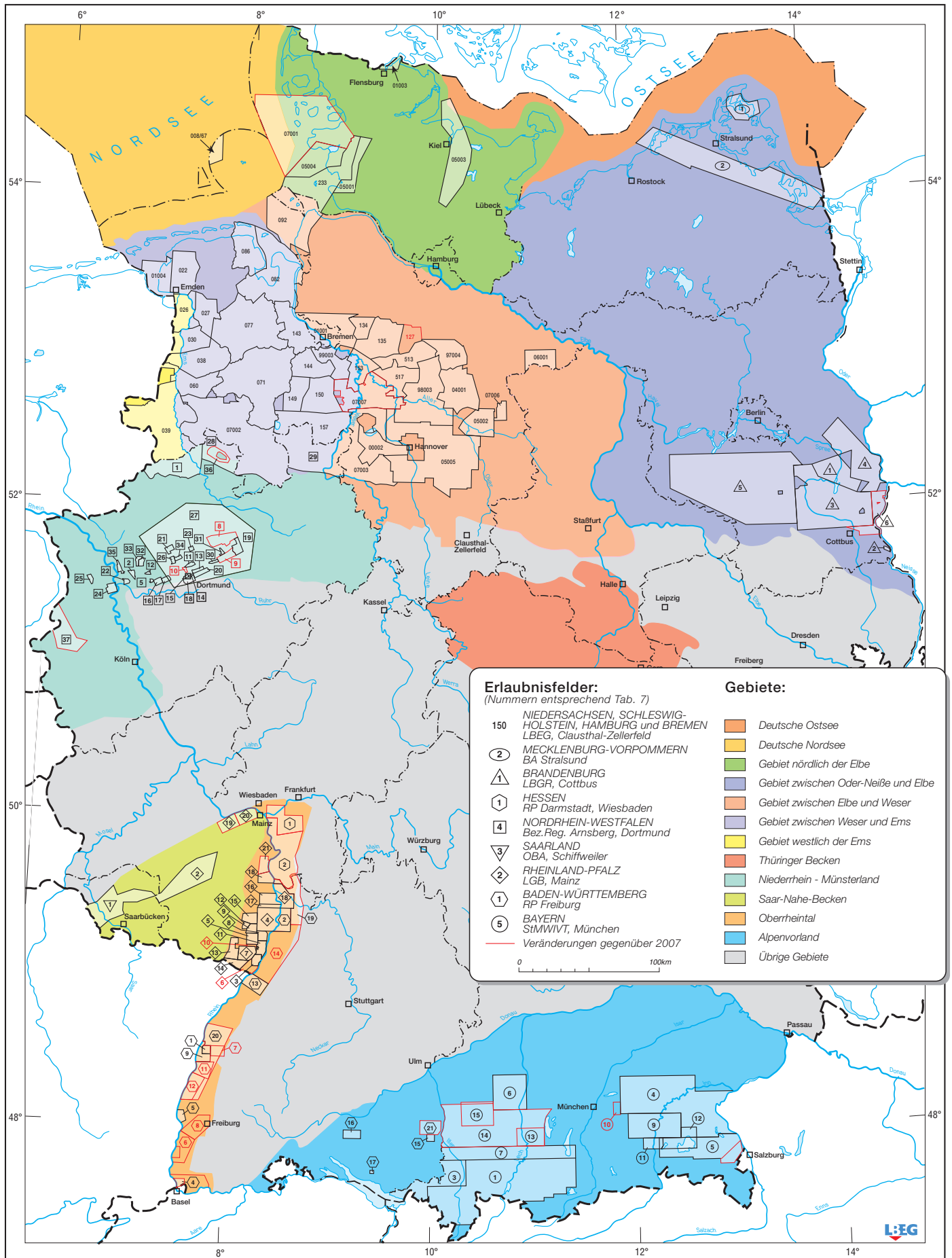


Abb. 4: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand: 31.12.2008. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.



4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Im Berichtsjahr 2008 wurden in Deutschland 3,05 Mio. t Erdöl einschließlich knapp 2 Prozent Kondensat gefördert. Damit war die Produktion weiterhin rückläufig, ist aber im Vergleich zu 2007 um rund 360 000 Tonnen oder knapp 11 Prozent sehr deutlich zurückgegangen.

Nach vorläufigen und z. T. geschätzten Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) lag der gesamte statistisch erfasste Mineralölverbrauch im Jahre 2008 bei knapp 114 Mio. t (AGEB 2009). Im Vergleich zum Vorjahr war er somit um 5 Prozent höher. Nach Auffassung des AGEB hätte der Ölverbrauch in Deutschland aber ohne die Rekordzunahme für leichtes Heizöl stagniert. Bei deutlich niedrigerer Inlandproduktion und einem gestiegenen Verbrauch gegenüber 2007 deckte die heimische Erdölproduktion im Berichtsjahr nunmehr nur noch 2,7 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland.

Die wichtigsten Erdöl-Förderprovinzen liegen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Im Berichtszeitraum erbrachten die Felder in diesen beiden Bundesländern zusammen 96 Prozent der Gesamtproduktion in Deutschland

(Tab. 8). In 2008 kamen 60 Prozent der inländischen Förderung aus Mittelplate, dem einzigen Ölfeld in Schleswig-Holstein, dessen Anteil an der Gesamtförderung gegenüber 2007 leicht abgenommen hat. In den reifen Erdölprovinzen Niedersachsens ging die Ölförderung in 2008 erwartungsgemäß weiterhin zurück. Der niedersächsische Anteil an der deutschen Jahresförderung betrug aber dennoch 35 Prozent gegenüber knapp 33 Prozent in 2007.

Bezogen auf den Brennwert (H_o) von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ errechnet sich nach den Angaben der AGEB (2009) ein um 1 Prozent auf rund 97 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ gesunkener Erdgasverbrauch für 2008. Gleichzeitig ging die Reingasförderung in Deutschland gegenüber 2007 erneut stark zurück. Sie sank um etwa 1,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ auf nunmehr 15,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Dies entspricht einer Abnahme von knapp 9 Prozent. Bei deutlich geringerer heimischer Produktion und einem in etwa gleich gebliebenem Erdgasverbrauch hat die inländische Erdgasförderung den Verbrauch in Deutschland noch zu etwa 16 Prozent gedeckt.

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

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion (Rohgas) 2008.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	$\text{m}^3(V_n)$	%	$\text{m}^3(V_n)$	%	$\text{m}^3(V_n)$	%
Baden-Württemberg	851	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Bayern	36 341	1,2	6 120 875	0,0	2 015 750	2,0	8 136 625	0,0
Brandenburg	19 199	0,6	0	0,0	4 990 500	5,1	4 990 500	0,0
Hamburg	17 238	0,6	0	0,0	317 118	0,3	317 118	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4 692	0,2	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Niedersachsen	1 063 001	34,8	15 499 304 743	94,2	65 275 205	66,2	15 564 579 948	94,1
Rheinland-Pfalz	44 790	1,5	0	0,0	1 069 585	1,1	1 069 585	0,0
Sachsen-Anhalt	0	0,0	423 264 159	2,6	0	0,0	423 264 159	2,6
Schleswig-Holstein	1 867 886	61,2	491 487 042	3,0	24 983 949	25,3	516 470 991	3,1
Thüringen	0	0,0	28 392 759	0,2	0	0,0	28 392 759	0,2
Summe	3 053 998	100	16 448 569 578	100	98 652 107	100	16 547 221 685	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 2008 lag mit 3,05 Mio. t recht deutlich unter der des Vorjahres (Tab. 9 und Anl. 5). Dabei machte die Kondensatproduktion in Höhe von 51 953 t wiederum einen Anteil von knapp 2 Prozent aus.

Der deutliche Rückgang der Gesamtförderung in 2008 um rund 11 Prozent im Vergleich zum Vorjahr hängt größtenteils mit der zurückgegangenen Produktion in Mittelplate zusammen, beruht aber auch auf dem natürlichen Förderabfall in den reifen Erdölfeldern Niedersachsens. In der deutschen Nordsee wurde im Vergleich zum Vorjahr vor allem aufgrund der natürlichen Erschöpfung der Lagerstätte ebenfalls weniger Kondensat, das bei der Erdölförderung berücksichtigt wird, gefördert (Tab. 10).

Andererseits konnte der überraschende Erdölfund der Geothermiebohrung Speyer GTB 1 weiter erfolgreich erkundet werden. Mit dieser Bohrung war bereits im Jahre 2003 das Speyerer Erdölvorkommen entdeckt worden. Zu seiner weiteren Erkundung wurde die Teilfeldsuchbohrung Römerberg 1 erfolgreich niedergebracht, in der im Berichtjahr 2008 Förderteste auf den ölführenden, gering durchlässigen Träger im Buntsandstein durchgeführt wurden. Im laufenden Jahr 2009 sind zusätzliche Bohrmaßnahmen zur weiteren Erkundung der

Lagerstätte geplant: Zum einen soll eine Neubohrung Römerberg 2, zum anderen eine Ablenkung der Fundbohrung – nunmehr Römerberg 0 genannt - abgeteuft werden. Außerdem sind Fördertests vorgesehen. Nach Abschluss dieser Arbeiten, die voraussichtlich bis zum Sommer andauern, sind Aussagen zur Größe des Speyerer Vorkommens und zur wirtschaftlichen Förderbarkeit des Erdöls möglich. Gegebenenfalls soll sodann über Maßnahmen zur Feldesentwicklung entschieden werden.“

Aufgrund der ersten Fördermengen aus Römerberg erhöhte sich die Anzahl der Erdölfelder gegenüber 2007 um 1 auf nunmehr 45 (Tab. 9). Wegen Reparaturarbeiten bzw. bedingt durch die Außerbetriebnahme nicht wirtschaftlicher Sonden sank die Zahl der in Betrieb befindlichen Förderbohrungen zum Stichtag 31. Dezember 2008 nur unwesentlich um 3 auf nunmehr 1 119 (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.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2004 bis 2008.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m ³ (V _n)		
2004	3,516	141,385	44	1 082
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

Tab. 10: Erdölförderung (einschl. Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2008.

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Son- den
				2008 t	kumulativ t	2008 m³(V _n)	kumulativ m³(V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4*	1974	Wintershall	31 416	715 889			*
SH	Nördlich der Elbe Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	1 836 470	22 352 915	24 983 949	309 425 382	23
HH	Reitbrook			11 748	5 923 721	222 491	107 654 652	20
HH	Allermöhe	1979	GDF SUEZ	958	90 672	17 036	1 498 538	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	GDF SUEZ	5 662	2 552 328	114 264	54 921 200	10
HH	Reitbrook-West	1960	GDF SUEZ	5 128	3 280 721	91 191	51 234 914	9
	Kondensat der Erdgasförderung aus angegebenen Vorkommen			-	-			
	Summe Gebiet			1 848 218	20 044 746 48 321 383	25 206 440	880 593 612 1 297 673 646	43
BB	Oder/Neiße-Elbe Kietz	1987	GDF SUEZ	19 199	192 272	4 990 500	58 768 740	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	GDF SUEZ	1 965	105 660	-	25 245 729	2
MV	Lütow	1965	GDF SUEZ	2 727	1 326 436	-	641 897 545	6
	Kondensat der Erdgasförderung aus angegebenen Vorkommen			-	-			
	Summe Gebiet			23 891	1 554 781 3 179 150	4 990 500	613 914 857 1 339 826 871	10
NI	Elbe-Weser Eddesse (-Nord)	1876	GDF SUEZ	2 080	848 923	19 698	16 291 567	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	9 816	3 277 537	53 130	26 780 151	21
NI	Hankensbüttel			35 074	14 898 372	1 084 379	365 512 002	24
NI	Nord, Mitte, Ost (Pool)	1954	EMPG	14 084	2 658 274	432 869	41 826 854	11
NI	Süd	1954	RWE Dea	20 990	12 240 098	651 510	323 685 148	13
NI	Knesebeck (-Vorhop)	1958	GDF SUEZ	16 646	3 319 031	105 053	26 547 972	16
NI	Höver (Lehrte)	1956	GDF SUEZ	1 505	344 432	77 802	12 241 110	9
NI	Lüben			25 307	2 387 707	240 186	14 086 817	16
NI	Bodenteich	1960	EMPG	1 417	74 754	2 928	257 094	1
NI	Lüben/ Lüben-West	1955	EMPG	23 890	2 312 953	237 258	13 829 723	15
NI	Nienhagen (-Elwerath)	1861	EMPG	3 622	3 689 799	47 594	2 673 887	10
NI	Ölheim-Süd			11 892	1 491 324	1 241 444	76 109 543	17
NI	Ölheim-Süd (Unterkreide)	1968	GDF SUEZ	11 445	1 454 912	1 212 919	75 184 490	16
NI	Ölheim-Süd (Rhät)	1968	GDF SUEZ	447	36 412	28 525	925 053	1
NI	Rühme	1954	EMPG	32 004	2 097 339	215 976	19 551 548	36
HH/NI	Sinstorf			6 418	2 978 469	110 610	53 449 595	2
HH/NI	Groß Hamburg	1960	GDF SUEZ	2 446	1 920 098	42 105	34 345 411	1
HH/NI	Meckelfeld-West	1960	GDF SUEZ	3 366	739 293	58 127	13 346 630	1
HH/NI	Sottorf-Ost	1960	GDF SUEZ	606	319 078	10 378	5 757 554	-
NI	Vorhop	1952	GDF SUEZ	22 259	2 849 296	3 386 901	170 783 313	22
NI	Wittingen (-Südost)	1970	GDF SUEZ	665	77 340	-	1 048 152	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	2 831	110 060			*
NI	Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 751	89 540			*
NI	Völkersen / Völkersen-Nord*			1 022	8 599			*
	Kondensat der Erdgasförderung aus angegebenen Vorkommen			2 475	54 649			
	Summe Gebiet			175 367	37 972 265 76 494 682	6 582 773	1 327 487 200 2 112 562 857	189
NI	Weser-Ems Barenburg	1953	EMPG	34 870	6 859 440	3 076 460	506 429 390	29
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	13 671	3 505 823	613 819	65 279 826	16
NI	Bramberge			138 229	19 167 711	16 741 190	1 024 338 248	42
NI	Bramhar	1957	GDF SUEZ	103 030	14 387 332	13 467 657	797 937 410	33
NI	Osterbrook	1957	GDF SUEZ	8 450	1 320 956	880 405	62 285 433	3
NI	Wettrup	1957	GDF SUEZ	26 748	3 459 423	2 393 128	164 115 405	6
NI	Düste			21 359	6 290 687	968 496	201 277 986	42
NI	Aldorf	1952	Wintershall	5 377	2 426 997	249 059	121 114 442	12
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	8 994	1 759 720	405 246	31 471 708	22
NI	Wietingsmoor	1954	EMPG	6 988	2 103 970	314 191	48 691 836	8

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.

Fortsetzung Tab. 10

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2008	kumulativ	2008	kumulativ	
				t	t	m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems								
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	12 767	3 387 661	1 125 855	89 035 982	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	4 338	2 273 315	286 394	220 498 470	10
NI	Liener	1953	EMPG	726	107 560	29 212	7 135 080	3
NI	Löningen			6 700	681 300	1 890 507	324 409 048	6
NI	Löningen / Löningen-SE	1963	EMPG	1 635	475 372	1 438 658	296 375 895	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	5 065	205 928	451 849	28 033 153	3
NI	Matrum	1982	EMPG	1 486	175 092	275 058	18 147 571	4
NI	Siedenburg	1957	EMPG	5 636	1 065 941	29 704	62 136 303	10
NI	Sögel	1983	GDF SUEZ	431	28 212	21 200	1 425 811	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	5 846	997 966	536 742	24 828 673	8
NI	Vechta			7 807	2 399 493	561 651	601 471 283	11
NI	Hagen	1957	EMPG	408	136 992	41 046	10 905 523	1
NI	Harne	1956	EMPG	0	343 153	0	51 376 018	0
NI	Welppe	1957	EMPG	7 399	1 919 349	520 605	539 189 742	10
NI	Voigtei			16 810	4 093 618	2 084 038	346 847 400	59
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	1 044	124 513	362 779	10 055 005	8
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	15 766	3 969 105	1 721 259	336 792 395	51
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	11 349	2 663 255	1 495 353	284 761 884	13
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 068	104 125			
	Summe Gebiet				4 094 694		280 408 447	
				283 091	57 895 893	29 735 679	4 064 617 469	260
Westlich der Ems								
NI	Adorf	1948	GDF SUEZ	15 472	1 688 859	474 638	57 953 266	9
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	137 000	9 425 956	1 761 809	135 448 042	89
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	124 516	18 372 012	9 794 286	1 737 052 185	143
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	30 444	3 094 648	2 061 123	143 432 085	18
NI	Rühle			234 271	33 126 992	10 245 796	1 234 996 640	206
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	EMPG	209 026	27 697 847	9 624 874	1 133 782 757	174
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	GDF SUEZ	25 245	5 429 145	620 922	101 213 883	32
NI	Scheerhorn	1949	GDF SUEZ	43 179	8 708 692	4 143 293	504 376 195	59
NI	Ringe	1998	GDF SUEZ	24 092	152 838	570 435	3 264 357	2
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			1 059	340 954			
	Summe Gebiet				4 224 220		1 040 525 817	
				610 033	79 135 171	29 051 380	4 857 048 587	526
Oberrheintal								
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	10 424	1 326 575	254 680	29 418 898	11
RP	Landau	1955	Wintershall	21 999	4 373 553	353 253	14 915 716	71
RP	Römerberg	2003	GDF SUEZ	11 648	11 648	121 115	121 115	1
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	719	37 194	340 537	12 810 811	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen				1 641 345		36 195 778	
	Summe Gebiet			44 790	7 390 316	1 069 585	93 462 318	84
Alpenvorland								
BY	Aitingen	1976	Wintershall	32 851	1 305 079	2 015 750	89 583 976	6
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	3 416	137 375	0	0	1
	Kondensat der Erdgasförderung aus aufgegebenen Vorkommen			925	21 136			
	Summe Gebiet				11 580 716		2 381 467 957	
				37 192	13 044 306	2 015 750	2 471 051 933	7
Kondensat der Erdgasförderung								
	Thüringer Becken				32 657			
	Niederrhein-Münsterland				9 688			
Aus aufgegebenen Vorkommen								
	Thüringer Becken				16 689		17 822 000	
Summe Deutschland				3 053 998	286 235 823	98 652 107	16 254 065 681	1 119

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG. Sondenanzahl zum Stichtag 31. Dezember 2008.

Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate/Dieksand im Gebiet nördlich der Elbe stellte weiterhin mit Abstand das förderstärkste Feld dar. Von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate und der Landstation Dieksand in Friedrichskoog aus wurden mit zuletzt 23 Förderbohrungen mehr als 60 Prozent der deutschen Erdölproduktion erbracht. Die durchschnittliche Förderrate lag in diesem Feld in der Größenordnung von 219 t pro Tag und Bohrung.

Gleichwohl brach die Förderung gegenüber 2007 erheblich ein und zwar um 14 Prozent. Dieser Rückgang der Mittelplate-Produktion ist zum großen Teil auf die abnehmende Förde-

rung der von Land aus niedergebrachten Diek-
 sand-Bohrungen zurückzuführen, welche aus-
 schließlich die hochkapazitiven Dogger Delta-
 und Epsilon-Sandsteine erschließen. Mittler-
 weile ist an all diesen Bohrungen der Wasser-
 durchbruch erfolgt und die Verwässerung
 schreitet weiter voran. Durch die bereits erfol-
 gte umfassende Entwicklung der hochkapazitiven
 Delta- und Epsilon-Sandsteine konzentrieren
 sich nun die weiteren Erschließungsarbeiten
 auf den Dogger Beta-Sandstein, welcher
 geringere Produktionskapazitäten aufweist.
 Damit kann der Förderabfall der Delta- und
 Epsilon-Produzenten nicht vollständig aufge-
 fangen werden. Da der Trend fort dauert, ist

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2006 bis 2008 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2006		2007		2008		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	59 998	1,7	42 887	1,3	31 416	1,0	715 889	0,3
Nördlich der Elbe	2 167 639	61,7	2 142 311	62,7	1 848 218	60,5	48 321 383	16,9
Oder/Neiße-Elbe	24 368	0,7	23 265	0,7	23 891	0,8	3 179 150	1,1
Elbe-Weser	184 188	5,2	177 471	5,2	175 367	5,7	76 494 682	26,7
Weser-Ems	332 824	9,5	310 069	9,1	283 091	9,3	57 895 893	20,2
Westlich der Ems	662 929	18,9	638 180	18,7	610 033	20,0	79 135 171	27,6
Thüringer Becken	-	-	-	-	-	-	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	-	-	-	-	-	-	9 688	0,0
Oberrrheintal	40 877	1,2	37 985	1,1	44 790	1,5	7 390 316	2,6
Alpenvorland	42 578	1,2	43 205	1,3	37 192	1,2	13 044 306	4,6
Summe	3 515 401	100	3 415 374	100	3 053 998	100	286 235 823	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2007 und 2008 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2007		2008		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	in 2008
Mittelplate/Dieksand (SH)	2 123 347	62,2	1 836 470	60,1	22 352 915	7,8	23
Rühle (NI)	259 161	7,6	234 271	7,7	33 126 992	11,6	206
Bramberge (NI)	151 986	4,5	138 229	4,5	19 167 711	6,7	42
Emlichheim (NI)	133 763	3,9	137 000	4,5	9 425 956	3,3	89
Georgsdorf (NI)	131 888	3,9	124 516	4,1	18 372 012	6,4	143
Scheerhorn (NI)	39 184	1,1	43 179	1,4	8 708 692	3,0	59
Hankensbüttel (NI)	37 749	1,1	35 074	1,1	14 898 372	5,2	24
Barenburg (NI)	37 537	1,1	34 870	1,1	6 859 440	2,4	29
Aitingen (BY)	38 180	1,1	32 851	1,1	1 305 079	0,5	6
Rühme (NI)	27 835	0,8	32 004	1,0	2 097 339	0,7	36
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

davon auszugehen, dass sich die Gesamtproduktion des Feldes Mittelplate weiter reduziert und in der nächsten Dekade ein Plateau auf niedrigerem Niveau erreichen wird.

Die beiden nach Mittelplate förderstärksten Erdölfelder waren wie im Vorjahr Rühle und Bramberge. Sie liegen in Niedersachsen im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems (Tab. 12).

Das bereits seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle produziert aus Sandsteinen des Valangin in den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist. Nach einer Kumulativproduktion von 33,1 Mio. t bis Ende 2008 ist aus Rühle im Berichtszeitraum mit 234 271 t (Vorjahr 259 161 t) Erdöl etwa 10 Prozent weniger als in 2007 gefördert worden. Das sind nur 13 Prozent der Jahresproduktion von Mittelplate, wobei aber durchschnittlich 206 Bohrungen benötigt wurden. Dies entspricht einer rechnerischen Förderrate von rund 3,1 t pro Tag und Bohrung.

Die dritthöchste Jahresförderung kam mit 138 229 t (Vorjahr 151 986 t) wieder aus den Unterkreide-Sandsteinen des Ölfeldes Bramberge, das in 2008 aus 42 Bohrungen rechnerisch gut 9 t pro Tag und Bohrung produzierte.

4.2 Erdgasförderung

In 2008 wurde in Deutschland erneut deutlich weniger Erdgas gefördert als noch ein Jahr zuvor. Waren es in 2007 noch 18 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Erdgas in Feldesqualität (Rohgas), so lag die Förderung aus den heimischen Gasfeldern im Berichtsjahr nunmehr bei 16,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Rohgas. Die geförderte Menge entspricht einem Volumen von 15,4 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 gut 8 Prozent ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung von Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall

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 rund 3 Mio. t hatten die Thermalprojekte einen Anteil von 10,3 Prozent. Gegenüber 2007 sank die Mehrförderung durch „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) um fast 6 Prozent auf nunmehr 311 000 t (Vorjahr 330 344 t). In den betroffenen Lagerstätten lag der Anteil durch Tertiärmaßnahmen in 2008 bei gut 91 Prozent der Gesamtförderung.

Rund 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 blieb gegenüber dem Vorjahr fast gleich und lag bei 67 Prozent. Hierbei kam die mit Abstand größte Fördermenge aus dem Feld Mittelplate im schleswig-holsteinischen Wattenmeer (Anl. 9).

Bis Ende 2008 sind in der Bundesrepublik Deutschland rund 286 Mio. t Erdöl gefördert worden. Dies entspricht 32,5 Prozent der geschätzten ursprünglichen Gesamtmenge von 879 Mio. t in den Lagerstätten (Anl. 13).

zurückzuführen.

In 2008 wurden darüber hinaus noch rund 99 Mio. $\text{m}^3(V_n)$ Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung vor allem in Niedersachsen (66 Prozent) und Schleswig-Holstein (25 Prozent) anfällt, gefolgt von Brandenburg mit 5 Prozent (Tab. 8 u. 13).

Im Berichtszeitraum waren insgesamt 81 Erdgasfelder in Betrieb. Die Anzahl der am Stichtag 31. Dezember 2008 fördernden Bohrungen ist um 12 auf nunmehr 445 Sonden gestiegen.

Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2008 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Die kleine Rotliegend Erdgaslagerstätte Manslagt im Gebiet zwischen Weser und Ems war in 2008 erneut ohne Förderung. Zuvor war es nach erfolgreicher Aufwältigung gelungen, die einzige Bohrung Manslagt Z1 Ende 2004 wieder in Produktion zu nehmen.

Die Karbon Lagerstätte Varenesch und die Zechstein Lagerstätte Adorf haben in 2008 wieder geringe bzw. sehr geringe Mengen an Erdgas gefördert.

Weiterhin ohne Produktion in 2008 waren die Felder Düste (Karbon), Neubruchhausen (Zechstein), Ratzel (Karbon) und Ochtrup (Karbon) sowie die Teilfelder Osterheide (Rotliegend), Worth (Rotliegend) und Brettorf (Zechstein)

Das einzige deutsche Offshore-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2008 rund 491 Mio. m³(V_n) hochkalorisches Rohgas aus 5 Bohrungen gefördert. Dabei sank die Förderung gegenüber 2007 weiter signifikant um etwa 26 Prozent. Dies geht überwiegend auf den natürlichen Förderabfall des Feldes zurück. Aufgrund des hohen durchschnittlichen Brennwertes von 11,9 kWh/m³ (V_n) betrug die Reingasförderung allerdings noch 593 Mio. m³(V_n). Im Rahmen der Erdgasförderung fielen 31 416 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 2008 insgesamt rund 207 Mrd. m³(V_n) Rohgas gefördert worden. Dies entspricht mehr als einem fünftel der Kumulativproduktion von ganz Deutschland. Im Berichtsjahr nahm die Fördermenge des Feldeskomplexes Salzwedel mit der zunehmenden Erschöpfung der Rotliegend-Lagerstätten erneut ab und es wurden nur noch rund 423 Mio. m³(V_n) produziert. Das Erdgas aus Salzwedel weist darüber hinaus aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen vergleichsweise geringen durchschnittlichen Energieinhalt auf, der deutlich unter dem „Groningen-Brennwert“ (s. Kap. 5.1) liegt. Die Reingasförderung betrug daher nur rund 182 Mio. m³(V_n).

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (74 Felder oder 91 Prozent) und fördernden Erdgassonden (334 Sonden oder 75 Prozent) lag in Niedersachsen, und zwar 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 können. Allerdings sind sie von unterschiedlicher Bedeutung. Das meiste Erdgas wird hier aus Sandsteinen des höheren Rotliegend und Dolomiten des tieferen Zechstein gefördert.

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2004 bis 2008.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)	1000 m ³ (V _n)		
2004	20 263 653	141 385	20 405 038	82	505
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

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2008 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2008	kumulativ	
				m ³ (V _n)	m ³ (V _n)	
SH	Nordsee A6 / B4	1974	Wintershall	491 487 042	7 946 493 186	5
	Elbe-Weser					
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	17 914	138 053 779	1
NI	Becklingen / Wardböhlen			86 277 446	2 423 756 921	3
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	19 911 369	1 123 950 418	1
NI	Bleckmar	1999	RWE Dea	33 576 048	461 510 431	1
NI	Wardböhlen	1987	RWE Dea	32 790 029	838 296 072	1
NI	Dethlingen			317 737 845	21 766 425 046	5
NI	Munster / -N / -SW (Dethlingen-New)	1973	EMPG	271 805 492	19 004 676 846	3
NI	Osterheide	1998	RWE Dea	-	121 230 456	-
NI	Schmarbeck	1971	EMPG	45 932 353	2 640 517 744	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	1 954 879	275 736 157	1
NI	Einloh	1988	EMPG	5 158 412	290 833 484	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	74 973 791	2 057 859 081	3
NI	Husum / Schneeren			499 446 099	9 329 085 724	9
NI	Husum	1986	EMPG	188 273 899	5 597 956 324	3
NI	Schneeren	1990	GDF SUEZ	234 289 900	2 805 503 300	5
NI	Schneeren-Ost	1991	GDF SUEZ	76 882 300	925 626 100	1
NI	Imbrock	1995	EMPG	18 002 978	918 637 287	2
NI	Ostervesede / -SW	1983	EMPG	1 876 006	149 166 734	1
NI	Rotenburg-Taaken			2 130 362 323	49 114 951 566	28
NI	Taaken			145 156 320	4 600 058 014	2
NI	Taaken	1982	EMPG	92 904 396	3 494 713 422	1
NI	Mulmshorn (Z3a)	1996	EMPG	52 251 924	1 105 344 592	1
NI	Bötersen			1 098 359 161	23 821 701 626	14
NI	Bötersen (EMPG)	1987	EMPG	344 584 432	8 654 088 438	5
NI	Bötersen (RWE Dea)	1991	RWE Dea	232 728 611	4 615 147 242	3
NI	Mulmshorn / Borchel	1984	EMPG	479 118 873	9 959 153 118	5
NI	Mulmshorn (Z6)	1996	EMPG	41 927 245	593 312 828	1
NI	Hemsbünde			857 480 098	20 273 061 310	10
NI	Hemsbünde Pool	1985	RWE Dea	857 480 098	18 814 104 436	9
NI	Worth	1988	EMPG	-	1 458 956 874	-
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	EMPG	26 953	343 771 227	1
NI	Preyersmühle-Süd	2006	EMPG	29 339 791	76 359 389	1
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wenze)		GDF SUEZ	423 264 159	207 436 759 045	73
NI	Söhlingen			1 141 112 194	36 769 797 179	22
NI	Söhlingen	1980	EMPG	819 398 945	23 877 460 388	14
NI	Söhlingen-Ost / Grauen	1981	EMPG	321 713 249	12 892 336 791	8
NI	Soltau / Friedrichseck			81 251 832	6 005 081 762	3
NI	Soltau	1984	EMPG	2 944 854	3 191 763 289	1
NI	Friedrichseck	1990	EMPG	78 306 978	2 813 318 473	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	50 365 899	2 370 787 822	5
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	32 758 886	1 266 541 441	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	1 339 114 350	12 842 523 858	12
NI	Walsrode / Idsingen			587 258 019	11 644 955 880	8
NI	Walsrode Z2-Block	1980	EMPG	30 050 337	387 569 269	1
NI	Walsrode-West	1990	EMPG	121 778 399	4 147 602 887	2
NI	Walsrode Z4-Block / Idsingen	1980	EMPG	435 429 283	7 109 783 724	5
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	130 571 010	1 225 822 638	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				15 283 256 858	
	Summe Gebiet			6 921 504 042	381 310 032 262	180
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GDF SUEZ	89 917 800	4 947 945 960	2
NI	Bahrenborstel / Uchte (s)			92 450 396	3 102 532 424	3
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	33 910 423	2 662 981 255	2
NI	Uchte	1981	EMPG	58 539 973	439 551 169	1
NI	Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte (z)			851 130 733	14 873 542 513	11
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	219 847 633	4 555 875 716	4
NI	Burgmoor / Uchte	1981	EMPG	631 283 100	10 317 666 797	7

BB: Brandenburg, BY: Bayern, NI: Niedersachsen, NW: Nordrhein-Westfalen, ST: Sachsen-Anhalt, TH: Thüringen

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2008	kumulativ	
				m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Barrien	1964	Wintershall	68 777 023	12 366 803 487	7
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt			261 553 131	9 457 991 546	4
NI	Brettorf	1977	EMPG	-	1 139 782 246	-
NI	Brinkholz	1982	EMPG	238 258 153	4 294 946 220	3
NI	Neerstedt	1981	EMPG	23 294 978	4 023 263 080	1
NI	Barenburg / Buchhorst (s)			191 500 231	5 601 258 597	4
NI	Barenburg	1961	EMPG	18 456 046	476 221 655	1
NI	Buchhorst	1959	EMPG	173 044 185	5 125 036 942	3
NI	Barenburg / Buchhorst (z)			93 536 421	16 467 317 428	6
NI	Barenburg	1961	EMPG	23 143 383	8 433 926 449	3
NI	Buchhorst	1959	EMPG	70 393 038	8 033 390 979	3
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	45 523 429	8 313 836 806	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	7 074 006	338 299 661	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	186 100 393	2 632 934 002	2
NI	Döttingen	1965	EMPG	242 240 281	16 786 316 271	6
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	16 964 102	818 655 786	6
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	-	29 479 065	-
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	5 027 834	1 281 919 636	2
NI	Goldenstedt / Visbek (z)			1 458 189 679	54 543 555 343	21
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	728 188 511	15 576 218 362	12
NI	Visbek	1963	EMPG	730 001 168	38 967 336 981	9
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)			91 025 202	2 595 738 285	3
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	29 416 568	1 899 357 455	2
NI	Oythe	1968	EMPG	61 608 634	696 380 830	1
NI	Großes Meer	1978	GDF SUEZ	7 571 900	416 884 400	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	1 100 536	209 175 671	1
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (z)			1 100 790 585	30 649 205 168	11
NI	Hemmelte	1980	EMPG	813 066 994	21 719 836 939	6
NI	Kneheim	1985	EMPG	243 091 842	4 699 560 665	4
NI	Vahren	1981	EMPG	44 631 749	4 229 807 564	1
NI	Hengstlage (s)	1963	EMPG	385 937 476	62 141 816 750	13
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer (z)			205 497 786	24 734 699 559	10
NI	Hengstlage / Sage / Sagermeer	1968	EMPG	92 868 991	21 881 120 227	8
NI	Sagermeer-Süd	1973	EMPG	15 641 388	1 110 979 075	1
NI	Sagermeer-Südwest	1998	EMPG	96 987 407	1 742 600 257	1
NI	Klosterseelte			887 794 726	12 116 191 857	5
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	5 246 098	154 225 742	1
NI	Leer	1984	GDF SUEZ	69 263 400	554 069 100	1
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	7 810 812	2 306 447 438	1
NI	Löningen-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	7 021 879	437 461 162	2
NI	Manslagt	1990	EMPG	-	1 172 544 756	-
NI	Neubrichhausen	1993	EMPG	-	384 327 462	-
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	13 044 785	2 544 460 001	9
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	-	5 809 580 274	-
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	37 088 325	8 423 068 052	4
NI	Siedenburg / Staffhorst (s)			399 507 653	13 563 434 329	10
NI	Siedenburg	1963	EMPG	369 660 235	12 146 100 762	8
NI	Staffhorst	1964	Wintershall	29 847 418	1 417 333 567	2
NI	Siedenburg / Staffhorst (z)			152 218 285	31 725 502 604	7
NI	Siedenburg-Ost	1964	EMPG	113 014 960	19 977 454 323	5
NI	Staffhorst / Borstel	1963	Wintershall	39 203 325	11 748 048 281	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg			812 333 245	25 542 666 150	10
NI	Siedenburg-West	1964	EMPG	671 492 246	18 899 079 135	8
NI	Hesterberg	1967	EMPG	140 840 999	6 643 587 015	2
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	7 195 850	922 019 481	1
NI	Uphuser Meer	1981	GDF SUEZ	4 905 500	167 621 100	1
NI	Uttum / Greetsiel / Leybucht			60 133 978	3 359 816 606	2
NI	Uttum	1970	EMPG	29 817 770	1 049 597 858	1
NI	Greetsiel	1972	EMPG	30 314 708	1 753 971 866	1
NI	Leybucht	1976	GDF SUEZ	1 500	556 246 882	-
NI	Varenesch	1992	EMPG	77 127	97 991 053	1

EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GDF SUEZ: GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GMBH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall Holding AG

Fortsetzung Tab. 14

Land	Feld / Teilfeld	Fundjahr	Operator	Erdgasförderung		Sonden
				2008	kumulativ	
				m³(V _n)	m³(V _n)	
Fortsetzung Weser-Ems						
NI	Varnhorn / Quaadm. / Wöstendöllen ...			798 666 571	23 420 599 495	14
NI	Varnhorn	1968	EMPG	239 811 743	12 391 386 791	7
NI	Quaadmoor / Wöstendöllen	1969	EMPG	434 400 456	9 605 579 046	5
NI	Rechterfeld	1988	EMPG	124 454 372	1 423 633 658	2
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	94 909 320	4 205 488 518	3
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	51 396 540	491 757 700	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				81 352 387 100	
	Summe Gebiet			8 810 523 038	491 061 568 338	192
Westlich der Ems						
NI	Adorf (Buntsandstein)	1959	GDF SUEZ	4 804 600	666 596 330	1
NI	Adorf (Zechstein)	1955	GDF SUEZ	800	2 448 880 300	-
NI	Annaveen	1963	EMPG	3 267 437	758 145 995	2
NI	Bentheim	1938	GDF SUEZ	4 154 500	3 534 604 900	1
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	13 131 781	3 228 104 093	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	7 654 245	918 458 662	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (z)			789 008	3 585 782 574	2
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	138 390	3 557 475 374	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	650 618	28 307 200	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (c)			6 643 367	213 364 625	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	5 992 749	185 057 425	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	650 618	28 307 200	-
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	16 624 180	923 434 770	2
NI	Frenswegen	1951	GDF SUEZ	5 431 500	231 857 600	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GDF SUEZ	3 719 600	1 316 017 600	2
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)			35 477 300	5 418 212 600	6
NI	Itterbeck-Halle	1951	GDF SUEZ	32 960 700	5 128 666 900	5
NI	Getelo	1965	GDF SUEZ	2 516 600	289 545 700	1
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GDF SUEZ	11 898 200	3 391 981 300	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GDF SUEZ	11 756 000	499 216 200	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1961	GDF SUEZ	2 898 000	882 983 500	2
NI	Ratzel (Karbon)	1960	GDF SUEZ	-	436 864 800	-
NI	Ringe (Karbon)	1998	GDF SUEZ	35 097 200	412 622 300	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	8 123 379	2 770 034 599	2
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	8 401 625	599 497 923	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GDF SUEZ	10 143 200	3 076 669 100	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GDF SUEZ	525 900	313 799 400	1
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 410 346 386	
	Summe Gebiet			190 541 822	39 037 475 557	37
Thüringer Becken						
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 216 163	82 883 376	4
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	341 700	297 953 115	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	2 202 756	264 230 454	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	23 632 140	1 888 645 452	9
	aus aufgegebenen Vorkommen				3 588 258 048	
	Summe Gebiet			28 392 759	6 121 970 445	24
Niederrhein-Münsterland						
NW	Ochtrup	1990	GDF SUEZ	-	248 997 700	-
Alpenvorland						
BY	Inzenham-West (Förderfeld)	1971	RWE Dea	6 120 875	966 087 811	4
	aus aufgegebenen Vorkommen				16 542 874 284	
	Summe Gebiet			6 120 875	17 508 962 095	4
Aus aufgegebenen Vorkommen						
	Nördlich der Elbe				231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe				947 602 968	
	Oberreintal				1 052 490 217	
Summe Deutschland				16 448 569 578	945 466 592 768	442

Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2008.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2006 bis 2008 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2006		2007		2008		kumulativ	
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%
Nordsee	955 702	4,9	667 270	3,7	491 487	3,0	7 946 493	0,8
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	8 421 871	42,8	7 407 608	41,2	6 921 504	42,1	381 310 032	40,3
Weser-Ems	10 035 772	51,0	9 659 485	53,8	8 810 523	53,6	491 061 568	51,9
Westlich der Ems	211 750	1,1	191 918	1,1	190 542	1,2	39 037 476	4,1
Thüringer Becken	28 113	0,1	28 324	0,2	28 393	0,2	6 121 970	0,6
Niederrhein-Münsterland	2	0,0	-	-	-	-	248 998	0,0
Oberrrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 490	0,1
Alpenvorland	13 439	0,1	11 504	0,1	6 121	0,0	17 508 962	1,9
Summe	19 666 649	100	17 966 109	100	16 448 570	100	945 466 593	100

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

Lagerstätte (Land)	2007		2008		kumulativ		Fördersonden
	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	1000 m ³ (V _n)	%	in 2008
Rotenburg-Taaken (NI)	2 292 3067	12,8	2 130 362	13,0	49 114 952	5,2	28
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 577 978	8,8	1 458 190	8,9	54 543 555	5,8	21
Völkersen (NI)	1 174 192	6,5	1 339 114	8,1	12 842 524	1,4	12
Söhlingen (NI)	1 251 442	7,0	1 141 112	6,9	36 769 797	3,9	22
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 311 285	7,3	1 100 791	6,7	30 649 205	3,2	11
Klosterseelte/Kirchs./Ortholz (NI)	1 160 232	6,5	887 795	5,4	12 116 192	1,3	5
Bahrenbor./Burgmoor/Uchte(NI)	853 547	4,8	851 131	5,2	14 873 543	1,6	11
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	740 487	4,1	812 333	4,9	25 542 666	2,7	10
Varnhorn/Quaaadmoor/... (NI)	835 494	4,7	798 667	4,9	23 420 599	2,5	14
Walsrode/Idsingen (NI)	819 747	4,6	587 258	3,6	11 644 956	1,2	8
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

in 2008 zu 46 Prozent auf den Zechstein und zu 39 Prozent auf das Rotliegend (Anl. 10). Die verbleibenden Mengen kamen aus Sandsteinen der Trias (8 Prozent), des Oberkarbon (5 Prozent) und des Jura (2 Prozent).

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg-Taaken mit den Teilgebieten Taaken, Böttersen, Hemsbünde sowie Preyersmühle das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland (Tab. 14 und 16). Es förderte im Berichtszeitraum 2,1 Mrd. m³(V_n) Rohgas aus dem Rotliegend. Dahinter folgt Goldenstedt/Visbek (Zechstein) mit 1,5 Mrd. m³(V_n). Die dritthöchste Jahresförderung kam diesmal

aus dem Feld Völkersen/Völkersen-Nord, das Hemmelte/Kneheim/Vahren an dieser Position ablöste (Tab. 16).

In 2008 kamen erneut zwei Drittel der gesamten Jahresförderung in Deutschland aus den zehn ergiebigsten Erdgasfeldern (Tab. 16).

Bis Ende 2008 sind in der Bundesrepublik Deutschland rund 946 Mrd. m³(V_n) Erdgas in Lagerstättenqualität gefördert worden. Dies entspricht fast 66 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 2009 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2008			Produktion	Reserven am 1. Januar 2009		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2008	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	0,076	0,024	0,100	0,007	0,072	0,024	0,096
Niedersachsen	134,066	62,140	196,206	14,577	117,142	61,280	178,422
Sachsen-Anhalt	0,412	0,268	0,680	0,182	0,285	0,555	0,840
Schleswig-Holstein	2,822	0,217	3,039	0,593	1,766	0,183	1,949
Thüringen	0,055	0,003	0,057	0,018	0,040	0,005	0,045
Gebiet							
Nordsee	2,822	0,217	3,039	0,593	1,766	0,183	1,949
Elbe-Weser	63,626	36,740	100,366	6,823	59,936	37,635	97,570
Weser-Ems	69,797	25,513	95,310	7,738	56,391	23,870	80,260
Westlich der Ems	1,055	0,155	1,210	0,199	1,100	0,331	1,431
Thüringer-Becken	0,055	0,003	0,057	0,018	0,040	0,005	0,045
Alpenvorland	0,076	0,024	0,100	0,007	0,072	0,024	0,096
Summe Deutschland	137,431	62,651	200,082	15,377	119,305	62,047	181,352

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)

38 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Erdgasreserven lagern größtenteils in triassischen (8 Prozent) und oberkarbonischen Sandsteinen (5 Prozent), sowie ganz untergeordnet in jurassischen und tertiären Trägern.

Die Tabelle 19 zeigt die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und

die Förderung 2008, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,77 kWh/m³(V_n) normierten sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven wurden am 1. Januar 2009 auf 181,4 Mrd. m³(V_n) geschätzt und lagen damit 18,7 Mrd. m³(V_n) oder gut 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. 21). Die Gasspeicherung in Deutschland zeigt seit Jahren durch die Einrichtung neuer und durch die Erweiterung bestehender Speicher einen deutlichen Aufwärtstrend. Diese Entwicklung erfuhr im Berichtsjahr einen besonderen Energieschub.

Vor dem Hintergrund zunehmender Erdgasimporte sowie der Perspektive, dass diese in den nächsten Jahrzehnten speziell aus dem russischen Raum zunehmen werden, übernehmen Speicher eine tragende Rolle in der Gaswirtschaft und Energiepolitik. Untertage-Erdgasspeicher sind Garanten für eine sichere Erdgasversorgung. Ihre Bedeutung und Wertschätzung steht inzwischen auch in der Wahrnehmung durch die Bevölkerung in exponierter Position, weil die strategische Bedeutung mit einer Zunahme der Importabhängigkeit wächst.

Die Medien berichten regelmäßig zum Thema Erdgasversorgung und Speicherung sowie über den Bau der geplanten Ostseepipeline „Nord Stream“. Das Thema Krisenbevorratung von Erdgas stand im letzten Jahr im Rahmen

der Georgienkrise und insbesondere des Erdgas-Lieferkonfliktes Russland-Ukraine auf der Tagesordnung von Politik und Wirtschaft.

Die GAZPROM hatte Anfang Januar die Lieferung von Erdgas für Westeuropa durch die Ukraine gestoppt, um ihre finanziellen Forderungen gegenüber der Ukraine durchzusetzen. Der vergangene, vergleichsweise kalte Winter 2008/2009 hat in Zusammenhang mit der Gaskrise die deutschen Gasspeicher auf eine Probe gestellt. Im Versorgungsgebiet von Hannover betrug der Gasverbrauch zum Beispiel Anfang Januar 2009 etwa das 10-fache gegenüber Mitte Juli 2008. Die „klassische“ Aufgabe der Untertage-Gasspeicher 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, d.h. sie sind nicht ohne weiteres kurzfristig veränderbar. Die entscheidende und unzuverlässig prognostizierbare Größe stellen dabei jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Die klassische Pufferfunktion zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher wird auf Grund der ge-

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (AGEB 2009).

Energieträger	Anteile in %	
	2007	2008
Mineralöl	33,4	34,7
Erdgas	22,6	22,1
Steinkohle	14,3	13,1
Braunkohle	11,6	11,1
Kernenergie	11,1	11,6
Erneuerbare Energien	7,0	7,4

Tab. 21: Struktur des Erdgasverbrauchs nach Herkunftsland (WEG 2009).

Bezugsland	Anteil in %	
	2007	2008
Deutschland	18	16
Niederlande	17	18
Norwegen	25	26
Russland	36	36
Dänemark/Großbritannien	4	4

nannten Krisen zunehmend auch durch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung ergänzt. Auch der Einsatz zur Bezugsoptimierung unter Ausnutzung schwankender Gaspreise gewinnt weiter an Bedeutung, d.h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme stattfinden.

Als Speichertypen existieren Poren- und Kavernenspeicher. Porenspeicher dienen dabei grundsätzlich zur saisonalen Grundlastabdeckung. Sie reagieren durch die natürlichen Fließwege im Porenraum der Speichergesteine in der Regel langsamer auf Veränderungen von Förderraten als Kavernenspeicher. Letztere sind in ihrer Nutzung eher mit unterirdischen Druckbehältern vergleichbar und daher besonders für tageszeitliche Spitzenlastabdeckungen geeignet. Unter günstigen Bedingungen können aber auch Porenspeicher in natürlich geklüfteten Speichergesteinen ähnlich hohe Förderraten erreichen.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das tatsächlich nutzbare Speichervolumen. Als Kissengas bezeichnet man die verbleibende Restgasmenge, die den Mindestdruck aufrechterhalten soll.

Ein hoher Kissengasanteil ermöglicht eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate) über einen langen Zeitraum. Je höher der prozentuale Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasverbrauch ist und je schneller das Arbeitsgas ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist die Erdgasspeicherung und damit die nationale Energieversorgung.

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

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch¹

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland lag witterungsbedingt um 1 Prozent höher als im Vorjahr (AGEB 2009).

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt weiter auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV

¹ alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$. In der Förderindustrie wird dieser Referenzwert häufig als „Reingas“ oder „Groningen-Brennwert“ bezeichnet. In Statistiken ist auch ein Bezugswert von $11,5 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmegehalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (AGEB 2009 und WEG 2009).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2007	2008	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	166	152	-9
Einfuhr	Mrd. kWh	924	969	5
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1090	1121	3
Ausfuhr	Mrd. kWh	163	177	8
Speichersaldo	Mrd. kWh	34	7	--
Verbrauch	Mrd. kWh	961	951	-1
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mio. t. SKE	106,6	105,5	-1
<i>Inländische Erdgasförderung¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	17,0	15,5	-9
<i>Erdgasaufkommen¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	112,1	114,7	3
<i>Verbrauch¹</i>	<i>Mrd. m³(V_n)</i>	98,3	97,3	-1

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.

reduzierte sich gegenüber dem Vorjahr um 0,5 Prozent.

Tabelle 22 zeigt die statistischen Angaben des AGEB (2009) für Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutsch-

land. Die heimische Förderung ging durch natürliche Erschöpfung der Lagerstätten um etwa 9 Prozent auf 15,5 Mrd. $m^3(V_n)$ zurück. Der Gasverbrauch reduzierte sich um 1 Prozent und betrug etwa 97 Mrd. $m^3(V_n)$.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2008 (Stichtag: 31. Dezember 2008)

Die Speicherdaten dieses Berichtes wurden auf der Grundlage einer jährlichen Datenabfrage des LBEG bei den Speicherfirmen und in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden der Bundesländer erstellt. Sie werden auch in der jährlichen Zusammenstellung des Bundeswirtschaftsministeriums „Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland“ (www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen) veröffentlicht. Die Datenerhebung geht u.a. 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, dem BMWi, BDEW, WEG, der Bundesnetzagentur

sowie weiteren Nutzern in Wirtschaft und Politik als Nachweis- und Informationsquelle.

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Gasspeicher sowie der Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Porenspeicher werden überwiegend in ehemaligen Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland eingerichtet. Speicherhorizonte sind vorwiegend poröse Sandstein-Formationen. Aquiferspeicher spielen im Hinblick auf das Arbeitsgasvolumen in Deutschland eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31. Dezember 2008).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m ³ (V _n)	12,5	7,8	20,3
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13,6	9,0	22,6
Plateau-Entnahmerate	Mio. m ³ (V _n)/d	192,1	296,5	488,6
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	65	26	42
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	24	47
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m ³ (V _n)	0,05	7,4	7,5
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		1	18	19
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m ³ (V _n)	13,7	16,4	30,1
* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" (Arbeitsgas/ Plateau-Entnahmerate)				

eine hohe Bedeutung. Prominentestes Beispiel ist der Aquiferspeicher Berlin, der die Versorgung der Hauptstadt seit über 15 Jahren sicherstellt.

Kavernenspeicher können nach Abteufen einer Bohrung dort eingerichtet werden, wo mächtige Salinare (Salzstöcke) vorkommen und gleichzeitig eine umweltverträgliche Ableitung oder Nutzung der Sole möglich ist. Ihre Lage ist daher aus geologischen Gründen vorwiegend auf den Norden Deutschlands beschränkt. Der südlichste Kavernenspeicher liegt etwa auf der Höhe von Fulda. In bevorzugter Lage sind Standorte in Küstennähe, die eine Soleentsorgung in Richtung Meer ermöglichen. Aktuelle Beispiele sind hier Projekte wie Jemgum und Etzel. Eine Beschreibung der Geologie norddeutscher Salinare, die potenzielle Speicherstandorte darstellen, findet sich bei LANGER & SCHÜTTE (2002).

Tabelle 23 zeigt eine Zusammenfassung der Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 20,3 Mrd. m³(V_n) und hat sich damit weiter erhöht (Vorjahr: 19,9 Mrd. m³(V_n)). Bei den Porenspeichern erfolgte keine wesentliche Änderung der Zahlenangaben. Bei den Kavernenspeichern stieg der Arbeitsgaswert um etwa 4 Prozent oder 0,3 Mrd. m³(V_n), welches durch die Erweiterung bestehender Speicher, durch Inbetrieb-

nahme weiterer Kavernen sowie durch neue Speicherprojekte begründet ist. Etwa $\frac{2}{3}$ des Arbeitsgases sind in Porenspeichern und $\frac{1}{3}$ in Kavernenspeichern verfügbar.

Bei den Kavernenspeichern, die in Bau oder Planung sind, gab es einen erheblichen Zuwachs von 3,6 auf 7,4 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgas. Als neue Projekte wurden ein weiterer Betrieb in Epe (Gelsenwasser AG), zwei Teilprojekte in Etzel (IVG AG) und ein weiteres Projekt in Jemgum (EWE AG) von den Firmen gemeldet. Bei der Realisierung aller Vorhaben wird künftig ein maximales Arbeitsgasvolumen von etwa 30 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Die Tabellen 25 und 26 zeigen die Kenndaten für die einzelnen Gasspeicher, die derzeit in Betrieb oder in Planung/im Bau sind und für die ein Betriebsplan vorliegt.

Weitere Projekte mit einem erheblichen Arbeitsgasvolumen sind in Projektierung, in der Explorationsphase oder in Bauvorbereitung, wobei die Betriebsplanzulassungen noch nicht vorliegen und die genauen Arbeitsgaszahlen noch nicht feststehen (Informationen siehe in diesem Artikel weiter unten).

Beim Arbeitsgasvolumen in den Tabellen 25 und 26 sind zwei Werte aufgeführt: Das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" stellt das Volumen dar, das zum Stichtag unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen

Rahmenbedingungen installiert und verfügbar ist. Dieser Wert weicht bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ immer dann ab, 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 Betreiberfirmen entsprechen dem Stand 31.12.2008.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens. Der Beginn der Speichernutzung begann im Jahr 1955 mit dem Aquiferspeicher Engelbostel, der inzwischen aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde.

Zu einigen Speichern existieren folgende ergänzende Angaben der Betreiber, der Landesbehörden oder aus Presseberichten:

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.

Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in **Bad Lauchstädt** beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,020 Mio. m³/h. Der Porenspeicher kann eine Maximalrate von 238 000 m³/h darstellen. Die abnehmende Ausspeicherrate kann zeitweise vom Kavernenspeicher kompensiert werden.

Für **Breitbrunn-Eggstätt** ist eine Erweiterung angedacht. Seit Sommer 2008 wurden geophysikalische Messungen (3D-Seismik) durchgeführt. Die Messfläche überdeckte mit rund 400 km² auch den nördlichen Teil des Chiemsees

und den Gasspeicher Inzenham-West. Letzterer soll optimiert und umfangreich modernisiert werden.

Die Erweiterung von **Wolfersberg** soll im Jahr 2009 realisiert werden.

Für weitere Porenspeicher in Nord- und Süddeutschland laufen Machbarkeitsstudien bzw. Explorationsarbeiten und Voruntersuchungen. So wurde z.B. von GDF SUEZ E&P in **Anzing**, einer ehemaligen Gaslagerstätte in Bayern, eine Speichererkundungsbohrung (Anzing S101) durchgeführt und ein Betriebsplan für einen Speicherbetrieb eingereicht. Die E.ON Gas Storage 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

Der Speicher **Empelde** mit seinen vier Kavernen soll um drei weitere Kavernen erweitert werden und im Jahr 2018 insgesamt ca. 0,7 Mrd. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen umschlagen können. Die bestehenden drei Kavernen in Empelde sollen bis 2018 nachgesolt werden, die vierte Kaverne befindet sich in der Gas-erstbefüllung, eine fünfte neue Kaverne ist in der Zulassung. Das Konzept für die Erweiterung sieht vor, zeitlich nacheinander jeweils eine neue Kaverne zu solen und parallel dazu eine alte Kaverne zu sanieren und zu vergrößern. Diese Maßnahmen sollen bis Ende 2018 abgeschlossen sein. Für das Aussolen der neuen und Nachsolen der alten Kavernen werden die vorhandenen Solanlagen und Fernleitungen weiter genutzt. Die anfallende Sole wird seit 2005 in das Grubengebäude der K+S Aktiengesellschaft in Sehnde/Lehrte eingeleitet. Durch Ablenkung der Bohrungen werden die neuen Kavernen in einer Tiefe von circa 1300 bis 1700 m erstellt, d.h. über den Kavernen finden obertägig keine Veränderungen oder Beeinflussungen statt. Für die fünfte Kaverne erfolgte eine Bekanntmachung gemäß Bundesberggesetz im Sommer 2008. Die Vorbereitungen für den Bau der drei neuen Kavernen

und der dazu gehörenden gastechischen Betriebseinrichtungen wurden ebenfalls in 2008 begonnen und der nach Bundesberggesetz erforderliche Rahmenbetriebsplan durch das LBEG zugelassen. Für die Erweiterung werden insgesamt 410 Mio. m³(V_n) Arbeitsgasvolumen geplant.

Am Standort **Epe**, der größten Kavernenspeicher-Lokation der Welt, sind sechs Unternehmen für Betrieb oder Planung und Bau von Kavernen angesiedelt. 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, Gelsenwasser) hat als neuer Betreiber am Standort Epe ebenfalls einen Antrag für ein bergrechtliches Planfeststellungsverfahren für einen Speicher mit vier Kavernen gestellt.

Der Speicher **Etzel** der IVG Caverns GmbH für Erdgas- und Rohölkavernen wurde als Vorhaben bereits im Vorjahr berichtet und nun mit zwei Teilprojekten in Tabelle 26 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(V_n) haben begonnen. Die Erweiterung erfolgt für Unternehmen aus der Energiebranche (u.a. für E.ON Gas Storage GmbH). In 2008 wurden in Etzel 19 neue Bohrungen mit bis zu vier Bohranlagen abgeteuft. Für 2009 sind derzeit weitere 6 Bohrungen geplant. Die Realisierung der beiden Teilprojekte und die Verfügbarkeit des o.g. Arbeitsgasvolumens 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. Den Kunden der IVG dient die Lagerung von Öl und Gas zur Deckung von Verbrauchsspitzen und Zwischenlagerung von Import-Lieferströmen. Die Rohöllagerung dient mit ihren strategischen Reserven der Versorgungssicherheit. Das mit dem Ausbau geschaffene neue Potenzial erfordert einen entsprechenden Ausbau des Transportsystems. 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(V_n) je Kaverne wären damit in ca. 10 Jahren insgesamt etwa 6 Mrd. m³(V_n) zusätzliches Arbeitsgasvolumen verfügbar. Nach Angaben der IVG existieren ausreichende Solkapazitäten. Die zusätzlichen Rohölkavernen sollen auch der Bedienung von Kunden außerhalb Deutschlands dienen. Der Standort Etzel hat damit eine weiter zunehmende und herausragende Bedeutung für das nationale Speichergeschäft und die Energieversorgung Deutschlands bekommen.

Im Speicherprojekt **Jemgum** der WINGAS GmbH & Co. KG sollen in einer ersten Ausbaustufe zunächst 18 Kavernen errichtet werden. Auch die EWE AG plant die Solung von weiteren 15 Kavernen in drei Ausbaustufen von jeweils 5 Kavernen. In Tabelle 26 sind bei EWE fünf Kavernen für die erste Baustufe berücksichtigt. WINGAS und EWE führen den Bau (Solbetrieb) ihrer beiden Speicher gemeinsam durch und verfügen über einen gemeinsam eingereichten und vom LBEG genehmigten Rahmenbetriebsplan. Die gemeinsamen Betriebseinrichtungen umfassen z.B. die Wasserentnahme und Soleeinleitbauwerke, 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 als drittes Projekt auf dem Salzstock **Jemgum** einen Unterspeicher mit zunächst 20 Kavernen (in zwei Ausbaustufen) zur Speicherung von Erdgas. Ein Betriebsplan wurde eingereicht. Im Falle einer Realisierung aller 20 Kavernen könnte hier ein geschätztes Arbeitsgasvolumen von über 1 Mrd. m³(V_n) verfügbar sein. Nach Abschluss aller drei Teilprojekte in Jemgum werden dort künftig weitere 3 bis 3,5 Mrd. m³(V_n) an Arbeitsgas bereit stehen. Der Salzstock Jemgum verfügt über Potenzial für die Solung weiterer Kavernen, das durch Standortuntersuchungen konkretisiert werden müsste. Der Standort Jemgum wird damit neben Etzel und weiteren Speicherprojekten, die bei positiver Exploration gebaut werden sollen (s.u.) künftig zu einem erheblichen Anstieg des Arbeitsgasvolumens in Deutschland beitragen.

In **Kiel-Rönne** läuft der Solbetrieb der dritten Kaverne (K103) planmäßig seit Anfang 2007 und soll das Zielvolumen im Zeitraum 2013/2014 erreichen. Eine weitere Kaverne, für die ein genehmigter Rahmenbetriebsplan vorliegt, ist in Planung und soll bei positiver Entscheidung für einen Bau die gleichen Planungsdaten aufweisen wie K103.

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

Bei **Krummhörn** bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ auf eine Reparatur/Nachsolung und Erweiterung des Speichers im Jahr 2010.

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

Der Speicher **Peckensen** im Kreis Salzwedel soll um eine dritte Kaverne erweitert werden. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten sollen Ende 2010 zur Verfügung stehen. Die Planungen für die dritte Kaverne sehen ein Arbeitsgasvolumen von 80 Mio. m³ und eine tägliche Entnahmeeleistung von 4 Mio. m³ vor. Kaverne K1 ist seit 2001 in Betrieb, K2 in Solung (Inbetriebnahme in 2009). Für die geplanten Kavernen 4 und 5 wurden von Storengy Deutschland GmbH bereits entsprechende Schritte zur Vermarktung unternommen. Sie sollen in 2013/2014 bzw. 2015/2016 mit einem Arbeitsgasvolumen von jeweils 80 Mio. m³ in Betrieb gehen. Nach derzeitiger Planung soll Peckensen auf bis zu 10 Kavernen erweitert werden und dann über ein Arbeitsgasvolumen von 700-800 Mio. m³ verfügen.

Bei der Speichererweiterung in **Rüdersdorf** befindet sich K102 seit 2005 im Solprozess. Eine weitere Bohrung wurde abgeteuft.

6.4 Weitere Speicher für den Erdgasmarkt Deutschland

In Norddeutschland hängen weitere 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. Die Seetrasse wird eine Länge von rund 1200 km aufweisen. 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. Die Nord Stream AG hat für den

etwa 80 km langen Trassenabschnitt in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Ende 2008 einen Antrag gestellt. Die Unterlagen für die öffentliche Beteiligung wurden ausgelegt. Bis Mitte 2010 sollen im Greifswalder Bodden die Verlegearbeiten beginnen. Mit dem Bau der „Nord Stream“ wird eine neue Ära der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet. Dieses wird zusätzliche Untertagespeicherkapazitäten erfordern und hat zu Untersuchungen von weiteren Speicherstandorten geführt. Die Situation zum Jahresbeginn 2009 im Erdgaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine macht die große energiewirtschaftliche Bedeutung der „Nord Stream“ und der Gasspeicherung deutlich: Mit der Ostseeleitung kann langfristig die Lieferung großer Erdgas-mengen für die Europäische Union ohne Transitstaaten wie der Ukraine, Polen oder Weißrussland gesichert werden. Deutschland würde dann selbst zu einem Erdgas-Transitland werden, da die durch die Ostseeleitung ankommenden Gasmengen auch für andere Staaten in Westeuropa von Bedeutung sein werden.

Nach Informationen durch den Geologischen Dienst und die Bergbehörde von Mecklenburg-Vorpommern liegt ein Antrag der Oldenburger EWE AG für einen Kavernenspeicher auf der Salzstruktur **Moeckow** vor (OBST 2008). Die erste Bohrung konnte Anfang 2008 erfolgreich beendet werden. Die Größe des geplanten Speichers wurde bisher nicht quantifiziert.

Die ZMB GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der GAZPROM Germania GmbH, führt auf der Struktur **Hinrichshagen** bei Waren in Mecklenburg-Vorpommern Aufsuchungsarbeiten auf der Grundlage eines zugelassenen Hauptbetriebsplanes durch. 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 fertig gestellt. Ende 2008 wurde eine 3D-Seismik durchgeführt (ausführ-

liche Beschreibung durch OBST 2008). Nach Pressemeldungen der GAZPROM Germania könnte unter günstigen Bedingungen ein Großspeicher mit einigen Mrd. m³ Gesamtvolumen darstellbar sein. Die ZMB plant darüber hinaus die Erkundung eines weiteren Aquiferspeichers **Schweinrich** bei Wittstock. Das Untersuchungsgebiet liegt grenzüberschreitend in den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Auf der Grundlage eines von beiden Länderbehörden genehmigten Hauptbetriebsplanes sollen die Aufsuchungsarbeiten vorerst im brandenburgischen Teil stattfinden. Als potenzielle Speicherhorizonte kommen Sandsteine im Lias und Rhät in etwa 1300 m Teufe in Betracht. Eine Erkundungsbohrung und eine 3D-Seismik zum Nachweis der Speichereignung sind für 2009 vorgesehen (OBST 2008). Nach Pressemitteilungen und Angaben der ZMB könnte der Speicherhorizont unter günstigen geologischen Bedingungen ein Erdgasvolumen von mehreren Mrd. m³(V_n) aufnehmen.

Ein Projekt, dessen Betrieb auch für die Gasversorgung und Speichersituation Deutschlands eine Bedeutung hat, ist der in Grenznähe liegende Speicher **Haidach** (ehemalige Gaslagerstätte) bei Salzburg in Österreich. Er wurde durch ein Firmenkonsortium RAG, WINGAS und OOO 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 1 000 000 m³/h. Die Fertigstellung ist für April 2011 geplant.

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (vorläufige Angaben der IGU per März 2009).

Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe	Nation	Arbeitsgas- volumen	Anzahl Speicher- betriebe
	Mio. m ³			Mio. m ³	
USA	105 552	385	Poland	1 556	6
Russia*	95 561	22	Spain	1 459	2
Ukraine*	31 880	13	Azerbaijan*	1 350	2
Germany ¹	20 300	47	Australia	934	4
Canada	19 046	53	Denmark	820	2
Italy	15 755	10	Belarus*	750	2
France	11 650	15	China	600	1
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
United Kingdom	3 700	6	Ireland	210	1
Hungary	3 520	5	Argentina	200	2
Czech Republic	3 073	8	Portugal	150	1
Slovakia	2 464	2	Armenia*	110	1
Romania	2 350	7	Kyrgyzstan*	60	1
Latvia	2 300	1	Sweden	9	1
Turkey	1 600	2	Summe	347 104	624

¹ Angaben für Deutschland durch LBEG per 31. Dezember 2008 ergänzt. Arbeitsgasvolumen = Arbeitsgas „in Betrieb“
 * Staaten der GUS

6.5 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Weltweit stehen derzeit etwa 347 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen in über 620 Gasspeichern zur Verfügung (Tab. 24). Von diesen Speichern befinden sich etwa 28 Prozent in Europa/CIS und 70 Prozent in den USA und Kanada. Allerdings 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 13 Prozent sind Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit weltweit etwa 96 Prozent der Speicher im Vergleich zu den nur 4 Prozent der Kavernenspeicher.

Eine Arbeitsgruppe der IGU (Basic UGS Activities, Chairman Joachim Wallbrecht, BEB) hat in 2006 ihren letzten Bericht zur Situation der Gasspeicherung in der Welt auf der 23. Welt Gas Konferenz in Amsterdam vorgelegt. Die UGS Data Bank und die Visualisierung in der aktualisierten Fassung wurden im Rahmen des Welt Gas Kongresses ebenfalls vorgestellt. Neben den statistischen Daten und GIS-gestützten Standortkarten 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 umfassendere Datenbasis entwickelt. Bericht, Datenbank und das Glossar sind über die folgende IGU-Website zugänglich: <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>. Die IGU arbeitet

aktuell an einer Aktualisierung der Daten, die im Jahr 2009 abgeschlossen sein wird. Die Ergebnisse sollen zur Welt Gas Konferenz im Herbst 2009 in Buenos Aires vorgestellt werden.

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. Das Update berücksichtigt das veränderte Umfeld des liberalisierten Gasmarktes und würdigt die gestiegene Bedeutung der Gasspeicherung und die technologische Entwicklung in der Speicherindustrie. Die Überarbeitung erfolgt wiederum unter Beteiligung deutscher Vertreter, die auf die aktive Unterstützung durch die deutschen Speicherbetreiber bauen. Ein Abschluss der Studie ist in 2010 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 Forum zum Austausch von Informationen und Erfahrungen im Zusammenhang mit der technischen Betriebsführung beim Bau und Betrieb von Untertagegasspeichern, von Solegewinnungsanlagen und von Produktspeichern in Kavernen.

Neben einem 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. Derzeit wird von dort eine Neuausrichtung des K-UGS zur besseren Vertretung der technisch-wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber angestrebt.

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.

Die Europäischen Speicherbetreiber sind in der Gas Storage Europe (GSE) organisiert. Sie ist ein Zweig der Gas Infrastructure Europe (GIE), einem Zusammenschluss von Netz-, LNG-Terminal- und Speicherbetreibern. Die GSE nimmt u.a. die Interessen der Speicherbetreiber gegenüber der Europäischen Kommission wahr. Zurzeit sind in der GSE 33 Betreiber mit etwa 110 Speichern organisiert, die ca. 85 Prozent der gesamten Speicherkapazität in Europa darstellen. 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. Zahlreiche 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 hier 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).

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.

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 GSE zusammengeschlossen haben.

Das 3. EU Energie-Binnenmarkt-Paket verfolgt eine stärkere Regulierung, verbunden mit größerer Transparenz, wie z.B. durch ein Gesetz gemäß GGPSSO für eine Stärkung der nationalen Regulierungsbehörden. Wesentlich ist, dass derzeit keine Tarifregulierung vorgesehen ist.

Durch das existierende 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 Gaspeicher, ist ebenso gegeben. Das Speicher-

volumen 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. Ebenso tiefe saline Aquifere, die derzeit z.B. in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erkundet werden.

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 strategische Überlegungen für eine Krisenbevorratung. Bei zunehmender Gasnutzung, denkbarer Terrorangriffe auf Gasnetze, Zunahme der Bedeutung von Energierohstoffen als Machtfaktor und der Leitungsgebundenheit von Erdgas ist der Wunsch nach einer rein strategischen Gasreserve für den Krisenfall, wie beim Erdöl, verständlich. Gemäß einer Richtlinie der Europäischen Union von 2004 sollen Mitgliedstaaten nationale Maßnahmen festlegen, um Versorgungsunterbrechungen von Erdgas für acht Wochen zu begegnen. Hierfür stehen Möglichkeiten, wie z.B. die Nutzung von Speichern, Diversifizierung der Versorgung, unterbrechbare Verträge, Verwendung von Ersatzbrennstoffen in Kraftwerken und andere Maßnahmen zur Verfügung. Ob die Möglichkeiten auch tatsächlich ausreichen, um z.B. nach oder während eines Extremwinters die Versorgung von Haushalten und wichtigen Teilen der Industrie aufrechtzuerhalten, wäre in Szenarien zu untersuchen. Verbände der Energiewirtschaft (z.B. BDEW, AFM+E) entwickelten im letzten Jahr eine Positionierung zum Thema Speicherung und Versorgungssicherheit. Dieser Prozess, der durch den Russland-Ukraine-Konflikt einen Verstärker fand, ist auch auf europäischer Ebene noch nicht abgeschlossen. Sollte man nach Analysen zu dem Ergebnis kommen, dass es in einem Extremwinter bei Störung der Versor-

gung trotz Ausnutzung aller Flexibilität im System zu einem Versorgungsengpass kommen könnte, wäre die Frage nach einer nationalen Erdgasreserve auch für Deutschland von immenser Bedeutung.

Derzeit bestehen auf EU oder nationaler Ebene keine Festlegungen oder Empfehlungen zur Errichtung einer „Strategischen Erdgasreserve“. Es darf aber als sicher gelten, dass die

Gasversorger für den Fall aller Fälle genügend Puffervolumen vorhalten, wie auch durch die Vorkommnisse im letzten Winter für Deutschland belegt wurde. Wie die in diesem Bericht beschriebenen Projekte aufzeigen, ist weiteres kommerzielles Speichervolumen in Milliardenhöhe derzeit in der Explorationsphase sowie in Planung und Bau, das einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Westeuropa leisten wird.

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 2008 in Betrieb befindlichen zwölf Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist zu 97 Prozent ein Importland für Rohöl. Neben oberirdischen Tanks dienen Salzkavernenspeicher einer 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 aktuellen Bericht für das Haushaltsjahr 2007/2008 eine Vorratspflicht von 21,1 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukten in den Erzeugnisklassen „Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle“ an (EBV 2008). Diese Menge liegt auf Vorjahresniveau. Für das zum 1.4.2008 beginnende Haushaltsjahr 2008/2009 wurde die Pflichtmenge mit 19,9 Mio. t ange-

geben. Die tatsächlichen anrechenbaren Bestände betrugen 22,2 Mio. t und lagen 5,6 Prozent über der Pflichtmenge. 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.

Die Nord-West Kavernengesellschaft GmbH hat Ende August 2008 in Wilhelmshaven-Rüstringen eine Aufsuchungsbohrung (K801) beendet. Ein Solbetrieb im Jahr 2009 ist in Vorbereitung.

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 am 29. November 2008 sein 50-jähriges Bestehen feierte. Etwa 17 000 Tanker haben in diesem Zeitraum in Wilhelmshaven angedockt und etwa 900 Millionen Tonnen 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, Heft 11, Hamburg.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. - Arlington.
- ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN (AGEB) (2009): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2008. - 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. - EWI/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.
- ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2008): Geschäftsbericht 2007/2008. - Hamburg. www.ebv-oil.de
- GREWE, J. (2005): Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung, eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt. - Sonderpunkt-Verlag, Münster.
- 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) (2006): Working Committee 2, UGS Report anlässlich der 23. World Gas Conference in Amsterdam (5.-9.6.2006), u.a. Speicherglossar und Statusbericht weltweiter Gasspeicherung <http://www.igu.org/html/wgc2006/WOC2database/index.htm>
- KURSTEDT, A. (2007): Salzbergwerk Epe – Von der Solegewinnung zum größten Kavernenspeicher Europas. - Bergbau 9/2007; Essen.
- LECARPENTIER, A. (2006): Underground Gas Storage in the World - Serving Market Needs. - Cedigaz, Rueil-Malmaison. www.cedigaz.org/Fichiers/UGSflyer/UGSflyeranim.html
- PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSIŃSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion (Glossar). - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.
- SCHIFFER, H.W. (2005): Energiemarkt Deutschland. - TÜV-Verlag GmbH; Köln.
- SIBBE, S. (2007): Potentiale von Leistungsspeichern im Gasmarkt für Endversorger in Deutschland. - Diplomarbeit, FH für Ökonomie und Management; Essen.
- ULBRICH, U. (2005): Strategische Infrastrukturprojekte Erdgas und die zukünftige Nutzung von LNG, Vortrag GAT 2005, 8.-9.-11.2005, Leipzig.
- WALLBRECHT, J. et al (2006): Glossar der wesentlichen technischen Begriffe zur Untertage-Gasspeicherung. - Arbeitskreis K-UGS; Hannover.
- WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2009): Jahresbericht 2008, 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	1 085	780	780	250
Bierwang	E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	3 140	1 425	1 800	1 200
Breitbrunn-Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Gas Storage GmbH	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	1 080	1 080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570 - 610	Buntsandstein	234	175	175	80
Döttingen	EMPG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4 058	1 600	2 025	840
Eschenfelden	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600 - 1000	Jungtertiär I + II	290	62	62	100
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
Inzenham	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	680 - 880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas 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 Holding AG, WINGAS GmbH & Co. KG	ehem. Gasfeld	1900 - 2250	Zechstein	7 000	4 200	4 200	2 400
Reitbrook	GDF SUEZ E&P und MEEG	ehem. Ölfeld	640 - 725	Oberkreide	530	350	350	350
Sandhausen	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
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
Stockstadt	E.ON Gas Storage GmbH	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1 220	520	750	245
Wolfersberg	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
Summe					24 205	12 456	13 560	8 005
in Planung oder Bau								
Wolfersberg	RWE Dea AG	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	-	-	45	-
Summe					45	-	45	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12. 2008

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

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel- speicher	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
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780 - 950	Zechstein 2	852	572	572	1 020 ⁽¹⁾
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	32	500 - 700	Zechstein 2	1 290	993	993	1 450
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050 - 1350	Zechstein	83	68	68	160
Bremen-Lesum	EMPG	2	1300 - 1780	Zechstein 2	247	160	160	220
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300 - 1800	Zechstein 2	173	136	284	360
Epe-NUON	NUON Epe Gasspeicher GmbH	4	1100 - 1420	Zechstein 1	285	216	216	400
Epe-RWE	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	10	1100 - 1420	Zechstein 1	606	473	473	520
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	3	1180 - 1500	Zechstein 1	161	128	128	300
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	6	1160 - 1280	Zechstein	469	372	372	400
Epe-E.ON	E.ON Gas Storage GmbH	34	1090 - 1420	Zechstein 1	2 209	1 744	2 115	2 900
Etzel	IVG Caverns GmbH	9	900 - 1100	Zechstein 2	770	512	512	1 310
Harsefeld	EMPG	2	1150 - 1450	Zechstein	186	129	140	300
Huntorf	EWE AG	6	650 - 1400	Zechstein	405	298	298	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON-Hanse AG	2	1250 - 1600	Rotliegend	100	60	60	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	73	51	237	100
Neuenhuntorf	EWE AG	1	750 - 1000	Zechstein	33	17	17	100
Nütermoor	EWE AG	16	950 - 1300	Zechstein	1 498	1 085	1 085	1 300
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	1	1300 - 1450	Zechstein	105	60	60	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 WVE Netzs. GmbH	4	400 - 1130	Zechstein	242	204	494	250
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH	8	1000	Zechstein	217	188	315	280
Summe		173			10 461	7 816	9 039	12 355
in Planung oder Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	3	500 - 700	Zechstein 2	183		139	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300 - 1800	Zechstein 2	125		100	-
Epe-ENECO	ENECO Store GmbH	2	1100 - 1400	Zechstein	175		125	-
Epe-Trianel	Trianel Gasspeichergesellschaft Epe mbH & Co. KG	1	1060 - 1400	Zechstein 1	153		109	-
Epe-Essent	Essent Energie Gasspeicher GmbH	4	1120 - 1200	Zechstein	220		172	-
Epe-Gelsenwasser	Gelsenwasser AG	4	1100 - 1400	Zechstein	250		180	-
Etzel	IVG Caverns GmbH	30	1150	Zechstein 1	3 400		2 500	-
Etzel	IVG Caverns GmbH	10	800 - 1000	Zechstein 2	1 100		750	-
Jemgum	WINGAS GmbH & Co. KG	18	1000 - 1600	Zechstein	1 620		1 200	-
Jemgum	EWE AG	5	950 - 1400	Zechstein	650		433	-
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG	2	1250 - 1600	Rotliegend	234		140	-
Kraak	E.ON-Hanse AG	1	1300 - 1450	Zechstein	110		90	-
Nütermoor	EWE AG	3	950 - 1300	Zechstein	321		214	-
Peckensen	Storengy Deutschland GmbH	9	1100 - 1400	Zechstein	1 050		600	-
Reckrod-Wölfe	Wintershall Holding AG	2	700 - 900	Zechstein 1	150		120	-
Rüdersdorf	EWE AG	1	900 - 1200	Zechstein	94		79	-
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WVE Netzs. GmbH	4	850 - 1150	Zechstein	380		290	-
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	5	1000	Zechstein	150		125	-
Summe		105			10 365		7 366	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2008. ¹: Maximalrate für Gesamtspeicher Bad Lauchstädt.

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

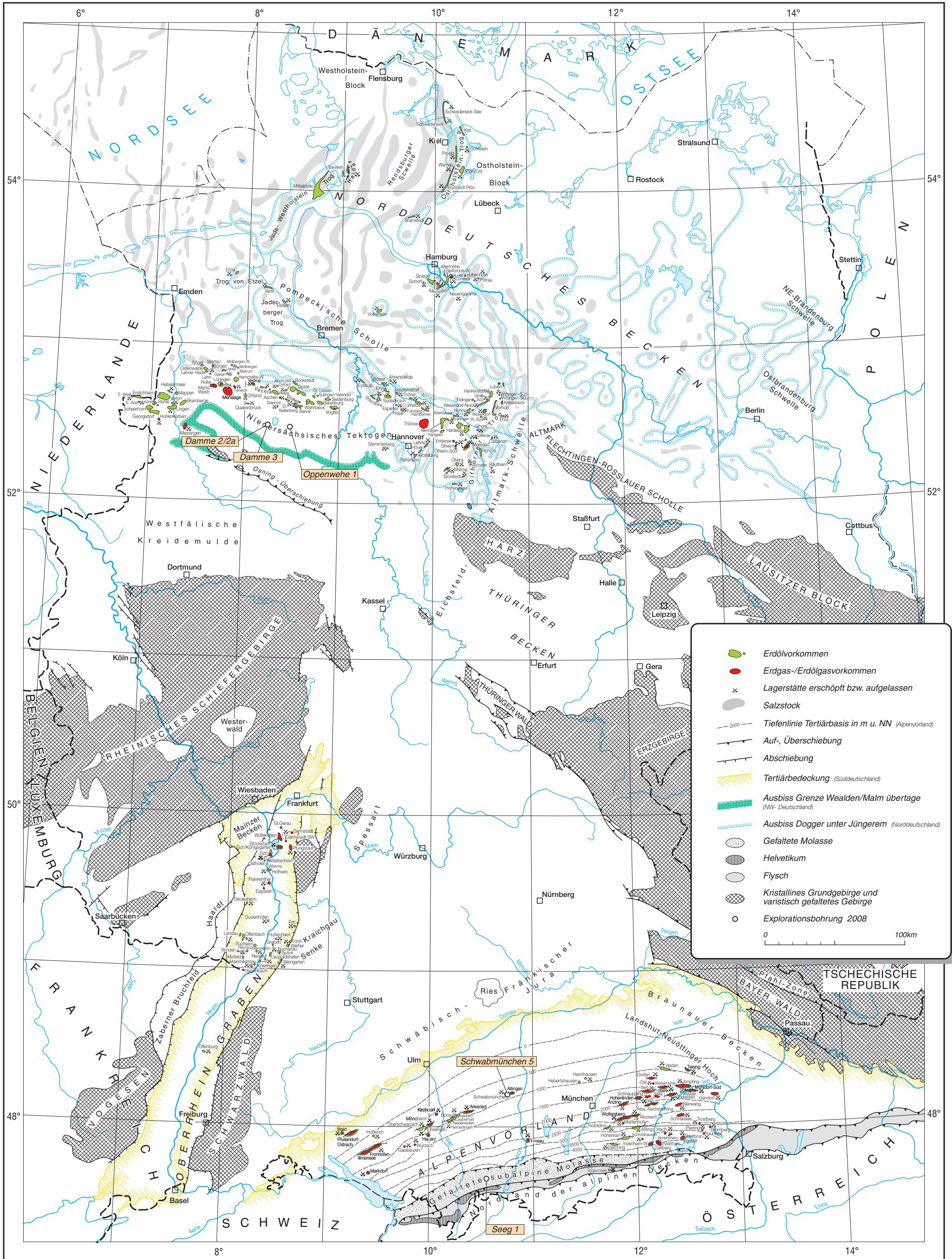
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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
Blexen	Untertage-Speicher-Gesellschaft mbH (USG)	Salzstock-Kavernen	640-1430	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Deutsche BP AG	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	37	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Summe				102		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31.12.2008

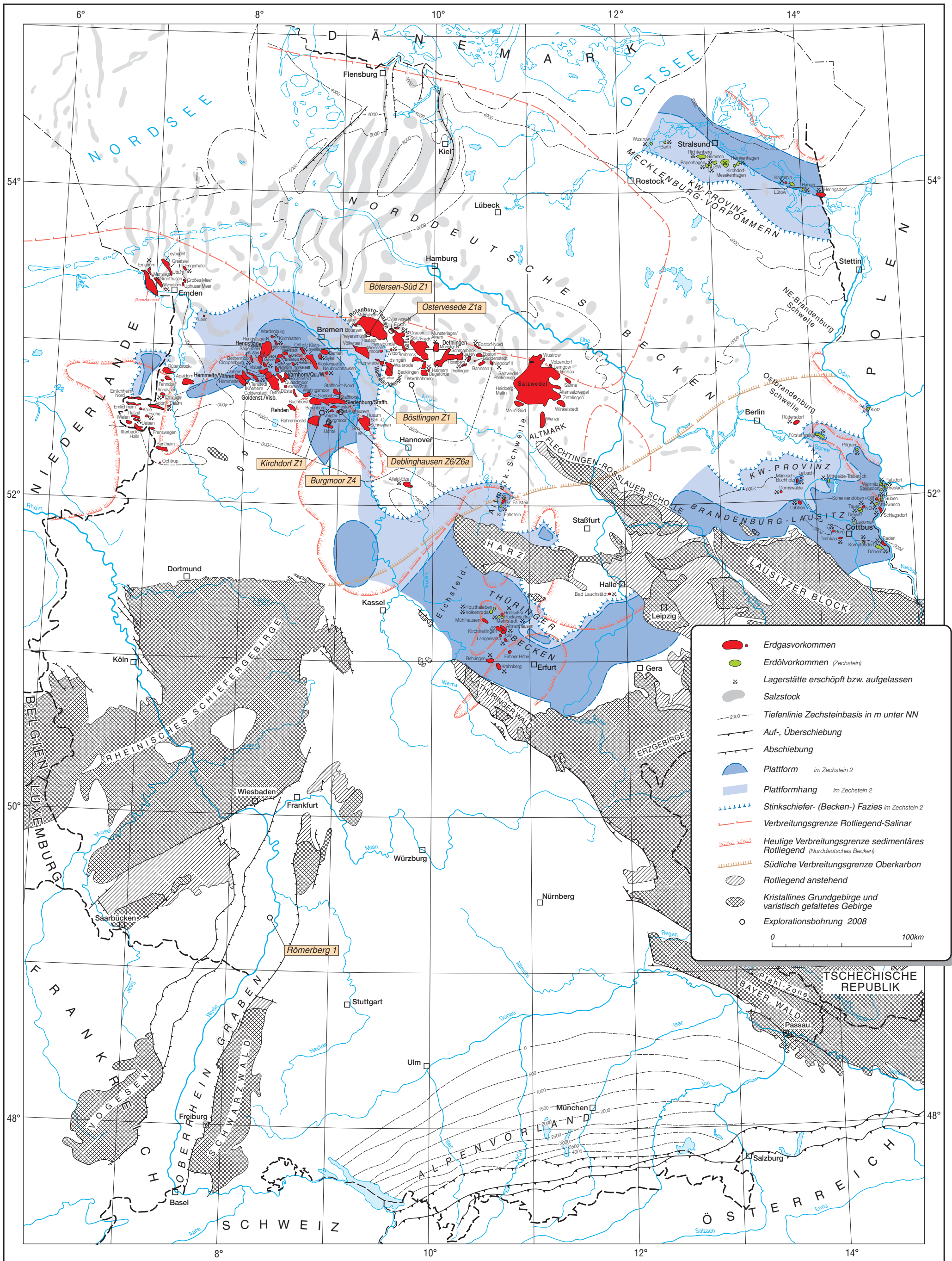
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

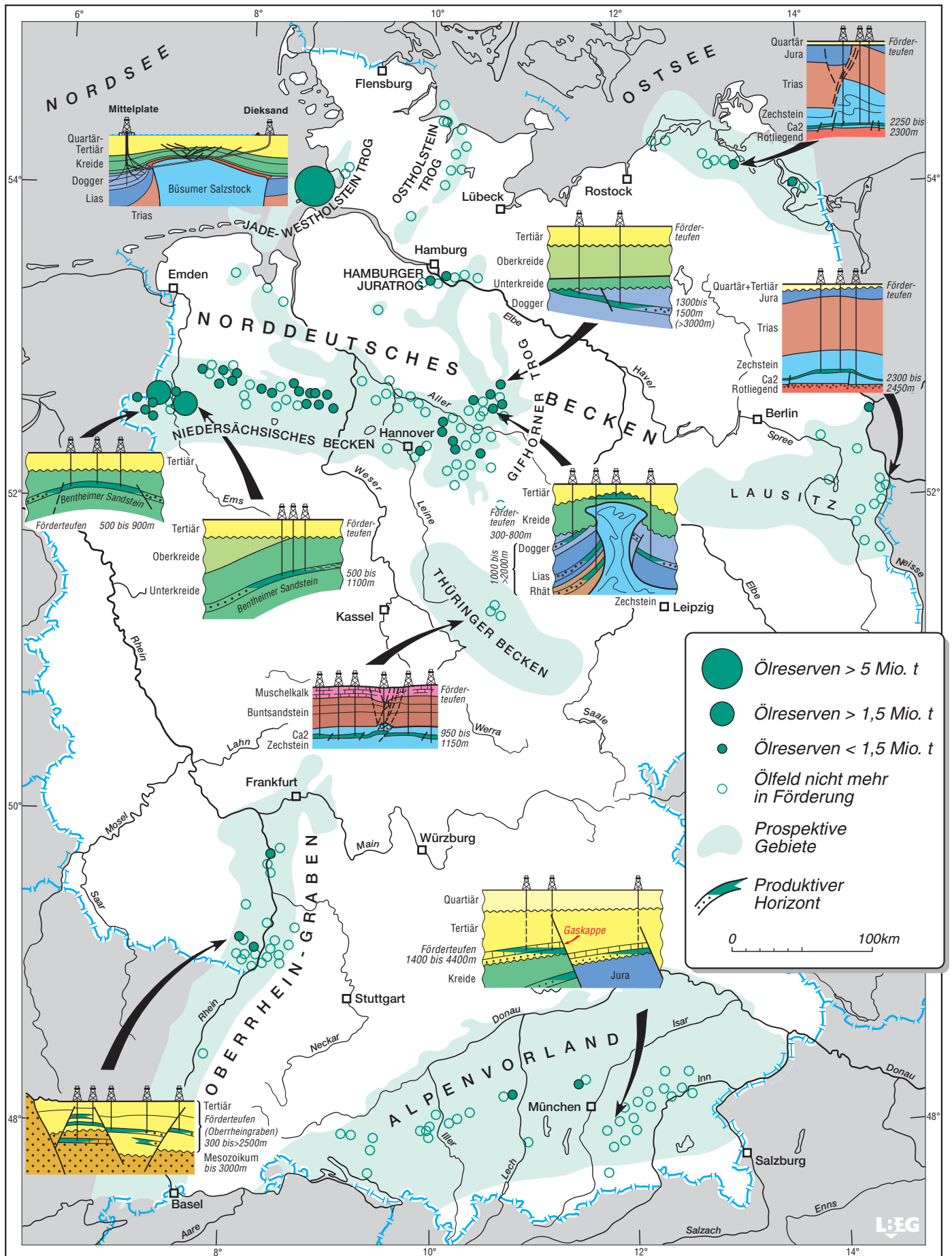
Rhät, Jura, Kreide und Tertiär

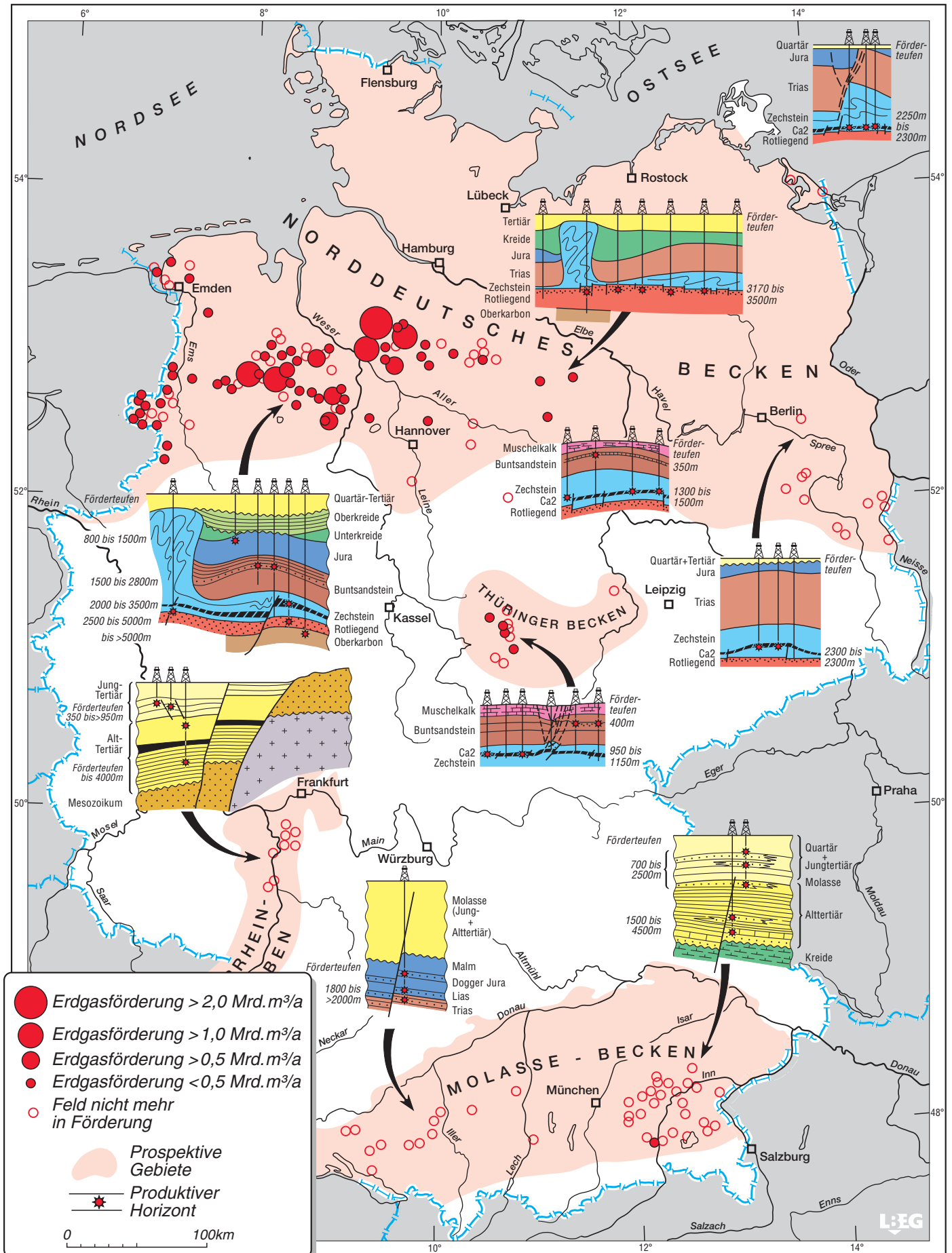


Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

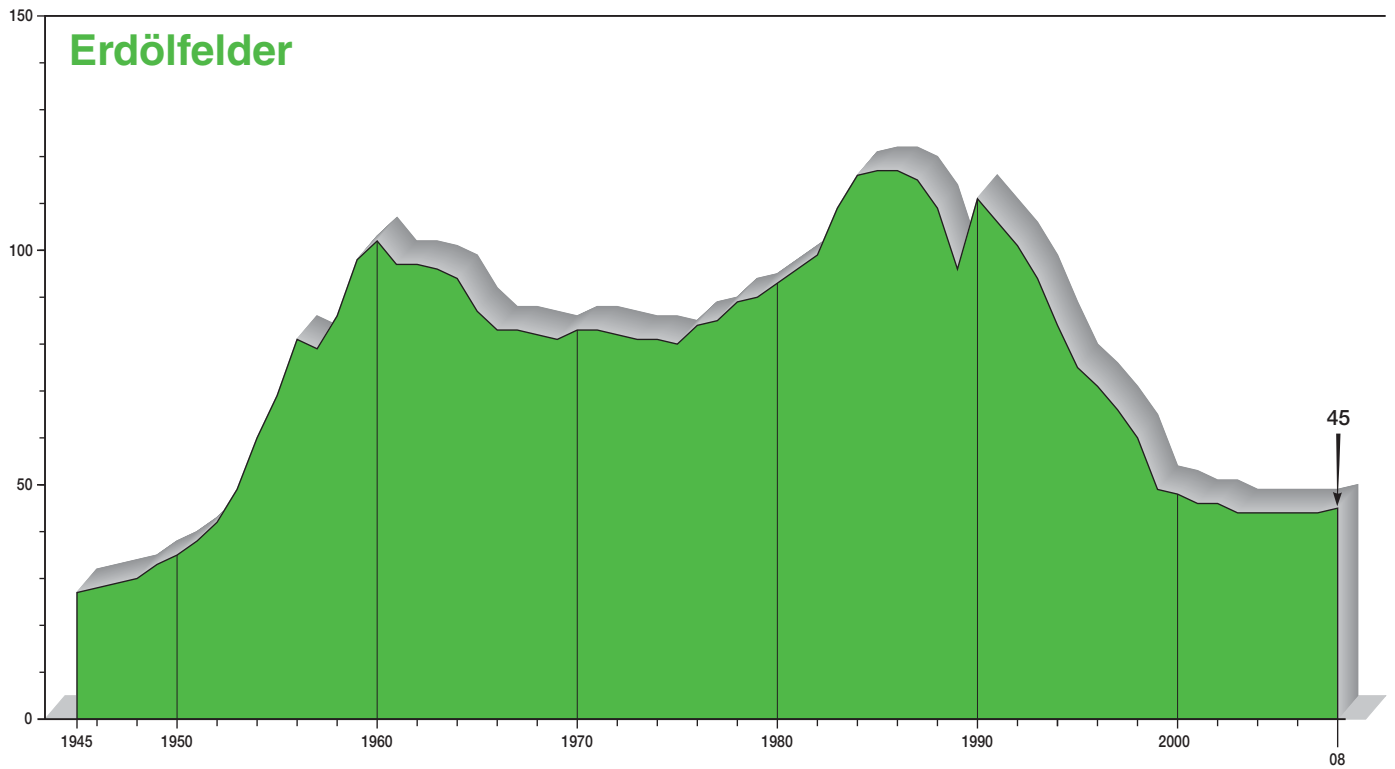
Paläozoikum und Buntsandstein



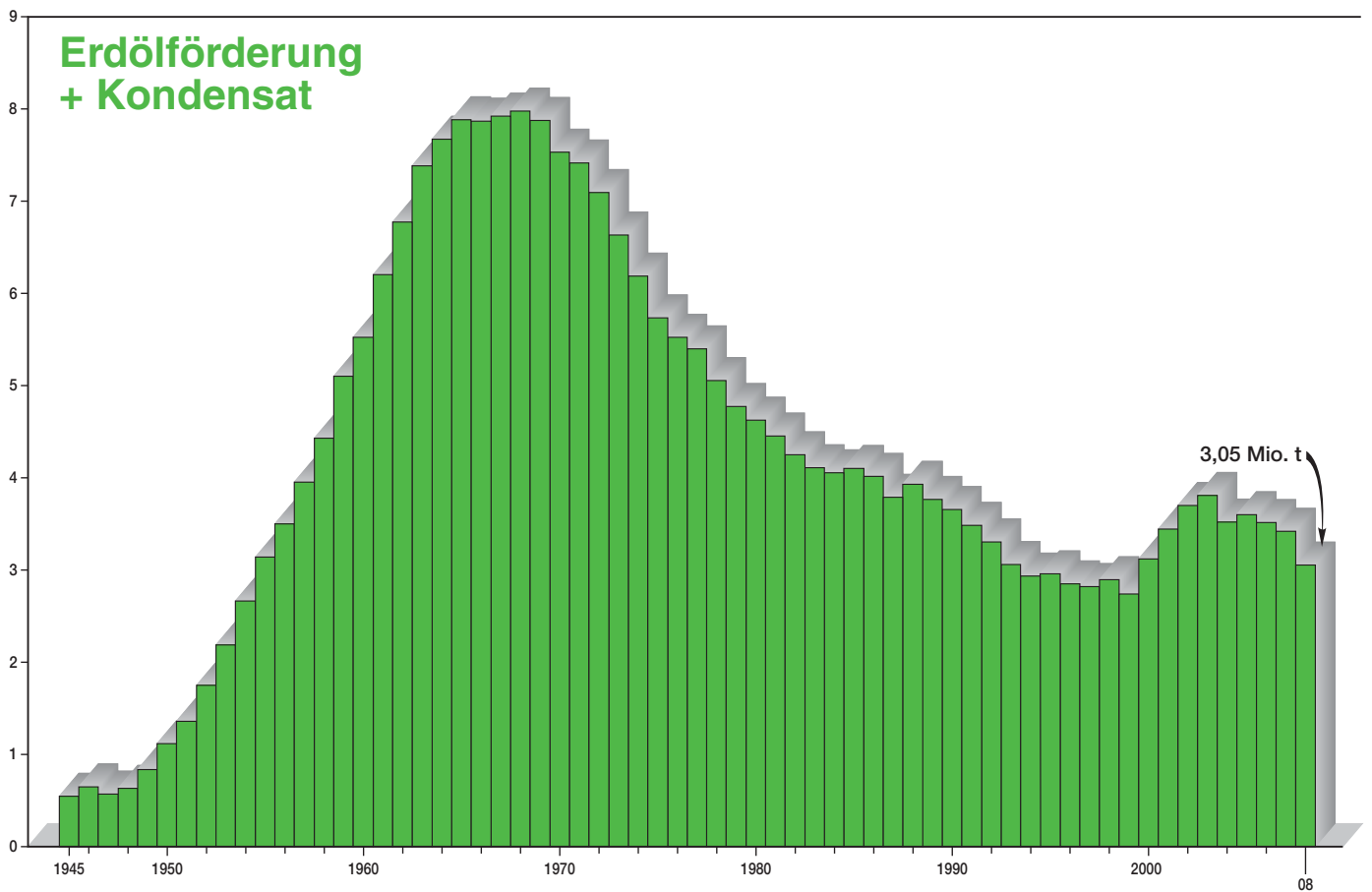




Anzahl

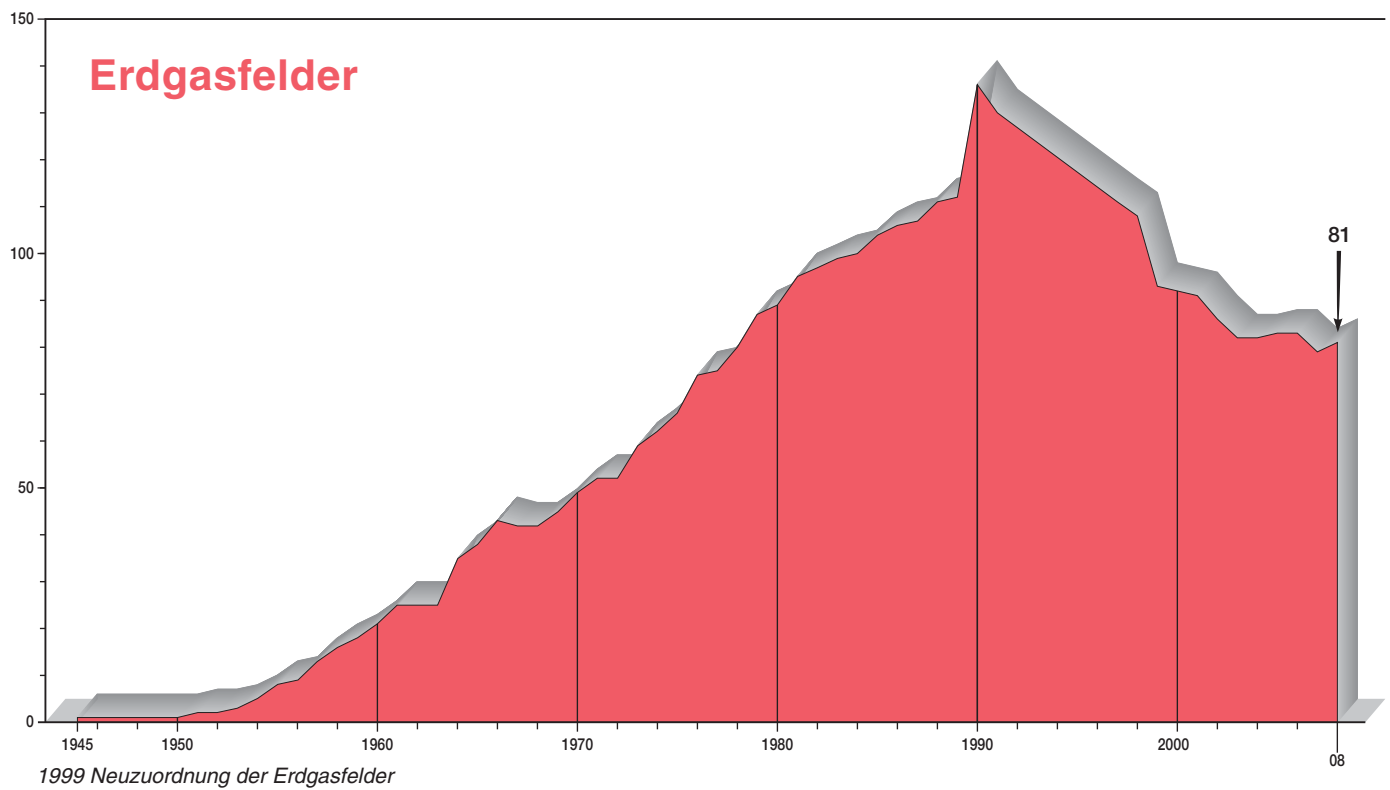


Mio. t

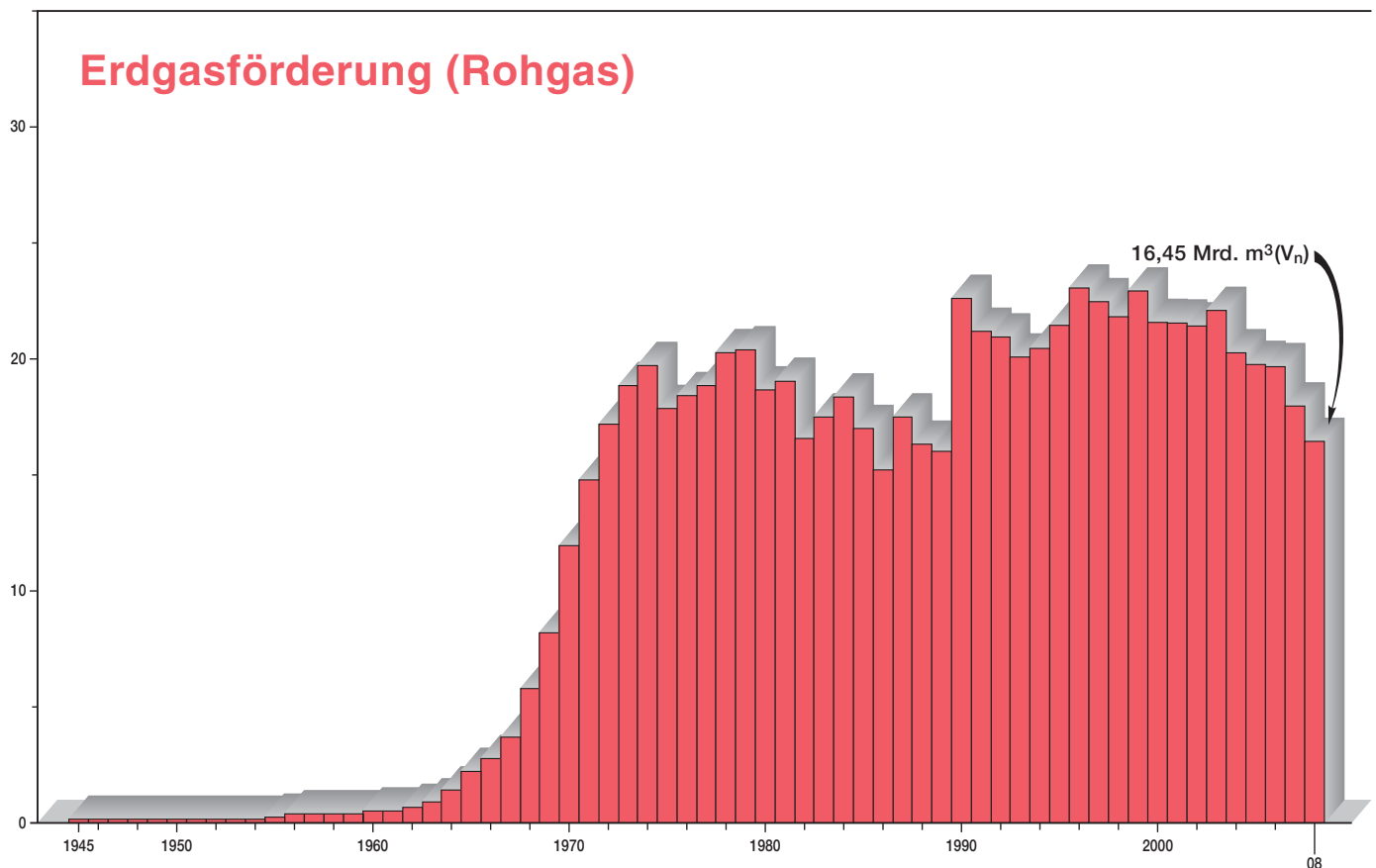


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2008.

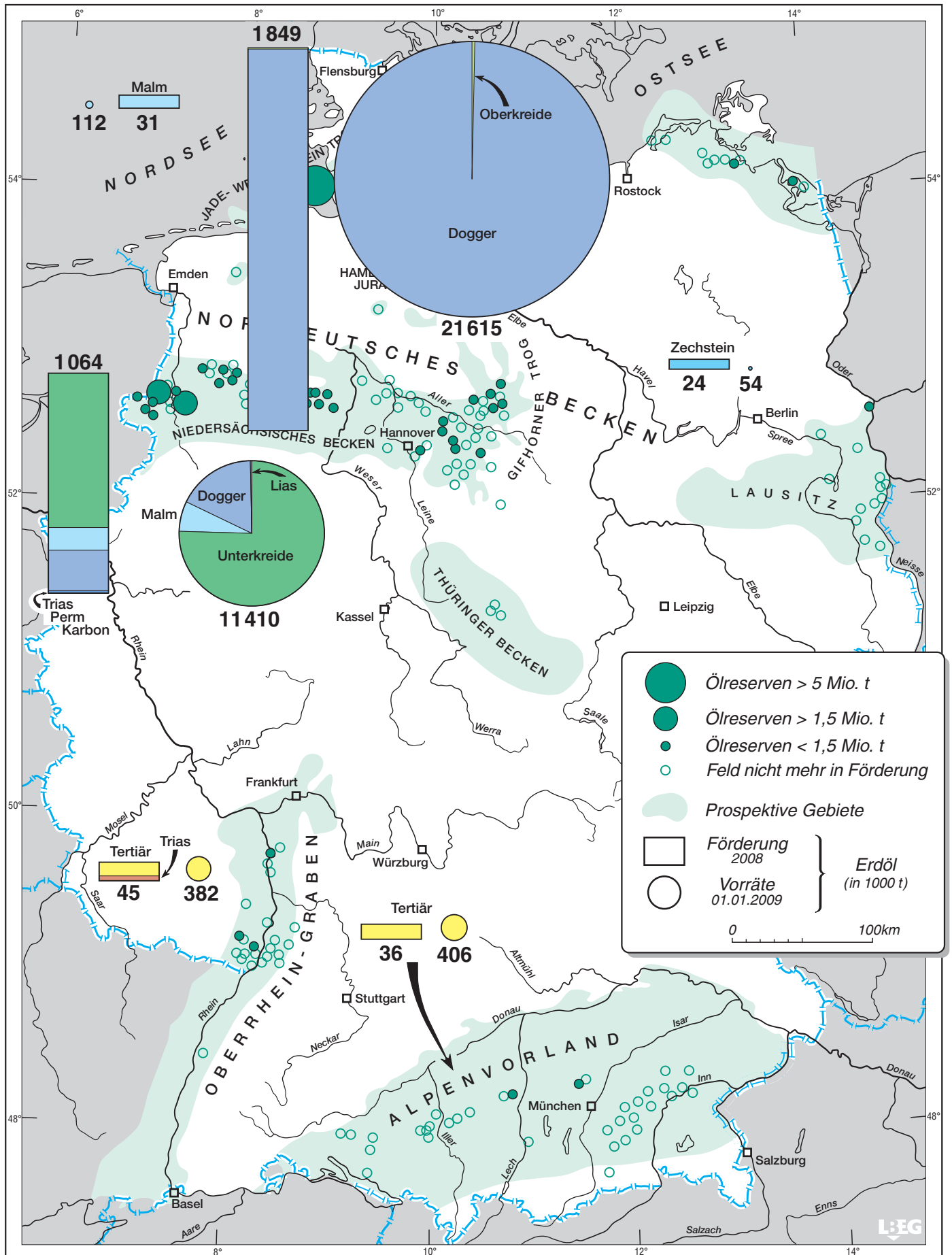
Anzahl

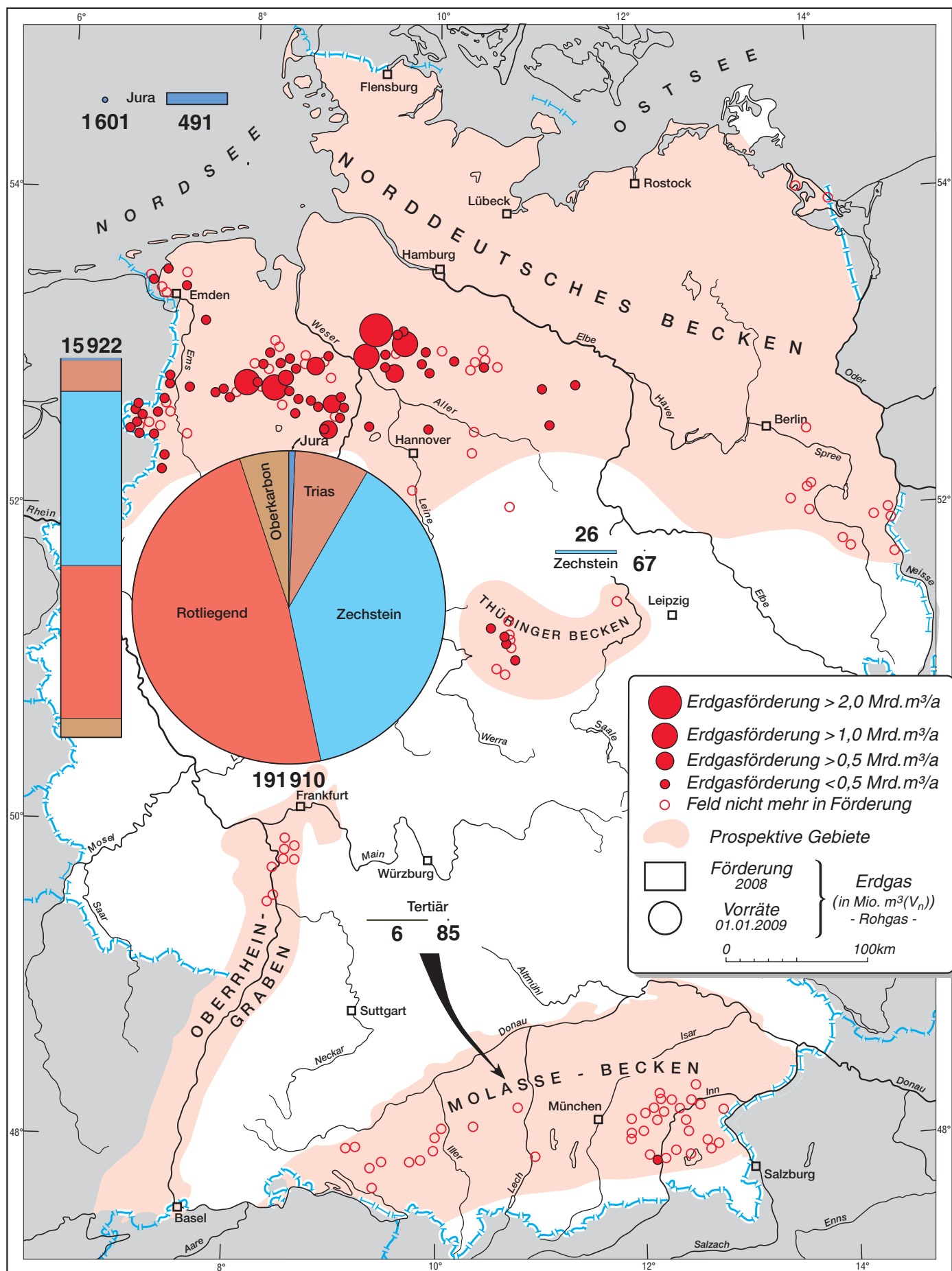


Mrd. m³(V_n)



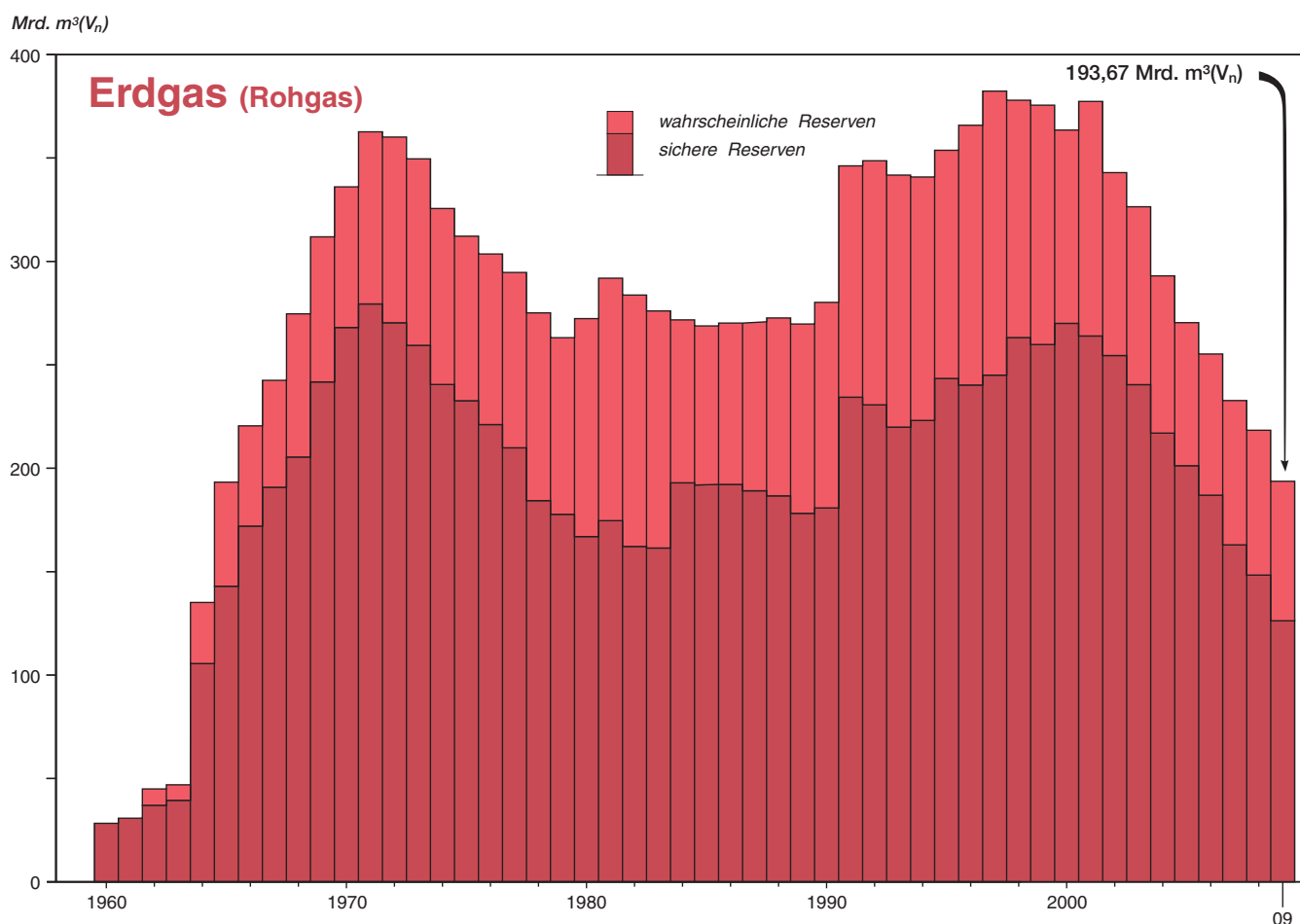
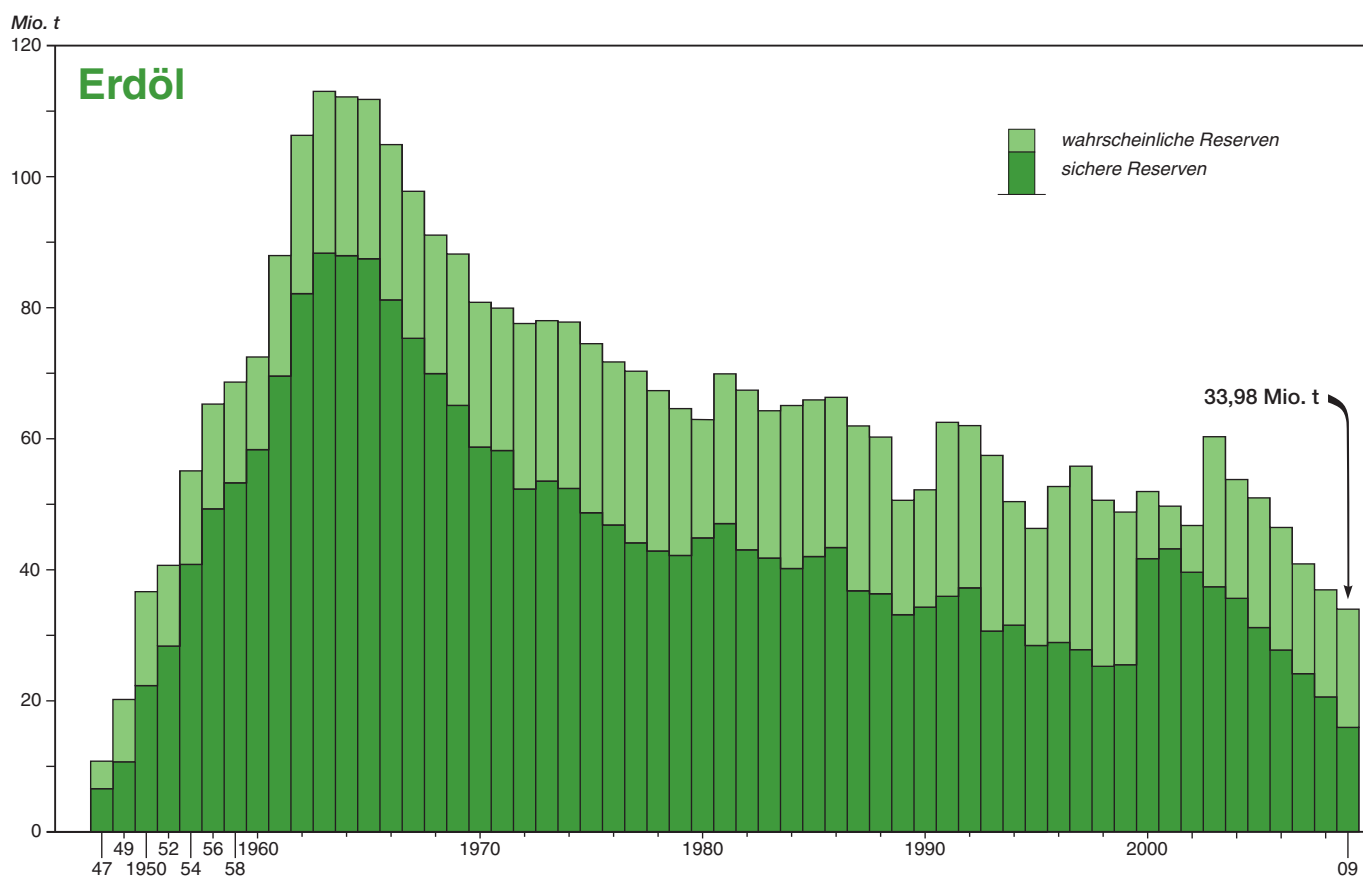
Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2008.



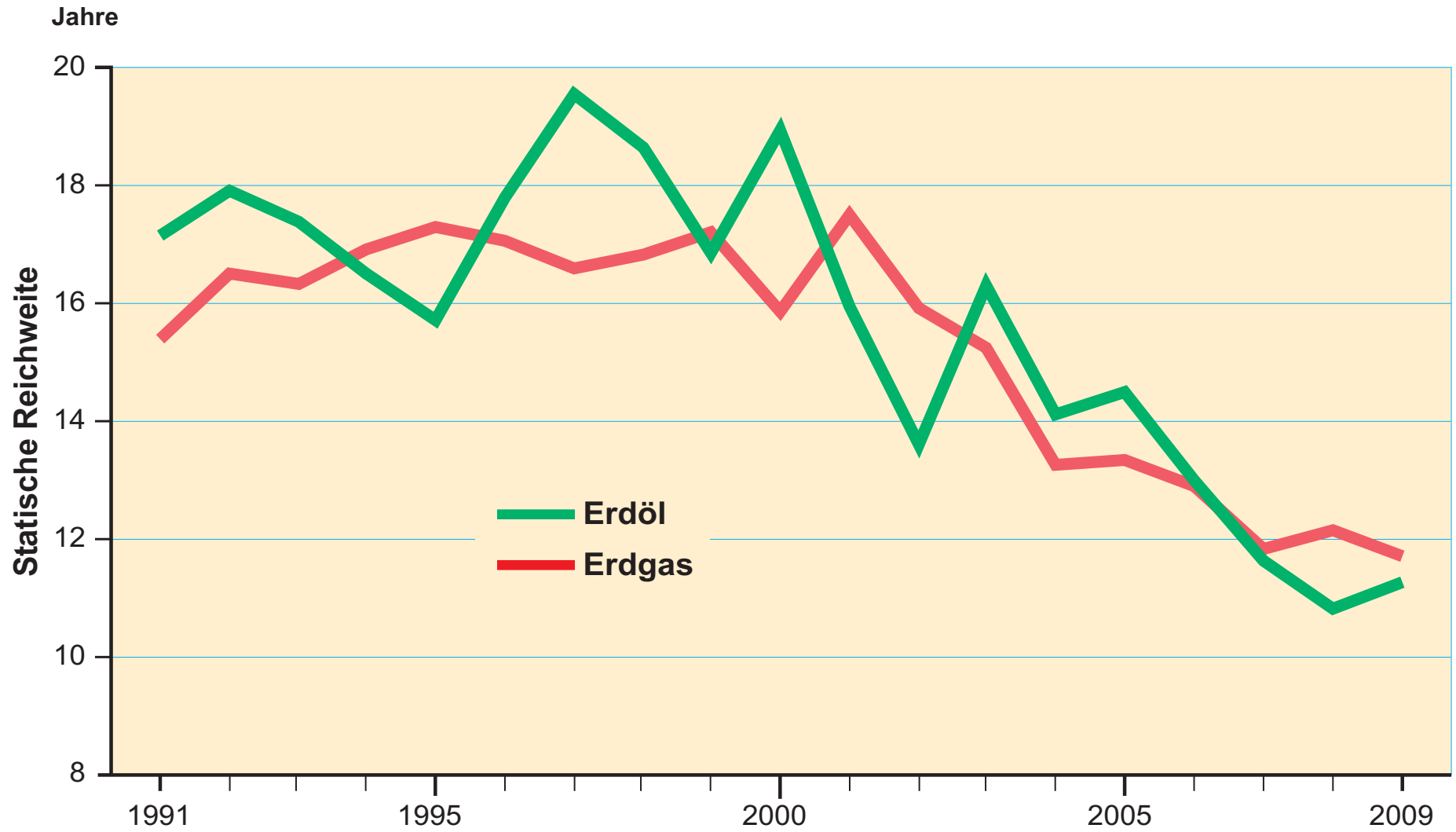


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland

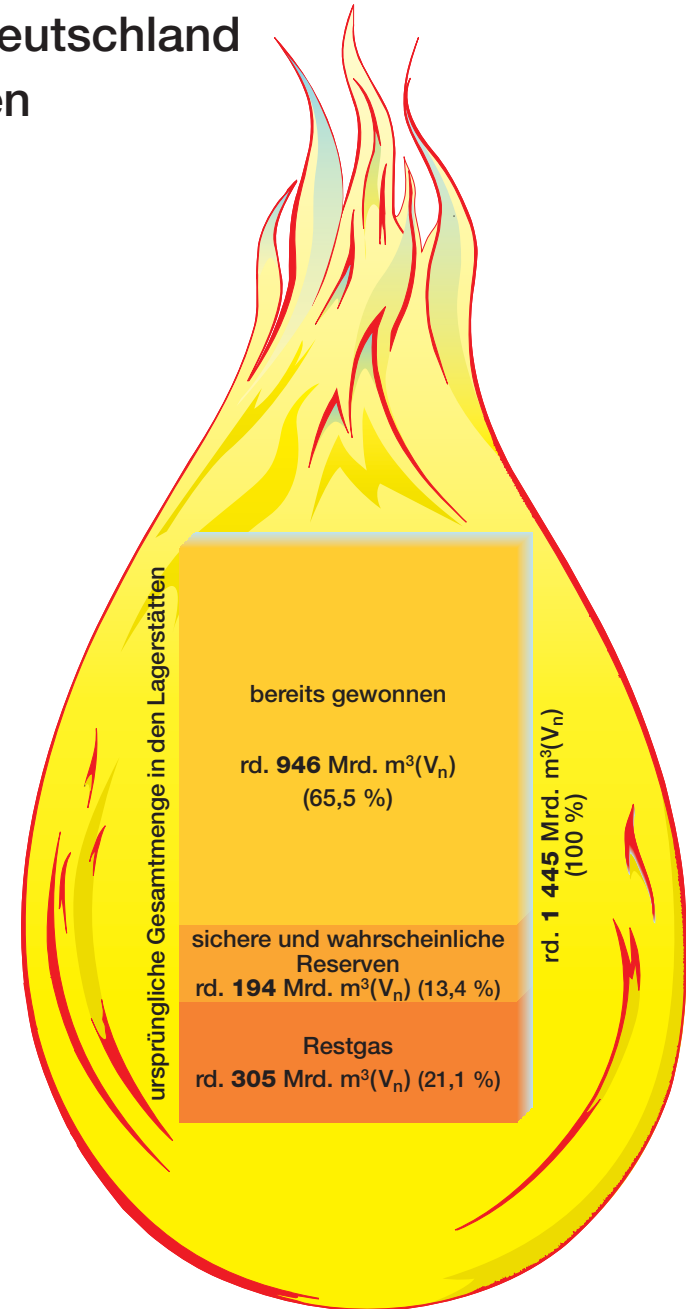
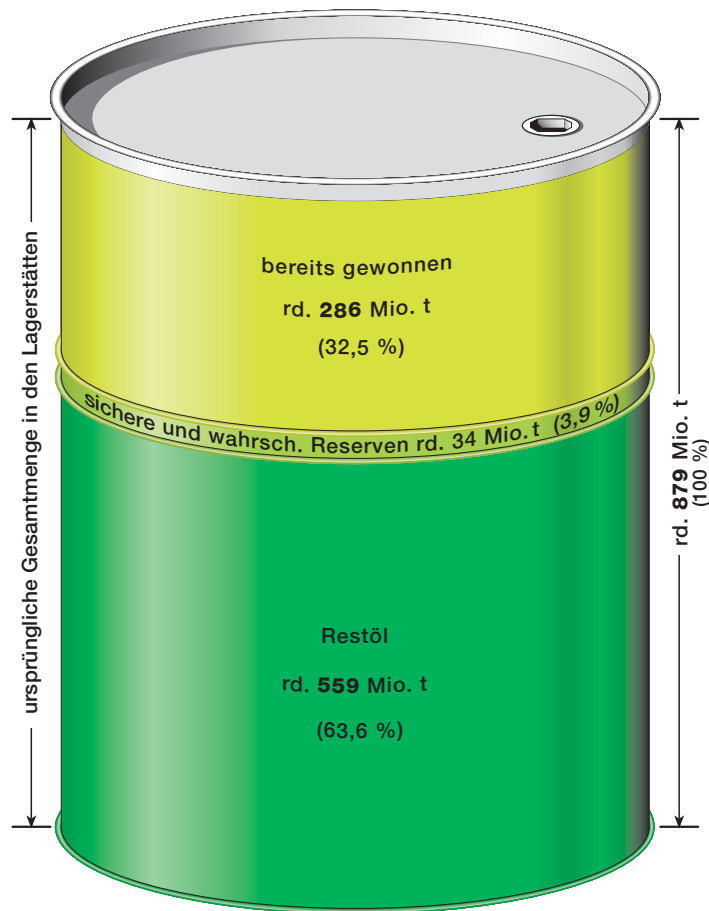
(Stand jeweils am 1. Januar)



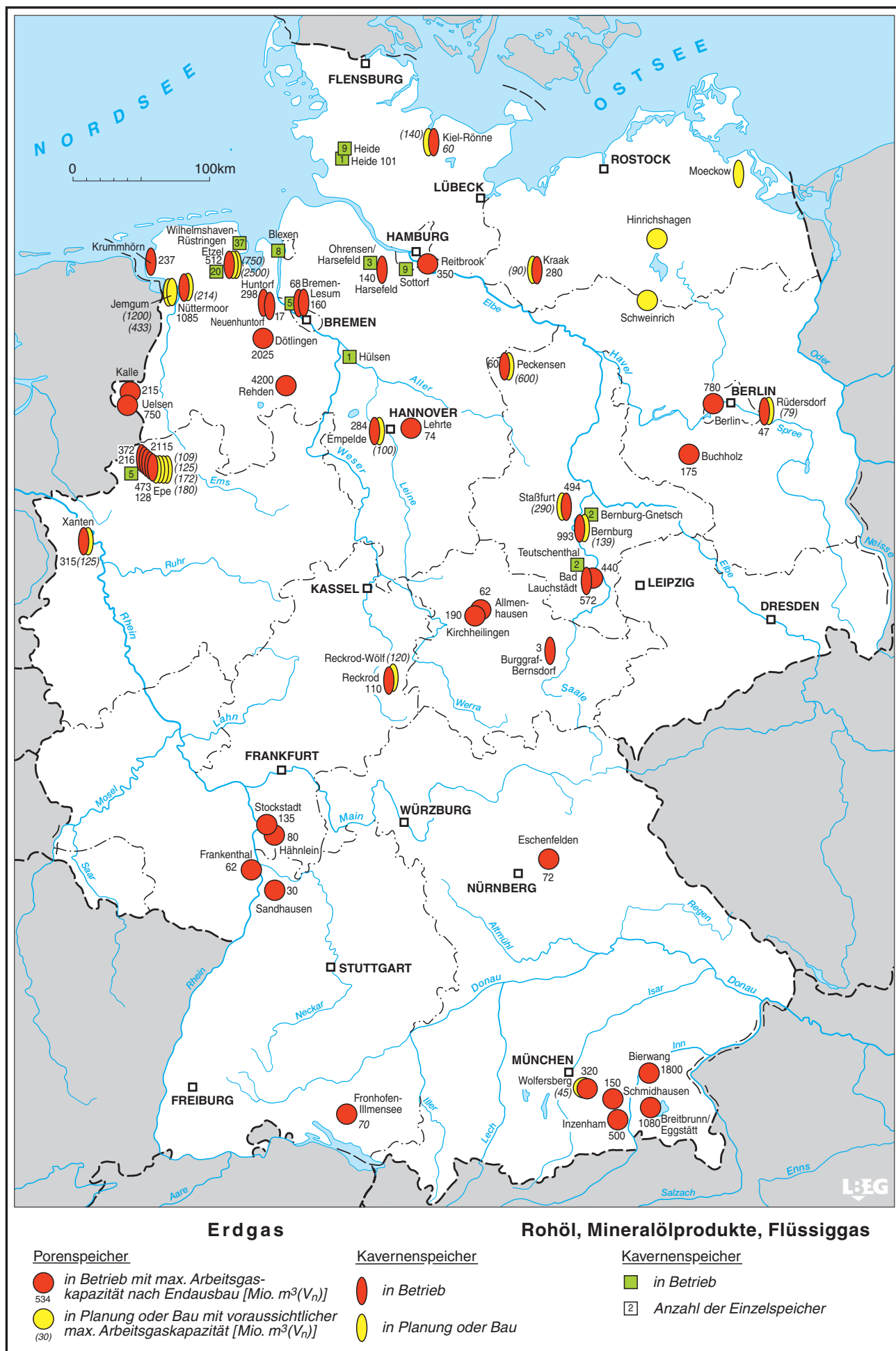
Statische Reichweiten der Reserven



Erdöl und Erdgas* in der Bundesrepublik Deutschland Kumulative Produktion & Reserven



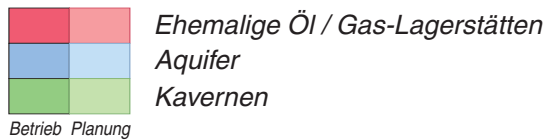
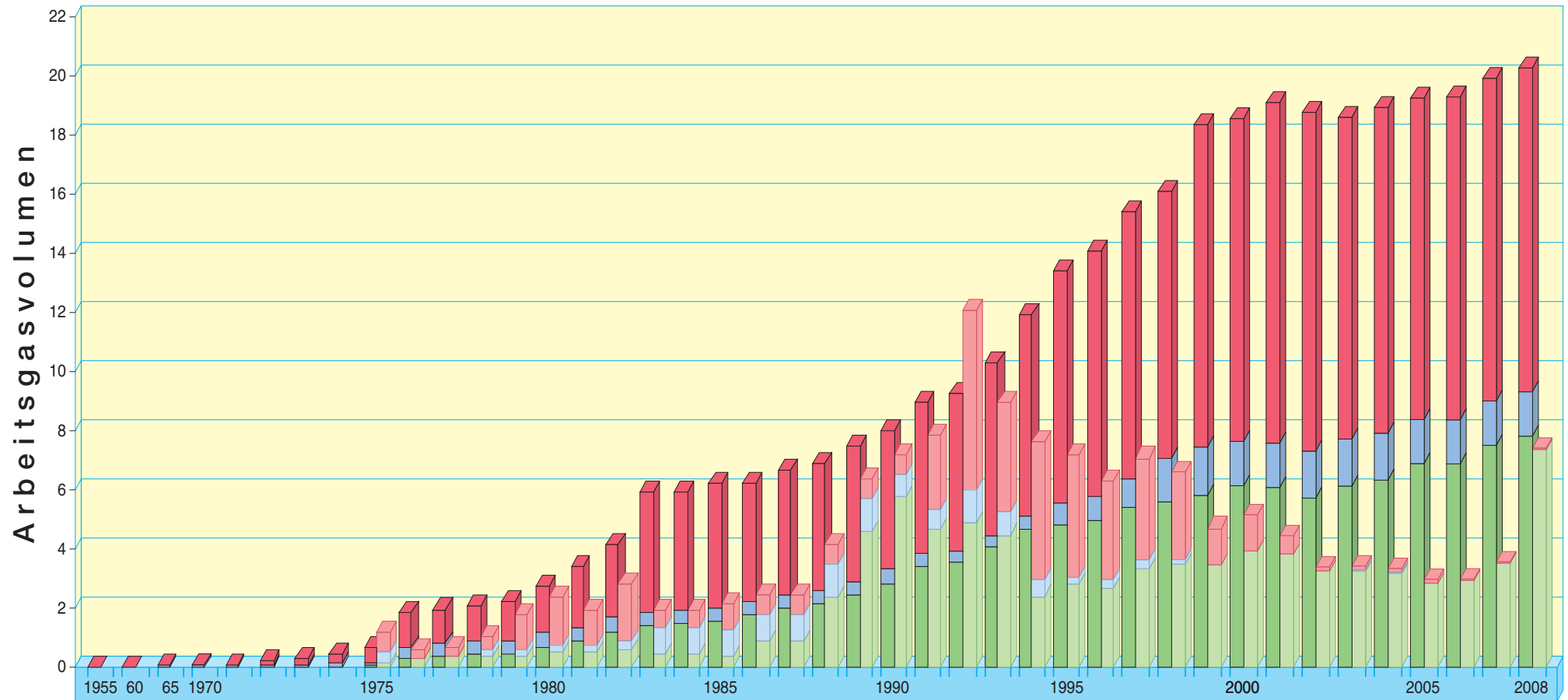
* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Arbeitsgasvolumen in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland

Mrd. m³ (V_n)



Quellen: Betreiberfirmen, Glückauf-Verlag, Essen