



## Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2003



Niedersächsisches Landesamt  
für Bodenforschung

# Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2003

MICHAEL PASTERNAK, SVEN BRINKMANN, JÜRGEN MESSNER  
& ROBERT SEDLACEK

Hannover 2004

## **Titelbild**

Seismische Vibratoren während des Einsatzes für einen 3D-Survey in Süddeutschland.

Im Zeitraum September bis November 2003 wurde von der Compagnie Générale de Géophysique (CGG) im Auftrag der Wintershall AG der seismische 3D-Survey Schwaben mit einer Größe von 83 km<sup>2</sup> akquiriert. Der Survey wurde in der Konzession Schwaben in der Umgebung des Ölfeldes Aitingen aufgenommen.

(Foto mit freundlicher Genehmigung der Wintershall AG)



© Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung  
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

Stilleweg 2  
30655 Hannover  
Tel. 0511 643 0  
Fax 0511 643 3667

Download unter [www.nlfb.de/rohstoffe/downloads/](http://www.nlfb.de/rohstoffe/downloads/)

## Vorwort

Der vorliegende Jahresbericht des Niedersächsischen Landesamtes für Bodenforschung (NLfB) erscheint seit über 15 Jahren. Er stellt eine Zusammenfassung von Daten über die Aktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie bei der Aufsuchung, Gewinnung und Speicherung von Erdöl und Erdgas in Deutschland dar. Das NLfB begleitet diese Tätigkeiten der Industrie auf der Grundlage des Lagerstättengesetzes, als beratende Fachbehörde und als Partner des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld (LBA), das die industriellen Aktivitäten nach Bergrecht genehmigt und begleitet. Das NLfB berät das LBA in Fragen, bei denen geologisches und lagerstättentechnisches „know how“ eine Rolle spielt. Auch das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (MW) als vorgesetzte Stelle beider Behörden wird auf der Basis industrieller Geodaten bei Bedarf durch das NLfB in Projekten beraten.

Die Tätigkeit des Fachbereiches „Kohlenwasserstoffgeologie“ im NLfB erfolgte bis zum Jahr 1999 als Bund-Länder-finanzierte Unterabteilung der „Geowissenschaftlichen Gemeinschaftsaufgaben“ (GGA) bundesweit. Nach Konzentration der GGA auf reine Forschungsaufgaben wurde zur Fortsetzung der länderübergreifenden Zusammenarbeit im Jahr 2000 der „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“ der staatlichen Geologischen Dienste gegründet, wofür das Personal im NLfB vorgehalten wird. Hierdurch ist die Kontinuität bei der Datenerfassung und Beratung gewährleistet, die sich auch an dieser Stelle in einer Fortsetzung der Jahresberichterstattung für die Bundesrepublik Deutschland niederschlägt. Auf der Basis bilateraler Verträge berät das NLfB bei Bedarf daher auch die Ministerien, Bergbehörden und Geologische Landesämter anderer Bundesländer zu den genannten Themen. Durch den Beitritt von Berlin, Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz im Jahr 2003 gehören mit Niedersachsen nun 13 Bundesländer dem „KW-Verbund“ an.

Eine ebenfalls wichtige Rolle spielt der Erdölgeologische Austauschkreis (ATS), dem die nationalen E&P-Firmen auf der Basis von Verträgen angehören. Der ATS wird vom NLfB geleitet und besteht in diesem Jahr seit 70 Jahren. Er stellt die Datendreh-scheibe für definierte E&P-Daten dar, die nach abgestimmten Schlüsseln datenbank-fähig ausgetauscht werden und den Firmen konzessionsübergreifende Informationen für ihre Aktivitäten bieten.

Durch die kombinierte Nutzung von Datenbank- und Geografischen Informationssystemen (GIS) berät das NLfB mit zunehmender Tendenz eine Vielzahl von Kunden aus dem In- und Ausland und stellt ihnen, quasi als Makler, Nachweisdaten für verschiedene Themen (z.B. Bohrungen, Seismik, Erdöl-Erdgasfelder) zur Verfügung. Mit diesen Informationen findet der Nutzer Zugang zu den Unternehmen als Eigentümer der Fachdaten.

Auch wesentliche Informationen dieses Jahresberichtes stammen aus Datenbanken des NLfB, die über einen digitalen Datentransfer mit den E&P-Firmen im Rahmen der Berichterstattung befüllt werden. Bei der Kompilierung der Produktions- und Reservendaten der Einzelfelder werden die Daten seit kurzem von den Firmen in einem abgestimmten Format an das NLfB und den WEG übermittelt, so dass weiterer Aufwand reduziert werden konnte.

Eine wichtige Grundlage für die Arbeit des NLfB stellt das im Jahr 2002 unter Leitung des Niedersächsischen Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr in Zusammenarbeit mit dem LBA und dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung veröffentlichte Merkblatt zur „Erhebung von geophysikalischen und geologischen Daten aus den Kohlenwasserstoff-Erlaubnis- und Bewilligungsfeldern“ dar. Dieses Merkblatt regelt, welche Daten in analoger oder digitaler Form an das NLfB abgeliefert werden müssen. Ein auf diesem Merkblatt aufsetzender Themenkomplex wird das „digitale Seismikarchiv“ sein, das nun inhaltlich und organisatorisch auszugestaltet sein wird. Weitere Merkblätter zu anderen Themen sind zur Vereinfachung von Projektabwicklungen in Vorbereitung.

Aufgrund der deutschen Gesetzeslage können die Fachdaten (Messdaten) aus den Aktivitäten der E&P-Industrie, anders als in vielen anderen Staaten, nur sehr restriktiv weitergegeben werden. Eine Nutzung der im NLfB gespeicherten Daten durch Dritte erfordert eine Freigabe durch den Eigentümer. Neben der Bereitstellung der Nachweisdaten (wer hat was, wann und wo durchgeführt?) ermöglicht das NLfB nach erfolgter Datenfreigabe den Zugang zu den im NLfB archivierten Fachdaten. In den letzten Jahren wächst das Interesse an den Erdöl- und Erdgasdaten nicht nur bei E&P-Firmen aus dem Ausland sondern auch in anderen Disziplinen. Zur letzteren Gruppe gehören Firmen und Institutionen, die sich z.B. mit der Nutzung von geothermaler Energie oder mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> im tieferen Untergrund beschäftigen. Hierzu gehören auch die BGR und das GGA Institut als Partner des NLfB im Geozentrum Hannover.

# Inhalt

<b>Verzeichnis der Tabellen</b> .....	6
<b>Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen</b> .....	7
<b>Zusammenfassung</b> .....	8
<b>Summary</b> .....	9
<b>1 Bohraktivität</b> .....	10
1.1 Explorationsbohrungen .....	10
1.2 Bohrergebnisse .....	14
1.3 Bohrmeterleistung .....	16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen.....	18
<b>2 Geophysik</b> .....	20
<b>3 Konzessionswesen</b> .....	22
<b>4 Erdöl- und Erdgasproduktion</b> .....	26
4.1 Erdölförderung.....	27
4.2 Erdgasförderung.....	31
<b>5 Erdöl- und Erdgasreserven</b> .....	35
5.1 Reservendefinitionen.....	35
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2004.....	36
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2004.....	37
<b>6 Untertage-Erdgasspeicherung</b> .....	39
6.1 Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung .....	39
6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch .....	40
6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2003 .....	41
6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich .....	43
6.5 Ausblick, politisches Umfeld.....	44
6.6 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas .....	45
<b>7 Literatur und nützliche Links</b> .....	45

**Anlagen 1-15:** Übersichtskarten, Diagramme

## Tabellen

- Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2003.
- Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2003.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung 1998 bis 2003, aufgeteilt nach Bohrkategorien.
- Tab. 4: Bohrmeterleistung 2003 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.
- Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2003.
- Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2003.
- Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdöl- und Erdgasproduktion 2003.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 1999 bis 2003.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2003.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2001 bis 2003 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2002 und 2003 der förderstärksten Erdölfelder.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 1999 bis 2003.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2003.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2001 bis 2003 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2002 und 2003 der förderstärksten Erdgasfelder.
- Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.
- Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2004).
- Tab. 21: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens (DIW 2004).
- Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2004).
- Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2003).
- Tab. 24: Speichernationen (IGU 2003).
- Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.
- Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.
- Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

## Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2003.
- 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: Übersichtskarte der Erdöl- und Erdgas-Erlaubnisfelder.
- Abb. 5: Erlaubnisgebiete in der deutschen 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-2003.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2003.
- 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 Deutschland von 1947 bis 2004 bzw. von 1960 bis 2004.
- 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 der Arbeitsgaskapazität in den Untertagespeichern.



## Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland im Jahre 2003. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom NLFb regelmäßig erhoben werden.

Die zur Aufsuchung von Erdgas und Erdöl vergebene Konzessionsfläche hat sich entgegen dem Trend der letzten Jahre etwas vergrößert. Der Zuwachs geht vor allem auf die Vergabe neuer Gebiete in Süd- und Südwestdeutschland zurück. Auch in Norddeutschland wurden einige Gebiete neu vergeben, doch konnten diese die Flächen aufgegebener Konzessionen nicht kompensieren.

Die Aktivitäten der Exploration von Erdgas und Erdöl sind in 2003 deutlich zurückgegangen. Besonders deutlich war der Rückgang in der geophysikalischen Vorerkundung. In den vergangenen Jahren lag der Schwerpunkt der Aktivitäten in der Nordsee. Gegenüber dem Vorjahr ist der Umfang der 3D-Seismik von ungefähr 1500 km<sup>2</sup> auf 325 km<sup>2</sup>, der Umfang der 2D-Seismik von etwa 3000 Profilkilometern auf 211 Profilkilometer zurückgegangen. Alle Surveys liegen im süddeutschen Molassebecken.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich halbiert. Neben zwei Aufschlussbohrungen wurden in der näheren Umgebung bekannter Felder drei Teilfeldsuchbohrungen abgeteuft. Alle Bohrungen waren auf Erdgassuche. Leider gelang es mit keiner, wirtschaftlich förderbare Mengen nachzuweisen.

In der Feldesentwicklung ging die Anzahl der Bohrprojekte um etwa ein Drittel zurück. Von den zwölf erfolgreich beendeten Projekten wurden acht in Ölfeldern und vier in Erdgasfeldern abgeteuft.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte hat auch die Bohrmeterleistung deutlich abge-

nommen. Mit 29 862 Bohrmeter hat sich die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr nahezu halbiert und damit einen neuen historischen Tiefststand erreicht.

Die Erdgasförderung lag auf dem Niveau der letzten Jahre, konnte mit 22,1 Mrd. m<sup>3</sup> gegenüber dem Vorjahr absatzbedingt aber leicht angehoben werden.

Da Erfolge der Exploration weiterhin ausgeblieben sind, sank die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven nun bereits das dritte Jahr in Folge und betrug 293 Mrd. m<sup>3</sup> (Rohgas). Damit haben die Reserven um gut 33 Mrd. m<sup>3</sup>, also um deutlich mehr als die Jahresförderung, abgenommen.

Die Erdölförderung ist leicht auf 3,8 Mio. t angestiegen. Ursache war eine weitere Fördersteigerung im Ölfeld Mittelplate um etwa 0,2 Mio. t auf nunmehr 2,2 Mio. t. Diese Fördersteigerung hat die im Allgemeinen rückläufige Produktion der inländischen Felder mehr als ausgeglichen.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven mussten aufgrund einer Umbuchung von Reserven des Feldes Mittelplate in Ressourcen nach unten korrigiert werden. Zum Stichtag wurden die Erdölreserven mit 53,7 Mio. t bewertet. Dies entspricht einem Rückgang um etwa 6,6 Mio. t.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertageerdgasspeicherung wurde nach einem leichten Rückgang in 2002 um 0,7 Mrd. m<sup>3</sup> auf 19,6 Mrd. m<sup>3</sup> ausgebaut. Davon sind gegenwärtig maximal 18,6 Mrd. m<sup>3</sup> technisch nutzbar. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,5 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgas vorzugsweise in Kavernenspeichern installiert werden.

## Summary

This report gives a review of the results of exploration and production of oil and gas in Germany in 2003. The report is based on data collected continuously by the Geological Survey of Lower Saxony (NLfB) from the oil companies and the state mining offices.

Contrary to the downward trend of the last years the total area of exploration licenses increased slightly. This increase was caused by the award of new licenses mainly in Southern and South-West Germany. In Northern Germany the area of relinquished licenses exceeded the area of newly awarded licenses.

Exploration of oil and gas decreased on a large scale especially in geophysical prospecting. Compared to the previous year the amount of 3D seismics decreased from 1500 square kilometres to 325 square kilometres and the amount of 2D seismics decreased from 3000 kilometres to 211 kilometres. All data were acquired in the Southern German Molasse Basin.

The number of exploration wells almost halved. In addition to two new-field wildcats three exploration wells (new tectonic block tests and deeper pool test) were drilled to find gas. Unfortunately none of these wells found gas in commercial quantities.

In field development the number of wells dropped by almost one third. Twelve wells were successful. Eight of these wells were drilled in oil fields and the remaining four wells were drilled in gas fields.

According to the number of wells the footage also dropped significantly. Footage almost halved to 29 862 metres. This value represents the lowest level since the mid-forties of the last century.

German annual gas production was at the same level as in previous years. Due to market

conditions production could increase slightly to 22.1 billion cubic metres.

Because of the lack of new discoveries total remaining proven and probable gas reserves dropped for the third time in series and amounted to 293 billion cubic metres (field quality). That represents a decline of 33 billion cubic metres which was significantly more than German annual production.

Oil production increased slightly to 3.8 million metric tons due to the increase in production from the oil field Mittelplate by 0.2 million tons to 2.2 million tons. This growth could compensate the common decline in production of German fields.

Total remaining proven and probable oil reserves dropped by 6.6 million tons to 53.7 million tons due to a reclassification of some reserves of the oil field Mittelplate to resources.

After a decline in 2002 the total working gas volume of underground gas storage was extended by 0.7 billion cubic metres to 19.6 billion cubic metres. At present a volume of 18.6 million cubic metres in maximum is technically available. According to recent planning 3.5 billion cubic metres of working gas volume are to be installed in the future preferentially in storage facilities in salt caverns.

## 1 Bohraktivität

In Deutschland hat die Bohraktivität nach dem bisher tiefsten Stand im Jahr 2000 einen neuen historischen Tiefstand erreicht. Dieser Tiefstand dokumentiert sich einerseits in der Bohrmeterleistung, die sich mit knapp 30 000 m gegenüber dem Vorjahreswert von etwa 57 000 m fast halbiert hat, und andererseits in der Anzahl der Bohrprojekte. Die Anzahl der Bohrprojekte, die zur Bohrleistung beigetragen haben, ist von 31 im Vorjahr auf 19 zurückgegangen.

Grundsätzlich ist Umfang der Aktivitäten in der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas und Erdöl in Deutschland dadurch gekennzeichnet, dass es sich aus erdöl/erdgasgeologischer Sicht um ein sehr reifes Gebiet handelt. So werden mit jedem realisierten Projekt die Möglichkeiten, wirtschaftlich attraktive Projekte herauszuarbeiten immer weiter eingeschränkt. Insbesondere, da die inländischen Projekte aufgrund der internationalen Aktivitäten der in Deutschland operierenden Gesellschaften bzw. ihrer Muttergesellschaften im Wettbewerb zu ausländischen Projekten stehen, die nicht zuletzt wegen der hohen inländischen Bohr-

kosten – u.a. bedingt durch die großen Teufen – häufig wirtschaftlich attraktiver sind.

Eine Ursache für den Tiefstand in 2003 war zweifellos die geringere Bohraktivität im Ölfeld Mittelplate. Sie stellte in den letzten Jahren eine tragende Säule der inländischen Bohraktivität dar. Besonders das Programm zur Erschließung bestimmter Lagerstättenteile mittels Extended-Reach-Bohrungen vom Festland aus, das inzwischen zumindest vorläufig abgeschlossen ist, hat in den letzten Jahren deutlich zur inländischen Bohrmeterleistung beigetragen. Bei einem Beitrag von Mittelplate- und Dieksand-Bohrungen wie in 2002 wäre die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr nur um elf Prozent gesunken.

Für die zukünftige Entwicklung der Bohraktivitäten wird von Bedeutung sein, ob sich in der Exploration die schon lang erhofften Erfolge einstellen werden, die eventuelle Folgeprojekte, sei es in der Exploration oder in der Feldesentwicklung, nach sich ziehen würden. Gegenwärtig gerät die Exploration unter steigenden Druck, da die Erfolge ausbleiben.

### 1.1 Explorationsbohrungen

Gegenwärtig sind in Deutschland unter den Explorationsbohrungen praktisch nur Aufschlussbohrungen und Teilfeldsuchbohrungen von Bedeutung. Eine Erläuterung der unterschiedlichen Bohrkategorien und –typen findet sich in Kapitel 1.4. Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Reserven erschließen.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die mit dem Ziel abgeteuft werden, neue Lagerstätten zu finden, wurden zwei Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Gegenüber dem Vorjahr, in dem vier Bohrungen, unter Berücksichtigung einer geologischen Ablenkung sogar fünf Projekte, gebohrt wurden, entspricht das einem Rückgang um die Hälfte.

Beide Bohrungen wurden in Norddeutschland niedergebracht und hatten das Ziel in den Sandsteinen des Rotliegend Gaslagerstätten nachzuweisen. Das Zielgebiet der Bohrung Hassel Z1 lag südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend-Gasfelder im so genannten Becklingen-Graben südlich des Feldeskomplexes Becklingen/Wardböhmen/Bleckmar in der Lüneburger Heide. Die Bohrung Rheiderland Z1 wurde in Ostfriesland nahe dem Dollart auf eine Struktur südöstlich des riesigen niederländischen Gasfeldes Groningen abgeteuft.

Die Bohrung Hassel Z1 war nicht fündig, die Bohrung Rheiderland Z1 bohrte zum Jahresende 2003 noch, wurde aber Anfang 2004 ebenfalls nicht fündig beendet. Nicht fündig

eingestuft wurde auch die Bohrung Walsrode-Ost Z1 aus dem Jahr 1993.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurden in 2003 drei Projekte gebohrt. Im Westteil des Feldeskomplexes Bahrenborstel/Uchte/Burgmoor blieben die Bohrungen Bahrenborstel Z14 und Z14a erfolglos. Ein ent-

sprechendes Ergebnis hatte die Bohrung Imbrock-Süd Z1, die den Bereich zwischen den Gasfeldern Imbrock und Becklingen/Wardböhlen/Bleckmar untersuchte.

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

## Aufschlussbohrungen

### Gebiet Elbe-Weser

In der Lüneburger Heide, etwa 15 Kilometer nordwestlich der Ortschaft Celle wurde die Bohrung **Hassel Z1** (RWE Dea<sup>1</sup>) (Anl. 2) abgeteuft. Die Lokation liegt etwa zwölf Kilometer südsüdöstlich des Gasfundes Bleckmar Z1 innerhalb des Erlaubnisgebietes Celle. Strukturell ist dieser Bereich dem südlichen Teil des Rotliegend-zeitlichen Becklingen-Grabens zuzuordnen. Dort wurden Chancen gesehen, in den Sandsteinen des Rotliegend ein neues Gasfeld zu entdecken. Nach den Auswertungen der 3D-Seismik "Wietze" lagern die Sedimente des Rotliegend im Bereich dieser Lokation in einem Halbgraben diskordant über den verkippten Vulkaniten des tieferen Rotliegend; eine ähnliche geologische Situation wie sie im Bereich des Gasfundes Bleckmar Z1 vorgefunden wurde. Die nähere Umgebung des Zielpunktes war durch eine Amplitudenanomalie in der Seismik charakterisiert, die auf eine gute Speichergesteinsausbildung hoffen ließ. Die Bohrung erreichte das Rotliegend mit einer Differenz von nur wenigen Zehner Metern gegenüber der Vorhersage in einer Tiefe von etwa 4500 m. Während des Bohrens zeigten die sandigen Partien des Rotliegend durchweg deutliche Gasanzeichen, die zu der Entscheidung führten, Tests durchzuführen. Es wurde je ein Drill-Stem-Test auf einen Abschnitt im Vulkanit, auf den Grenzbereich von Vulkanit und auflagernder Brekzie sowie auf die Sandsteine der tieferen Hannover-Formation durchgeführt. Aufgrund unzureichender Porositäten

und Durchlässigkeiten der Gesteine konnten beim Testen jedoch nur geringe Mengen eines Gemisches aus brennbaren Gasen und Flüssigkeiten nachgewiesen werden. Daraufhin wurde die Bohrung als nicht fündig eingestuft und verfüllt.

Bereits 1993 wurde an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens etwa fünf Kilometer östlich des Feldes Walsrode/Idsingen die Bohrung **Walsrode-Ost Z1** (EMPG) (Anl. 2) abgeteuft. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten. Eine geplante Ablenkung der Bohrung stand lange Zeit zur Diskussion. Nun wurde die Bohrung als fehl eingestuft und soll verfüllt werden.

### Gebiet westlich der Ems

Etwa sechs Kilometer südöstlich des Dollarts wurde innerhalb des Erlaubnisgebietes Jemgum die Bohrung **Rheiderland Z1** (Wintershall) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die Sandsteine des Rotliegend in einer Antiklinalstruktur auf einer dem Groningen-Hoch östlich vorgelagerten Tiefscholle. In dieser Region finden sich die erdgashöflichen Horizonte treppenstufenartig gegen Osten abge-senkt. Auf der östlich und der westlich benachbarten Scholle konnte die Gasführung im Rotliegend bereits durch mehrere, zwischen sechs und neun Kilometern entfernt liegende Bohrungen nachgewiesen werden. Wirtschaftliche Mengen konnten mit diesen Bohrungen aber nicht gefördert werden, da entweder die

<sup>1</sup> Auftraggeber bzw. federführende Firma, Abkürzungen siehe Tab. 2

Speichereigenschaften der Sandsteine zu schlecht ausgebildet waren oder die Gassättigung nicht ausreichte. Ende 2003 stand die Bohrung Rheiderland Z1 bei einer Teufe von 4112 m im höheren, tonig ausgebildeten Teil des Rotliegend, und zwar im Bahnsen-Member der Hannover-Formation wenige Meter oberhalb der sandigen Zielhorizonte. Im Januar 2004 wurden die Zielhorizonte durchteuft und die Bohrung bei einer Teufe von 4265 m im Vulkanit des Rotliegend eingestellt. Obwohl die

potenziellen Speicher zwar deutlich tiefer als prognostiziert aber immer noch oberhalb des Gas-Wasser-Kontaktes der tiefer gelegenen östlichen Nachbarscholle angetroffen wurden, waren die Gasanzeichen während des Bohrens nur schwach. Dieser Befund wurde durch die Bohrkerne und die Auswertungen der Bohrlochmessungen bestätigt. Da die Speicher verwässert waren, wurde die Bohrung als fehl eingestuft und ohne Teste verfüllt.

## Teilfeldsuchbohrungen

### Gebiet Elbe-Weser

Die Bohrung **Imbrock-Süd Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) sollte die Sandsteine des Rotliegend in einer strukturellen Hochlage zwischen den produzierenden Rotliegend-Gasfeldern Imbrock und Becklingen/Wardböhlen/Bleckmar auf ihrer Gasführung untersuchen. Der Ansatzpunkt lag am äußersten Nordrande des Truppenübungsplatzes Bergen, der Zielpunkt etwa 650 m südsüdwestlich entfernt, innerhalb des Truppenübungsgebietes. Nach den Ergebnissen der umliegenden produktiven Bohrungen konnte in dieser Region vor allem innerhalb der tieferen Dethlingen-Formation mit speicherfähigen Sandsteinen gerechnet werden, die vermutlich auch gasführend sind, soweit sie oberhalb der Gas-Wasser-Kontakte der angrenzenden produktiven Flächen angetroffen werden. Zum Jahresende 2002 stand die Bohrung bereits bei 4086 m im Mittleren Buntsandstein. Nach technischen Problemen in der Verrohrungsteufe von 4625 m im Werra-Anhydrit, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, wurde die Bohrung bei 3550 m abgelenkt. Mit der Ablenkung hat die Bohrung die Sandsteine im Rotliegend erreicht und wurde bei 5100 m im Vulkanit eingestellt. Da die Zielhorizonte tiefer angetroffen wurden als prognostiziert, lag der gut speicherfähig ausgebildete Abschnitt der tieferen Dethlingen-Formation bereits unterhalb des Gas-Wasser-Kontaktes bzw. im Bereich der Übergangszone. Die darüber lagernden Sandsteine der tieferen Hannover-Formation waren zwar gasführend, wie-

sen aber unzureichende Speichereigenschaften auf. Auch die RFT-Messungen, die im Bereich der Hannover-Formation und höheren Dethlingen-Formation durchgeführt wurden, brachten keine Hinweise auf produktive Horizonte. Daraufhin wurde die Bohrung für nicht fruchtig befunden und verfüllt.

### Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Bahrenborstel Z14** (Wintershall) (Anl. 2) sollte das autochthone Staßfurt-Karbonat einer Hochscholle südlich der Produktionsbohrung Bahrenborstel Z11 untersucht werden. Die Scholle befindet sich an der Westflanke des Feldeskomplexes Bahrenborstel-Burgmoor-Uchte. Eines der Risiken in dieser Region stellt die Gasqualität dar. Aufgrund lokal hoher Kohlendioxidgehalte der Erdgase blieb in der Vergangenheit schon so mancher Bohrung der wirtschaftliche Erfolg versagt. Zur Ermittlung der strukturellen Situation und der Gasqualität war geplant, das Staßfurt-Karbonat zunächst mit einem Pilotloch aufzuschließen. Im Erfolgsfall sollte die Bohrung abgelenkt werden und der Träger mit einem horizontalen Bohrloch aufgeschlossen werden. Zum Jahresende 2002 stand die Bohrung bei 2188 m im Mittleren Buntsandstein, im höheren Teil der Solling-Folge. Beim weiteren Durchteufen des Mittleren Buntsandstein, der in benachbarten Bohrungen in Förderung steht, traten besonders im Volpriehausen-Sandstein stark erhöhte Gasanzeichen auf. Im Zechstein-Salinar wurde das Staßfurt-Karbonat

in zwei überschobenen allochthonen Schollen, allerdings nicht gasführend, angetroffen. Der Zielhorizont, das autochthone Staßfurt-Karbonat, ist dagegen vermutlich an einer sehr flachen (sub-horizontalen) Störung ausgefallen. Die Bohrung wurde, nachdem sie einige Meter im Oberkarbon gebohrt hatte, zunächst in einer Teufe von 3122 m eingestellt. Da die Sandsteine des Oberkarbon deutliche Gasanzeichen zeigten, wurde die Bohrung – allerdings mit veränderter finanzieller Beteiligung – zur weiteren Untersuchung des Oberkarbon als **Bahrenborstel Z14a** bis zur Endteufe von 3430 m vertieft. Das Oberkarbon war vorwiegend sandig ausgebildet. Ein open-hole-Test auf die Gesamtstrecke des Oberkarbon erbrachte keinen wirtschaftlichen Zufluss. Nach diesem Testergebnis wurde das Vorhaben Bahrenborstel Z14a als nicht fündig eingestuft. Die Bohrung wurde teilverfüllt und für einen Test auf den Mittleren Buntsandstein komplettiert. Hier wurden der Volpriehausen-Sandstein und anschließend der Dethfurt-Sandstein getestet. Lediglich im Volpriehausen-Sandstein, und auch hier erst nach Stimulationsmaßnahmen, flossen aufgrund der schlechten Speichereigenschaften nur geringe Mengen an Gas zu, die aber keine wirtschaftliche Förderung erlauben. Aufgrund der Testergebnisse wurde auch das Vorhaben Bahrenborstel Z14 als nicht fündig eingestuft.

In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde in 2001 die Bohrung **Blaukirchen Z1** (GdF-PEG) (Anl. 2) etwa zwei Kilometer nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer abgeteuft. Die Bohrung hat die Rotliegend-Sandsteine nicht so strukturhoch angetroffen wie ursprünglich prognostiziert, sondern etwas tiefer als in der Bohrung Großes Meer Z1, aber dennoch mit deutlichen Gasanzeichen. Vier Intervalle innerhalb der Rotliegend-Sandsteine wurden getestet. Alle Intervalle waren verwässert. Selbst im höchsten Intervall floss nach einer kurzen Phase der Gasförderung Formationswasser zu. Ein Test auf das Werra-Karbonat erbrachte geringe nicht wirtschaftlich förderbare Gasmengen. Die Bohrung hatte bis zum Jahresende 2003 kein endgültiges Ergebnis erhalten, wurde inzwischen aber nicht fündig gemeldet.

Mit der Bohrung **Klosterseele Z6** (EMPG) (Anl. 2) wurden mehrere Ziele verfolgt. Die Stammborung wurde bereits in 2002 als Produktionsbohrung im zentralen und strukturobersten Teil des Gasfeldes Klosterseele bis in den Werra-Anhydrit abgeteuft. Aufgrund der mehrjährigen Erdgasförderung in diesem Feld wurde im Staßfurt-Karbonat wie erwartet ein abgesenkter Lagerstättendruck angetroffen. Zur Untersuchung des Permokarbon wurde die Bohrung als **Klosterseele Z6a** vertieft. Im Allgemeinen sind die Oberkarbon-Sandsteine nicht mit besonders guten Trägereigenschaften ausgestattet. Um einer potenziellen Trägerschädigung vorzubeugen, kam bei der Vertiefung deshalb die Technik des "Underbalanced Drilling" (Bohren mit geringer Spülungsauflast) zur Anwendung. Unterhalb der Zechstein-Basis wurde geringmächtiges Rotliegend erbohrt, an das sich bis zur Endteufe von 4801 m Ton- und Sandsteine des Oberkarbon anschlossen. Während des Bohrens gab es in beiden Intervallen gute Gasanzeichen. Im Rahmen der anschließenden Druckaufbauteile konnten sowohl aus dem Rotliegend als auch aus dem Oberkarbon nur sehr geringe Zuflüsse festgestellt werden, so dass die Sandsteine als relativ dicht interpretiert werden müssen. Aus dem Werra-Anhydrit wurde die Bohrung als **Klosterseele Z6b** auf die etwa 300 m tiefer liegende östliche Tiefscholle abgelenkt, um dort das Staßfurt-Karbonat zu untersuchen. Hinweise auf ein gasführendes Staßfurt-Karbonat auf der Tiefscholle waren bislang nur durch das etwa fünf Kilometer entfernte Gasfeld Syke gegeben. Nach Problemen mit der Bohrlochstabilität, die letztlich zur Aufgabe und Ablenkung des Bohrloches führten, kam die Bohrung hinter der Hauptstörung direkt in das Staßfurt-Karbonat der Tiefscholle und schloss dieses bis zum Erreichen der Endteufe bei 5230 m auf etwa 100 m Länge annähernd horizontal auf. Das Bohrloch wurde ohne Bohrlochmessungen komplettiert. In 2003 wurde ein Produktionstest durchgeführt, bei dem aber nur Wasser zufluss. Das Vorhaben Z6b wurde wie das Vorhaben Z6a als fehl eingestuft und verfüllt. Die Stammborung Klosterseele Z6 ist im Staßfurt-Karbonat gasfündig.

## 1.2 Bohrergergebnisse

In 2003 ist die Anzahl der aktiven Bohrprojekte gegenüber dem vorangehenden Jahr um 39 Prozent von 31 auf 19 deutlich zurückgegangen. Damit lag die Anzahl der Projekte wieder auf dem Niveau des Jahres 2001 (20 Projekte). Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen sechs Projekte, die bereits vor 2003 die Endteufe erreicht hatten, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind alle Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 2003 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengestellt. Speicherbohrungen sind in dieser Übersicht nicht berücksichtigt. Zwölf Projekte wurden fündig gemeldet oder hatten ihr Ziel erreicht. Das Ergebnis "Ziel erreicht" ist Hilfsbohrungen, die ohnehin keine Fündigkeit erzielen sollen (s. Kap. 1.4.), oder technisch bedingten Ablenkungen bereits fündiger Bohrungen vorbehalten. Bohrungen, die ihre Endteufe bereits erreicht haben, über deren Ergebnis aber noch

nicht abschließend befunden wurde, werden in der Statistik mit dem Status "noch kein Ergebnis" geführt.

Auf dem Sektor der Explorationsbohrungen, die sich in Deutschland vor allem auf die Erdgassuche konzentrieren, blieben auch in 2003 die Erfolge aus. In der Folge haben sich die inländischen Gasreserven weiter verringert (s. Kap. 5). Die letzte erfolgreiche Aufschlussbohrung war die Bohrung Weissenmoor Z1 aus dem Jahre 1996, mit der ein kleinerer Erdgasfund gelang. Die letzte fündige Teilfeldsuchbohrung war die Erdgasbohrung Burgmoor Z3 des Jahres 2001, die allerdings einen bereits drainierten Teil einer Lagerstätte antraf.

Fündigkeiten wurden ausschließlich mit Produktionsbohrungen erzielt. Von den zwölf Fündigkeiten waren acht Ölprojekten und vier Gasprojekten zuzuordnen. Die Fündigkeitsquote der Produktionsbohrungen betrug 100 Prozent. Produktionsbohrungen werden innerhalb bekannter Lagerstätten abgeteuft. Dort ist das Wissen über die Lagerungsverhältnisse der öl-

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2003. Bohrlokationen siehe Anlage 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
<b>Aufschlussbohrungen (A3)</b>						m	
<i>Elbe-Weser</i>							
Hassel Z1	RWE Dea	3565388	5844678	fehl	Rotliegend	4910,0	Rotliegend
Walsrode-Ost Z1*	EMPG	3543584	5860412	fehl	Rotliegend	5189,9	Oberkarbon
<i>Westlich der Ems</i>							
Rheiderland Z1	Wintershall	2586395	5899270	bohrt	Rotliegend		
<b>Teilfeldsuchbohrungen (A4)</b>							
<i>Elbe-Weser</i>							
Imbrock-Süd Z1	RWE Dea	3557666	5866295	fehl	Rotliegend	5100,0	Rotliegend
<i>Weser-Ems</i>							
Bahrenborstel Z14	Wintershall	3482374	5822821	fehl	Staßfurt-Karb.	3122,0	Oberkarbon
Bahrenborstel Z14a	Wintershall	3482374	5822821	fehl	Oberkarbon	3430,0	Oberkarbon
Blaukirchen Z1*	GdFPEG	2588178	5921363	n.k.E.	Rotliegend	5055,0	Rotliegend
Klosterseele Z6a*	EMPG	3480542	5865583	fehl	Permokarbon	4801,0	Oberkarbon
Klosterseele Z6b*	EMPG	3480542	5865583	fehl	Staßfurt-Karb.	5230,0	Zechstein
Status mit Stand vom 31. Dezember 2003; *: Endteufe vor 2003 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis							

bzw. gasführenden Horizonte und andere Faktoren, die über Erfolg und Misserfolg der Bohrungen entscheiden können, sehr weit fortgeschritten. Daher ist die Erfolgswahrscheinlichkeit von Bohrungen dieses Typs von vornherein als sehr hoch einzustufen.

Im bislang einzigen deutschen Offshore-Erdgasfeld A6/B4 im Entenschnabel des deutschen Sektors der Nordsee wurde inzwischen die vierte Produktionsbohrung erfolgreich abgeteuft. Sie wurde im Westteil des Feldes in mehreren Horizonten, u.a. in den Vulkaniten des Rotliegend, fündig.

Mit der Bohrung Söhlingen Z15 wurde im Gasfeld Söhlingen das vierte Tight-Gas-Projekt,

mit dem das Erdgas eines geringpermeablen Horizonts der Lagerstätte mittels Horizontalbohrtechnik in Kombination mit einer mehrfachen Frac-Behandlung förderbar gemacht werden sollte, fündig gemeldet.

Im Ölfeld Mittelplate wurde neben der Bohrung Mittelplate-A 16, die Bohrung Dieksand 8, die vorerst letzte der Extended-Reach-Bohrungen, mit der die höheren Dogger-Sandsteine der Lagerstätte vom Festland aus erschlossen wurden, fündig gemeldet. Die Bohrung Mittelplate-A 15 soll erst fortgeführt werden, wenn die geplante neue Bohranlage auf der Plattform installiert ist.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2003.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
<b>Produktionsbohrungen (B2)</b>			
<i>Nordsee</i>			
A6-A 4	Wintershall	Rotliegend, Zechstein	gasfündig
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand 8*	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 15	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ruht
Mittelplate-A 16	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
<i>Elbe-Weser</i>			
Rühme 38a	GdFPEG	Dogger Beta	ölfündig
Schmarbeck Z3a	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	noch kein Ergebnis
Söhlingen Z15	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z7	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	bohrt
<i>Weser-Ems</i>			
Klosterseele Z4a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Klosterseele Z6*	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
<i>Westlich der Ems</i>			
Emlichheim 13	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Georgsdorf 410	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Georgsdorf 626a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 345a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 402	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
<b>Hilfsbohrungen (B3)</b>			
<i>Nördlich der Elbe</i>			
Dieksand H1	RWE Dea	Oberkreide	bohrt
EMPG – ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover GdFPEG – Gaz de France Produktion Exploration GmbH, Lingen RWE Dea – RWE Dea AG, Hamburg Wintershall – Wintershall AG, Kassel		Status mit Stand vom 31. Dezember 2003 * : Endteufe vor 2003 erreicht	



### 1.3 Bohrmeterleistung

Im zurückliegenden Jahr hat die Bohrleistung mit 29 862 m seit Bestehen der Bundesrepublik ein neues Rekordtief erreicht. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dieser Wert einem Rückgang um fast 50 Prozent. 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 vorangehenden fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Gegenüber diesem Mittelwert hat die Bohrleistung in 2003 sogar um mehr als 50 Prozent nachgegeben. Die Entwicklung der jährlichen Bohrmeterleistung ist in Abbildung 1 dargestellt.

Ursache des Rückgangs ist vor allem, dass in der Feldesentwicklung des Ölfeldes Mittelplate im Vergleich zu den Vorjahren nur in geringem Umfang gebohrt wurde, weil einerseits das Programm zur Erschließung der Lagerstätte mittels Extended-Reach-Bohrungen von Land aus vorläufig abgeschlossen ist und andererseits Baumaßnahmen an den Anlagen der Mittelplate-Insel zu einer Bohrpause zwangen. So betrug der Anteil der gesamten Bohrmeter im Ölfeld Mittelplate im Vorjahr 42 Prozent oder 24 000 m. Bei gleich bleibender Bohraktivität in Mittelplate wäre die gesamte Bohrmeterleistung in 2003 nur um elf Prozent geringer ausgefallen.

Auf den Sektor der Explorationsbohrungen entfielen etwa 12 400 m oder 41 Prozent der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Rückgang um etwa 2000 m oder 9 Prozent, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einen Rückgang um etwa 15 Prozent.

Aufgrund der oben genannten Umstände im Ölfeld Mittelplate ist der Rückgang auf dem Sektor der Feldesentwicklungsbohrungen wesentlich stärker ausgefallen. Hier wurden nur noch 18 000 m gegenüber 42 500 m im Vorjahr erreicht. Damit ist die Bohrleistung auf diesem Sektor um 59 Prozent zurückgegangen. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutet das ein Minus von 60 Prozent.

Entsprechend hat sich die Verteilung der Bohraktivitäten auf die Bundesländer und Regionen verändert (Tab. 4). Mit 77 Prozent ist der Anteil des Landes Niedersachsen an den Bohrmeter gegenüber 52 Prozent im Vorjahr wieder deutlich angestiegen. Nach 42 Prozent im Vorjahr entfielen auf das Land Schleswig-Holstein nur noch 11 Prozent der Bohrmeter. Eine in der Nordsee abgeteufte Bohrung schlägt in der Statistik mit 12 Prozent zu Buche.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 1998 bis 2003, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
	m	%	A3 m	%	A4 m	%	B1 m	%	B2 m	%	B3 m	%
1998	85 887	100	4 942	5,8	22 375	26,0	12 846	15,0	44 993	52,4	732	0,9
1999	68 231	100	-	-	15 007	22,0	8 430	12,4	43 451	63,7	1 343	2,0
2000	43 206	100	1 828	4,2	6 752	15,6	-	-	34 626	80,1	-	-
2001	54 030	100	13 581	25,1	8 193	15,2	3 827	7,1	26 345	48,8	2 084	3,9
2002	56 807	100	7 319	12,9	7 017	12,4	-	-	38 692	68,1	3 780	6,7
<b>2003</b>	<b>29 862</b>	<b>100</b>	<b>9 022</b>	<b>30,2</b>	<b>3 331</b>	<b>11,2</b>	-	-	<b>17 427</b>	<b>58,4</b>	<b>82</b>	<b>0,3</b>
Mittelwert 1998-2002	61 632	100	5 534	9,0	11 869	19,3	5 020	8,1	37 621	61,0	1 588	2,6

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2003 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	A4	B1	B2	B3		
<b>Bundesland</b>	m	m	m	m	m	m	%
Niedersachsen	9 022,0	3 331,0	-	10 600,5	-	22 953,5	76,9
Nordsee	-	-	-	3 670,0	-	3 670,0	12,3
Schleswig-Holstein	-	-	-	3 156,0	82,0	3 238,0	10,8
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	-	-	-	3 670,0	-	3 670,0	12,3
Nördlich der Elbe	-	-	-	3 156,0	82,0	3 238,0	10,8
Elbe-Weser	4 910,0	2 089,0	-	5 683,1	-	12 682,1	42,5
Weser-Ems	-	1 242,0	-	2 489,0	-	3 731,0	12,5
Westlich der Ems	4 112,0	-	-	2 428,4	-	6 540,4	21,9

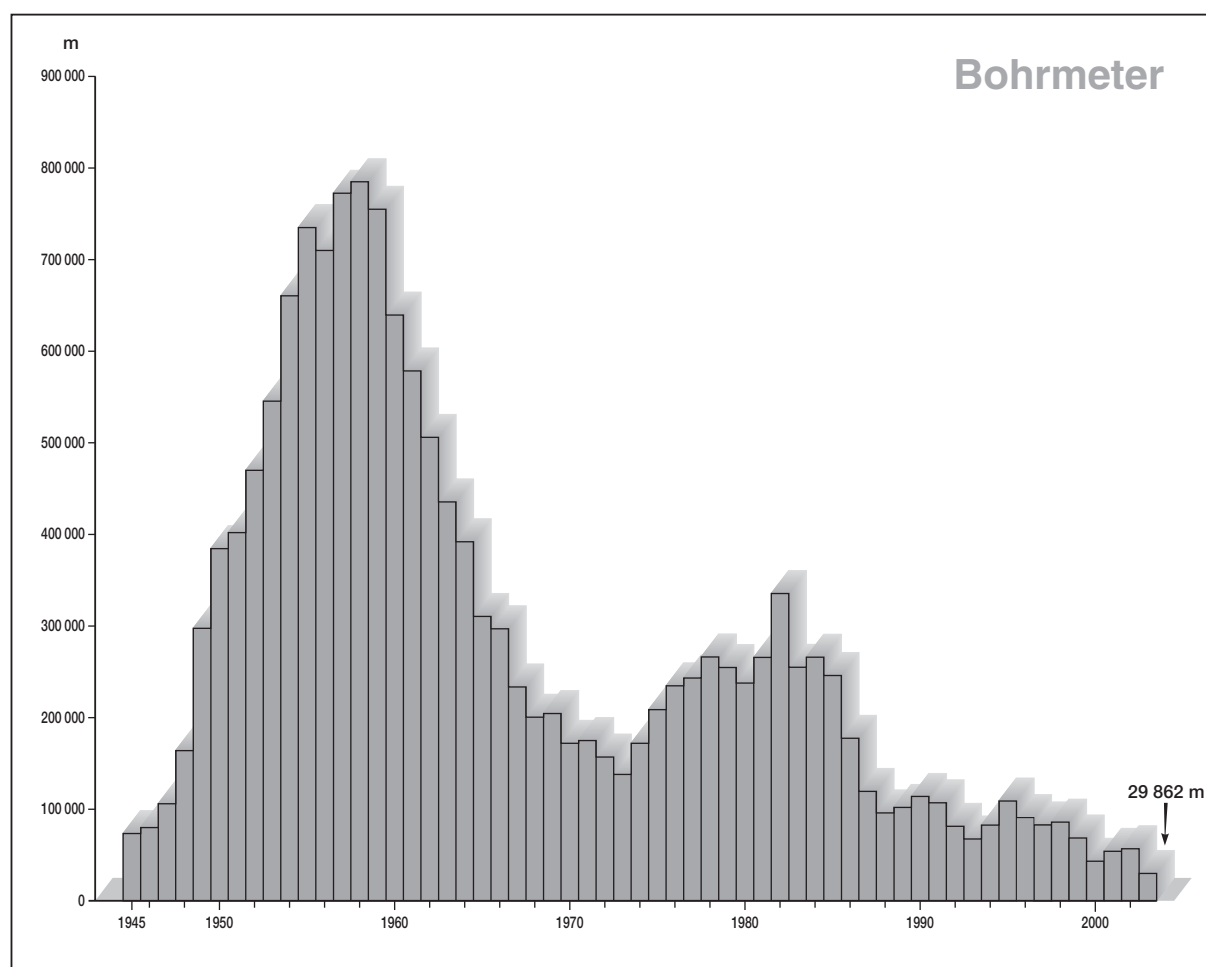


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2003.

## 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.

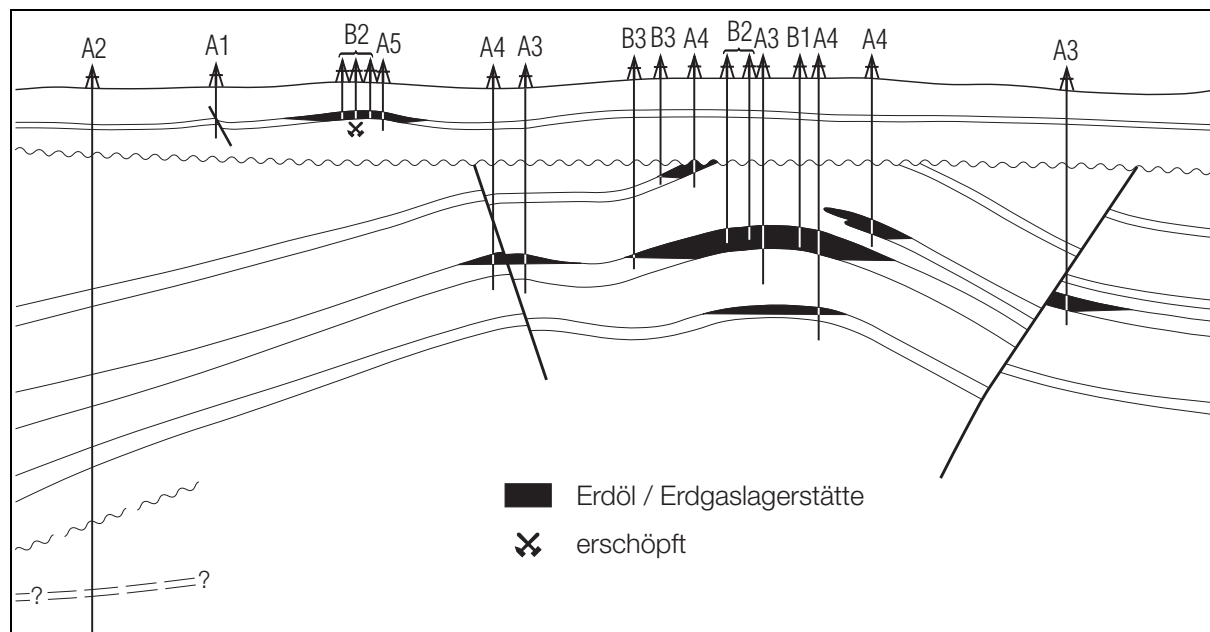


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

## 2 Geophysik

Die Aktivitäten der geophysikalischen Erkundung haben gegenüber den beiden Vorjahren deutlich abgenommen. Ursache für den Rückgang waren fehlende Aktivitäten in der Nordsee. Dort konzentrierten sich die geophysikalischen Aktivitäten in den letzten Jahren. So war der außerordentlich große Umfang der seismischen Messungen der beiden Vorjahre vor allem durch große 3D-Offshore-Surveys begründet. In 2002 wie in 2001 wurde in der Nordsee jeweils ein Survey (1400 km<sup>2</sup> und 1600 km<sup>2</sup> deutscher Anteil) aufgenommen, dessen Fläche die Gesamtfläche aller Surveys eines Jahres – verglichen mit den Jahren 1996 bis 2000 - um ein Mehrfaches überstieg. Auch auf dem Sektor der 2D-Seismik betragen die Offshore-Messungen seit Mitte der 1990er Jahre ein Vielfaches der Messungen an Land. Wurden an Land im Mittel etwa 100 Profilkilometer pro Jahr gemessen, so waren es auf See etwa 1400 km.

In 2003 wurden im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland 3D-seismische Messungen mit einer Gesamtfläche von etwa 300 km<sup>2</sup> durchgeführt. Dieser Wert beinhaltet einen kleineren Survey, der im Bereich eines Gasspeichers gemessen wurde. Der Umfang der 2D-Seismik belief sich auf gut 200

Profilkilometer. Gravimetrische Messungen wurden nicht durchgeführt (Tab. 5).

Die Gesamtfläche der durchgeführten 3D-seismischen Messungen ist mit 325 km<sup>2</sup> gegenüber dem Vorjahr (etwa 1500 km<sup>2</sup>) drastisch gesunken. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die beiden Vorjahre aufgrund der großen Offshore-Surveys eher positive Ausnahmen darstellten. Die Messungen in 2003 wurden ausschließlich an Land durchgeführt und entsprachen in ihrem Umfang dem Mittel der Onshore-Messungen der letzten Jahre.

Gemessen wurde in drei Surveys, alle im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens gelegen (Abb. 3). Im Erlaubnisgebiet Chiemgau der Rohöl-Aufsuchungs AG wurde grenzüberschreitend nach Österreich der 3D-Survey Teisendorf akquiriert. Die Fläche des Surveys betrug 209 km<sup>2</sup>, davon entfielen 194 km<sup>2</sup> auf bayerisches Gebiet. Im Erlaubnisgebiet Schwaben der Wintershall AG wurde der 3D-Survey Schwaben mit einer Fläche von 83 km<sup>2</sup> durchgeführt. Der dritte Survey mit einer Fläche von 48 km<sup>2</sup> wurde im Rahmen der geplanten Erweiterung des Gasspeichers Wolfersberg im Erlaubnisgebiet Ebersberg der RWE Dea AG gemessen.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2003 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Gravimetrie
	km <sup>2</sup>	km	Messpunkte / km <sup>2</sup>
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	-
Weser-Ems	-	-	-
Westlich der Ems	-	-	-
Thüringer Becken	-	-	-
Niederrhein-Münsterland	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrhieintal	-	-	-
Alpenvorland	325	211	-
<b>Summe</b>	<b>325</b>	<b>211</b>	-

Der Umfang der 2D-Seismik belief sich auf 211 Profilkilometer und ist gegenüber dem Vorjahr (3000 km) drastisch gesunken. Entsprechend der 3D-Seismik wurden die Messungen ausschließlich an Land vorgenommen. Ursache des Rückgangs waren auch hier die fehlenden Offshore-Messungen, da sich die Aktivitäten in den letzten Jahren wie auf dem Sektor der 3D-Seismik auf die Nordsee konzentriert haben.

Die 2D-seismischen Messungen wurden ausschließlich im bayerischen Alpenvorland durchgeführt, vor allem in den Erlaubnisgebieten Südbayern, Oberallgäu und Kaufbeuren der Forest Oil Germany GmbH und in geringerem Umfang im Erlaubnisgebiet Schwaben der Wintershall AG.

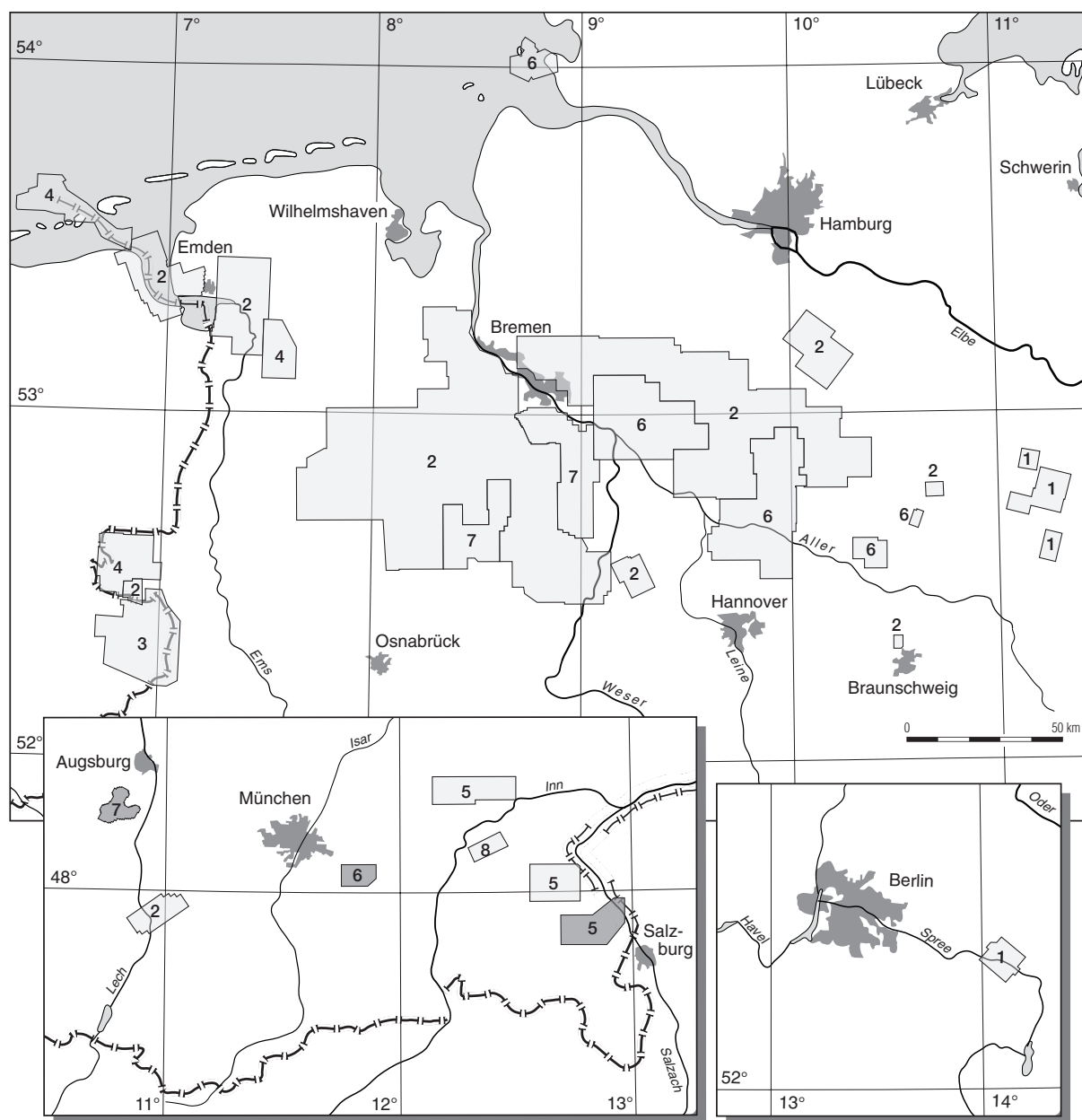


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2003 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EEG, 2: EMPG, 3: NAM, 4: GdFPEG, 5: RAG, 6: RWE Dea, 7: Wintershall, 8: Ruhrgas.

### 3 Konzessionswesen

In 2003 gab es im Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas zahlreiche Veränderungen (Tab. 6, Abb. 4 und 5). Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich entgegen dem Trend der letzten Jahre etwas vergrößert. Dabei waren die Entwicklungen in den unterschiedlichen Regionen gegenläufig.

In der Nordsee und dem Norddeutschen Becken hat sich die Konzessionsfläche weiter verringert. Zwar wurden die Erlaubnisse B 20008/55 in den A-Blöcken der Nordsee und die Erlaubnis Rügen neu vergeben, demgegenüber aber größere Flächen aufgegeben (Tab. 6). Die Gebiete Dahlenburg und Bevensen wurden in der Erlaubnis Dahlenburg-Erweiterung zusammengefasst.

Im süddeutschen Molassebecken hat sich die Konzessionsfläche mit den neuen Erlaubnis-

gebieten Kaufbeuren und Ebersberg weiter vergrößert.

Im Oberrheintal, wo nach Aufgabe der letzten Konzession in 2000 keine Erlaubnisse bestanden, wurde die Erlaubnis Altenheim erteilt.

Im östlichen Saar-Nahe-Becken konnte die in 2001 aufgegebene Fläche der Erlaubnis Bergland mit verändertem Zuschnitt als Neues Bergland wieder vergeben werden.

Im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden auch in 2003 einige kleinere Gebiete neu erteilt. Hier liegt das Interesse vielfach auf der Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Steinkohlenbergwerke.

In Tabelle 7 ist der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zum 31. Dezember 2003 zusammengestellt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2003.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Neu erteilte Erlaubnisse</b>			
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall AG, RWE Dea AG, EWE AG	Nordsee
97003	Dahlenburg-Erweiterung	RWE Dea AG	Niedersachsen
1	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
8	Hamm-Nord	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
10	Hardenberg Gas	Minegas 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
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corporation	Rheinland-Pfalz
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
7	Kaufbeuren	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
8	Ebersberg	RWE Dea AG	Bayern
<b>Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse</b>			
20008/66	J4, J5	North Sea Oil Company Ltd.	Nordsee
97003	Dahlenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
99004	Bevensen	RWE Dea AG	Niedersachsen
00004	Altmark-Nord-Erweiterung I	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Niedersachsen
00005	Ridderade-West	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
1	Altmark Nordwest	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	Sachsen-Anhalt
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
<b>Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld</b>			
022	Bedekaspel-Erweiterung	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
027	Leer	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümmling	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
071	Münsterland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
077	Oldenburg	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
082	Jade-Weser	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
086	Jeverland	Oldenburgische Erdöl GmbH	Niedersachsen
092	Cuxhaven-Verkleinerung	RWE Dea AG	Niedersachsen
127	Schneverdingen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
134	Taaken (Rest)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
135	Rotenburg	RWE Dea AG	Niedersachsen
143	Delmenhorst-Elsfleth	Gew. Brassert Erdgas u. Erdöl GmbH	Niedersachsen
144	Harpstedt	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
149	Ridderade-Ost	Wintershall AG	Niedersachsen
150	Scholen	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
151	Staffhorst	Wintershall AG	Niedersachsen
153	Verden	RWE Dea AG	Niedersachsen
157	Dümmersee-Uchte (Zusammenlegung)	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
233	Heide-Restfläche	RWE Dea AG	Schleswig-Holstein
367	Gifhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
561	Schneeren	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
97003	Dahlenburg-Erweiterung	RWE Dea AG	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
97005	Borkum (Restfläche)	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall AG	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
00003	Linsburg-Verkleinerung I	BEB Erdgas und Erdöl 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
20001	A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12	Deutsche Nordsee-Gruppe (DNG)	Nordsee
20007/1	L2K, L3K, M1K, M2K, M4K, M5K	RWE Dea AG	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, Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall AG, RWE Dea AG, EWE AG	Nordsee
20008/59	H15, H17, H18, L3	RWE Dea AG	Nordsee
20008/60	C11, C12, C14, C15, C17	Maersk Öl und Gas GmbH	Nordsee
20008/61	L3, M1, M2, J16, J17	RWE Dea AG	Nordsee
20008/64	C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4	Denerco Oil A/S & Intrepid Energy North Sea Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
<b>Bergamt Stralsund</b>			
004/03	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpom.
<b>Bezirksregierung Arnsberg</b>			
1	Münsterland-West	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
3	Wan-Thal	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen
4	Her-Teuto	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen
5	Sabuela	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
6	Castrop-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
7	Sachsen-Gas	RAG Aktiengesellschaft	Nordrhein-Westfalen
8	Hamm-Nord	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
10	Hardenberg Gas	Minegas 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
<b>Oberbergamt für das Saarland und Rheinland-Pfalz</b>			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Deutsche Steinkohle AG	Saarland
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corporation	Rheinland-Pfalz
<b>Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau Baden-Württemberg</b>			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
<b>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie</b>			
1	Südbayern	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
2	Rott	RWE Dea AG	Bayern
3	Oberallgäu	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall AG	Bayern
7	Kaufbeuren	Forest Oil Germany GmbH	Bayern
8	Ebersberg	RWE Dea AG	Bayern
Quelle: zuständige Bergverwaltungen			Nr. entsprechend Abb. 4 und 5



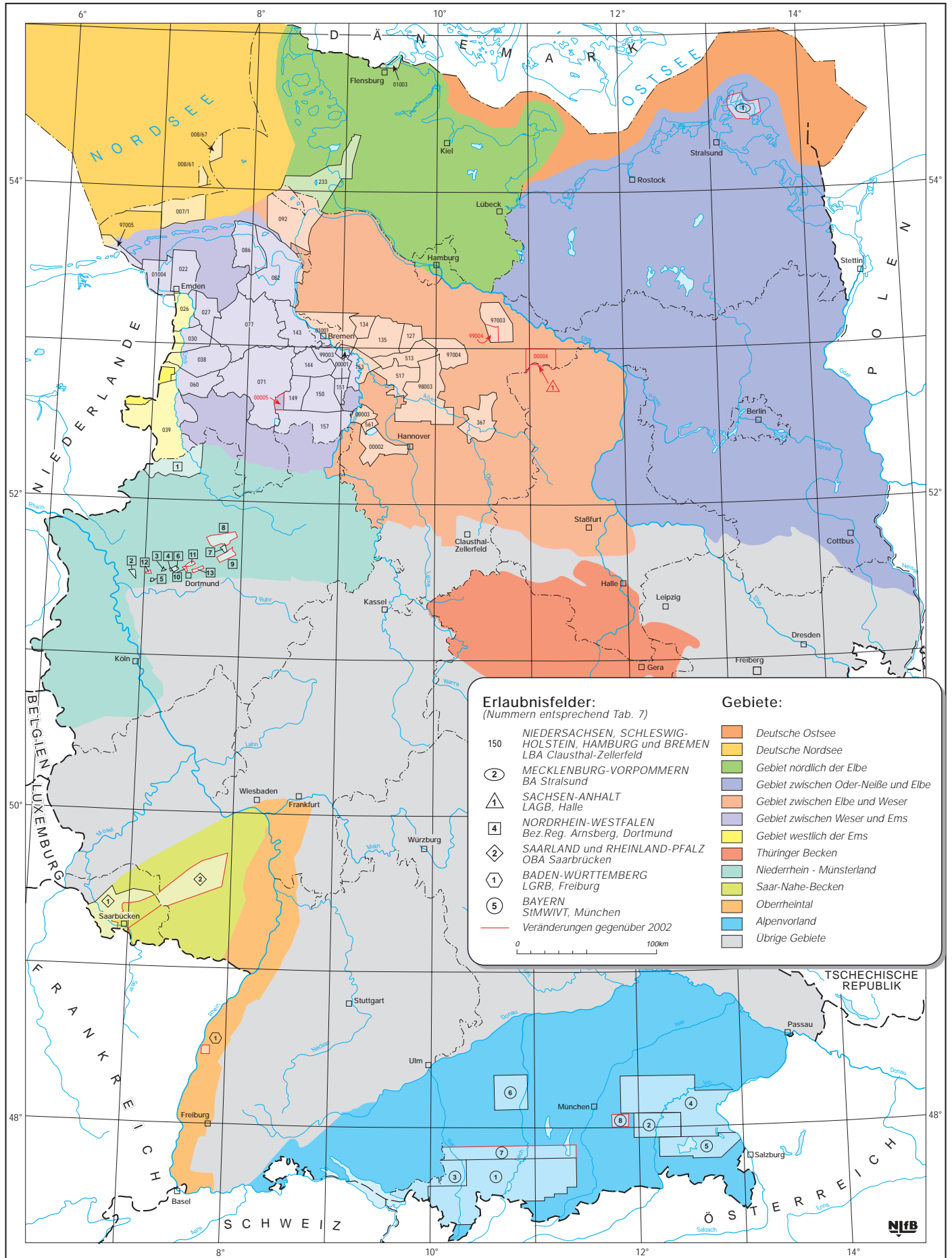
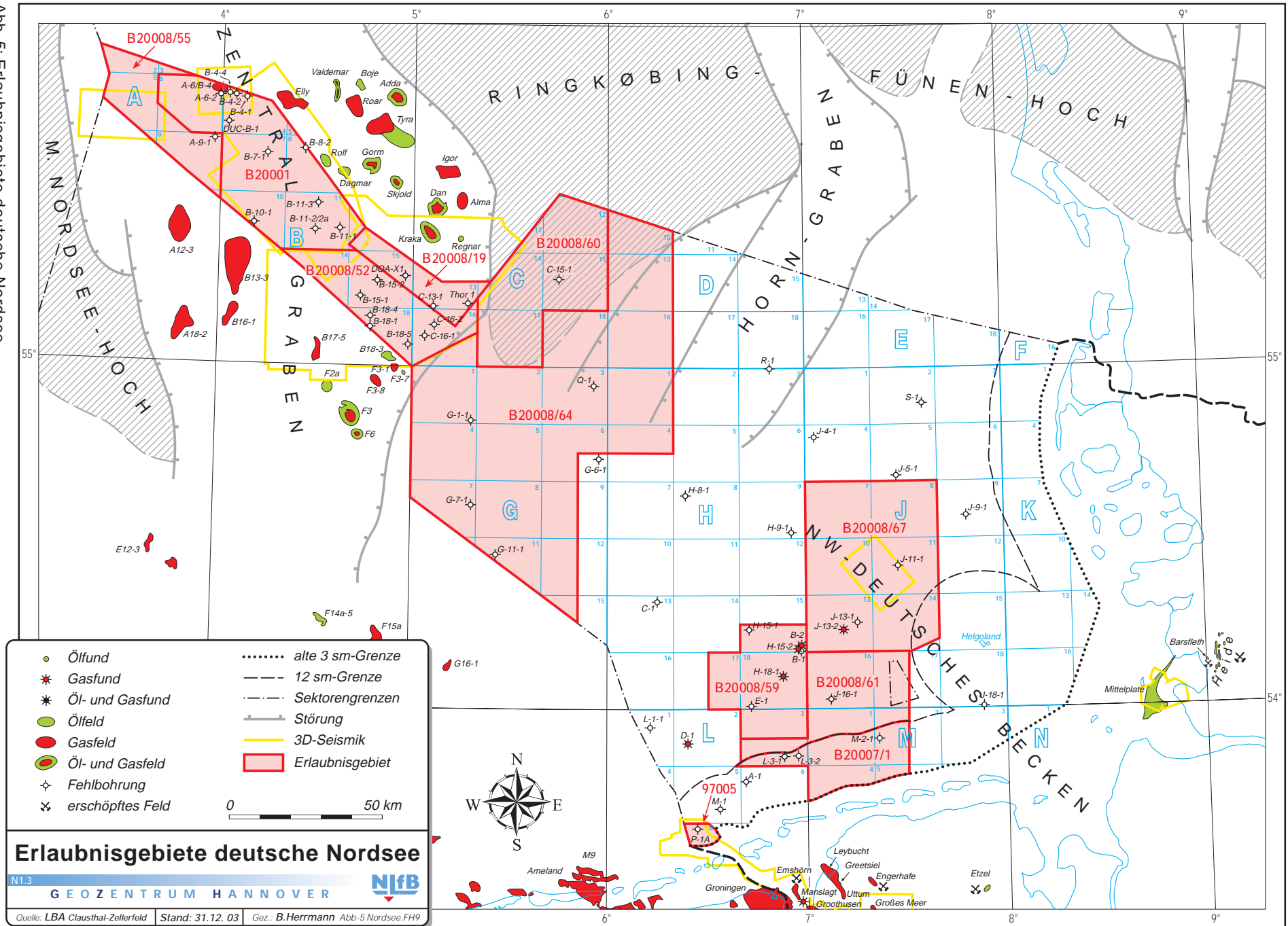


Abb. 4: Erdöl- und Erdgasleraubnisfelder, Stand: 31.12.2003. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

Abb. 5: Erlaubnisgebiete deutsche Nordsee.



## 4 Erdöl- und Erdgasproduktion

In Deutschland wurde im vergangenen Jahr 2003 etwas mehr Rohöl gefördert als im Jahr 2002. Die inländische Erdölförderung erhöhte sich leicht um knapp 3 Prozent und betrug im Berichtsjahr 3,8 Mio. t.

Der gesamte - statistisch erfasste - Mineralölverbrauch betrug im Jahre 2003 rund 122 Mio. t (DIW 2004). und war damit um etwa 3 Mio. t oder um 2,5 Prozent niedriger als in 2002. Bei leicht gestiegener Inlandproduktion und einem niedrigeren Erdölaufkommen gegenüber 2002 deckte die heimische Erdölproduktion in 2003 erneut etwa 3 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland.

Die beiden mit Abstand wichtigsten Bundesländer bei der Erdölförderung in 2003 waren wiederum Schleswig-Holstein und Niedersachsen, die zusammen fast 94 Prozent der Gesamtproduktion erbrachten (Tab. 8). Im Vergleich zum Vorjahr hat sich das Verhältnis weiter zugunsten von Schleswig-Holstein verän-

dert, dessen Anteil an der inländischen Förderung erneut anstieg und bei fast 59 Prozent lag. Der Grund liegt in der Weiterentwicklung des Feldes Mittelplate und einer entsprechenden Zunahme der Fördermengen durch zwei neue Produktionsbohrungen.

Die Erdgasförderung erhöhte sich gegenüber 2002 um etwa 800 Mio. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 20,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) Reingas, das entspricht einer Zunahme von knapp 4 Prozent. Nach Angaben des DIW errechnet sich für 2003 ein Erdgasaufkommen von 114 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) für Deutschland bei einem Brennwert (H<sub>o</sub>) von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Wie im letzten Jahr trug die inländische Erdgasproduktion mit 18 Prozent zum gesamten Aufkommen bei.

In der Erdgasförderung war Niedersachsen mit einem Anteil von etwa 88 Prozent mit Abstand das förderstärkste Bundesland. Regional stammt das Erdgas aus den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems.

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2003.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Baden-Württemberg	546	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	35 120	0,9	28 863 309	0,1	2 268 807	1,7	31 132 116	0,1
Brandenburg	20 861	0,5	-	-	7 057 790	5,1	7 057 790	0,0
Hamburg	27 186	0,7	-	-	26 368 628	19,2	26 368 628	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	9 600	0,3	-	-	2 074 360	1,5	2 074 360	0,0
Niedersachsen	1 327 855	34,9	19 582 996 306	88,6	67 940 652	49,5	19 650 936 958	88,4
Nordrhein-Westfalen	141	0,0	4 471 400	0,0	-	-	4 471 400	0,0
Nordsee	97 232	2,6	993 191 642	4,5	-	-	993 191 642	4,5
Rheinland-Pfalz	54 182	1,4	-	-	1 529 018	1,1	1 529 018	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	1 432 356 007	6,5	-	-	1 432 356 007	6,4
Schleswig-Holstein	2 236 223	58,7	-	-	30 103 948	21,9	30 103 948	0,1
Thüringen	-	-	50 357 124	0,2	-	-	50 357 124	0,2
<b>Summe</b>	<b>3 808 946</b>	<b>100</b>	<b>22 092 235 788</b>	<b>100</b>	<b>137 343 203</b>	<b>100</b>	<b>22 229 578 991</b>	<b>100</b>

## 4.1 Erdölförderung

Auch in 2003 hat sich die Anzahl der produzierenden Erdölfelder nicht verändert und liegt nach wie vor bei 46 (Tab. 9). Allerdings sank durch die Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden bzw. durch Reparaturarbeiten die Zahl der Förderbohrungen um 28 auf nunmehr 1116, bezogen auf den Stichtag 31.12.2003.

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2003 lag bei 3,8 Mio. t (Tab. 9, Anl. 5). Der leichte Anstieg der Gesamtproduktion um knapp 3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr geht auf eine Steigerung der Produktion der Lagerstätte Mittelplate im Gebiet nördlich der Elbe zurück. In den übrigen Erdöl-Förderprovinzen mit Ausnahme des Gebietes zwischen Oder/Neiße und Elbe war die Produktion rückläufig.

Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Erdöl- und Kondensatförderung sowie die Erdölgasförderung aller zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Erdölprovinzen. Die Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren. Bis auf den Fel-deskomplex Lüben im Gebiet zwischen Elbe und Weser, der Rühme an Platz 10 ablöste, sind es dieselben Felder wie in 2002.

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 in diesem Jahr mit zuletzt lediglich 18 Förderbohrungen deutlich mehr als

die Hälfte, knapp 59 Prozent, der deutschen Erdölproduktion erbracht. Durch den erfolgreichen Abschluss je einer Bohrung von der Landstation Dieksand (Dieksand 8) und von der Plattform Mittelplate aus (Mittelplate 16) konnte eine Fördersteigerung auf derzeit ca. 2,2 Mio. t pro Jahr erzielt werden. Damit lag die statistische Förderrate jeder Bohrung bei etwa 340 t/Tag. Im Falle der jetzt für 2005 geplanten Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand könnte die Gesamtförderung in 2007 auf bis zu 2,5 Mio. t pro Jahr angehoben werden. Der Produktionsanteil der Bohr- und Förderinsel Mittelplate läge dann bei ca. 1,5 Mio. t. Aufgrund der tiden- und wetterbedingt eingeschränkten Transportmöglichkeiten liegt das Förderlimit der Insel zurzeit bei rund 0,8 Mio. t.

Die nach Mittelplate förderstärksten Erdölfelder liegen sämtlich in Niedersachsen, wobei die auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems befinden (Tab. 12). Das seit 1949 in Betrieb befindliche Ölfeld Rühle mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist produzierte im Berichtsjahr 297 803 t Erdöl. Diese Menge entspricht nur gut 13 Prozent von Mittelplate, wurde aber mit 198 Bohrungen realisiert. Dies entspricht einer durchschnittlichen Förderrate von 4,1 t pro Tag und Bohrung. Die dritthöchste Jahresförderung kam aus dem Ölfeld Bramberge, das in 2003 aus 45 Bohrungen rechnerisch rund 12 t pro Tag und Bohrung produzierte.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 1999 bis 2003.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )		
1999	2,740	139,227	49	1 251
2000	3,120	143,750	48	1 202
2001	3,444	152,157	46	1 153
2002	3,705	144,451	46	1 144
<b>2003</b>	<b>3,809</b>	<b>137,343</b>	<b>46</b>	<b>1 116</b>

In den Lagerstätten Rühle, Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Erhöhung der Ausbeute Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Bezogen auf die gesamte Erdölförderung (ohne Kondensat) in Höhe von 3,7 Mio. t lag der Anteil durch Thermalprojekte bei 10 Prozent.

Gegenüber 2002 verringerte sich die Mehrförderung durch Enhanced Oil Recovery (EOR) um 3 Prozent auf 368 618 t. Der Anteil der Tertiärförderung beträgt etwa 89 Prozent der Totalförderung in den Thermalprojekten

Rund 26 Prozent der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Die Fördersteigerung in Mittelplate einerseits und die natürliche Erschöpfung der Lagerstätten in der Unterkreide andererseits erhöhten den Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger, der mittlerweile bei etwa 68 Prozent liegt (Anl. 9).

Die kumulative Erdöl- und Kondensatförderung der Bundesrepublik Deutschland lag Ende 2003 bei rund 266 Mio. t (Anl. 13).

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2001 bis 2003 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2001		2002		2003		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	153 420	4,5	131 450	3,5	<b>97 232</b>	<b>2,6</b>	414 820	0,2
Nördlich der Elbe	1 653 035	48,0	2 030 231	54,8	<b>2 255 063</b>	<b>59,2</b>	37 956 102	14,3
Oder/Neiße-Elbe	30 758	0,9	30 066	0,8	<b>30 461</b>	<b>0,8</b>	3 039 777	1,1
Elbe-Weser	248 658	7,2	231 378	6,2	<b>222 452</b>	<b>5,8</b>	75 544 443	28,4
Weser-Ems	464 619	13,5	427 992	11,6	<b>387 439</b>	<b>10,2</b>	56 738 724	21,4
Westlich der Ems	788 014	22,9	752 280	20,3	<b>726 311</b>	<b>19,1</b>	74 888 698	28,2
Thüringer Becken	0	0	0	0,0	<b>0</b>	<b>0,0</b>	82 450	0,0
Niederrhein-Münsterland	1 792	0,1	455	0,0	<b>141</b>	<b>0,0</b>	9 587	0,0
Oberrheintal	65 761	1,9	59 359	1,6	<b>54 182</b>	<b>1,4</b>	7 172 570	2,7
Alpenvorland	38 242	1,1	41 315	1,1	<b>35 666</b>	<b>0,9</b>	9 767 349	3,7
<b>Summe</b>	<b>3 444 300</b>	100	<b>3 704 525</b>	100	<b>3 808 946</b>	100	<b>265 614 519</b>	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2002 und 2003 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2002		2003		kumulativ		Fördersonden in 2003
	t	%	t	%	t	%	
Mittelplate (SH)	2 008 339	54,2	2 236 223	58,7	12 047 862	4,5	18
Rühle (NI)	304 267	8,2	297 803	7,8	30 885 166	11,6	198
Bramberge (NI)	223 213	6,0	199 790	5,2	18 334 475	6,9	45
Emlichheim (NI)	154 168	4,2	150 437	3,9	8 737 730	3,3	85
Georgsdorf (NI)	149 880	4,0	150 436	3,9	17 707 584	6,7	146
Hankensbüttel (NI)	54 516	1,5	51 051	1,3	14 689 447	5,5	30
Scheerhorn (NI)	51 877	1,4	49 660	1,3	8 500 271	3,2	55
Barenburg (NI)	49 543	1,3	46 883	1,2	6 663 382	2,5	32
Meppen (NI)	50 624	1,4	40 103	1,1	2 914 297	1,1	20
Lüben (NI)	35 170	1,0	36 935	1,0	2 236 743	0,8	13
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							



## 4.2 Erdgasförderung

Nach Angaben der Fördergesellschaften waren Ende des Jahres 2003 insgesamt 82 Erdgaslagerstätten mit 559 Sonden in Produktion.

Die Felder Behringen im Thüringer Becken und Hohenkörben im Gebiet westlich der Ems wurden im Berichtszeitraum aufgegeben. Darüber hinaus haben folgende Felder bzw. Teilfelder in 2003 erstmalig nicht produziert: Osterheide im Gebiet zwischen Elbe und Weser und Hemmelte (Buntsandstein) im Gebiet zwischen Weser und Ems. Das Erdgasfeld Düste im Gebiet zwischen Weser und Ems konnte aufgrund technischer Probleme mit der einzigen Sonde im Jahr 2003 nicht aus dem Karbon gefördert werden. Das Teilfeld Ringe (Zechstein) wurde aufgegeben. Weiterhin ohne Produktion, aber noch nicht endgültig verfüllt sind die Gasfelder Alvern/Munsterlager, Kirchseelte, Neubruchhausen und Albaching-Rechtmehring.

In den letzten Jahren lag die Erdgasförderung in Deutschland trotz sinkender Anzahl von Feldern bei rund 21,5 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas (natürlicher Brennwert). In 2003 sind 22,1 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Rohgas, das entspricht 20,9 Mrd.  $\text{m}^3(V_n)$  Reingas mit einem normierten Brennwert von  $H_o = 9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ , produziert worden, d.h. knapp 3 Prozent mehr als im Vorjahr. Darüber hinaus wurden 137 Mio.  $\text{m}^3$  Erdöl gas gefördert, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung anfällt (Tab. 13).

Seit Herbst des Jahres 2000 wird aus dem ersten Offshore-Projekt in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee Erdgas gefördert. Das derzeit einzige deutsche Offshore-Feld Nordsee A6/B4 hat nach Angaben des Betreibers in 2003 rund 993 Mio.  $\text{m}^3(V_n)$  hochkalorisches Gas mit einem durchschnittlichen Brennwert von  $11,9 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  gefördert, blieb damit aber fast 19 Prozent unter der letztjährigen Produktion. Daneben wurden noch 97 232 t Kondensat gefördert. Ende des Jahres waren 3 Bohrungen in Betrieb. Das Feld nimmt bei der Jahresförderung Rang 10 der förderstärksten Erdgasfelder ein (Tab. 16). Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2003 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (90 Prozent) und fördernden Erdgassonden (59 Prozent) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14 und 15). In Niedersachsen sind es im Wesentlichen zwei Speicherhorizonte, aus denen die große Menge des Erdgases gefördert wird: die Sandsteine des höheren Rotliegend und die Dolomite des tieferen Zechstein.

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken mit einer Gesamtproduktion von mehr als 3 Mrd.  $\text{m}^3$  in 2003 das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland, ge-

Tab. 13: Erdgas- und Erdöl gasförderung 1999 bis 2003.

Jahr	Erdgas	Erdöl gas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $\text{m}^3(V_n)$	1000 $\text{m}^3(V_n)$	1000 $\text{m}^3(V_n)$		
1999	22 932 997	139 227	23 072 224	93	549
2000	21 576 441	143 750	21 720 191	92	556
2001	21 545 384	152 157	21 697 540	91	578
2002	21 423 962	144 451	21 568 413	86	579
<b>2003</b>	<b>22 092 236</b>	<b>137 343</b>	<b>22 229 579</b>	<b>82</b>	<b>559</b>

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2001 bis 2003 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2001		2002		2003		kumulativ	
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%
Nordsee	1 221 461	5,7	1 207 482	5,6	993 192	4,5	3 753 219	0,4
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	-	-	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	-	-	947 603	0,1
Elbe-Weser	9 554 692	44,3	9 948 323	46,4	10 736 252	48,6	341 705 853	40,1
Weser-Ems	10 287 422	47,7	9 857 304	46,0	9 951 478	45,0	443 022 508	52,0
Westlich der Ems	364 004	1,7	318 583	1,5	327 622	1,5	37 855 144	4,5
Thüringer Becken	51 899	0,2	51 794	0,2	50 357	0,2	5 947 409	0,7
Niederrhein-Münsterland	54 971	0,3	15 417	0,1	4 471	0,0	245 335	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	-	-	1 052 192	0,1
Alpenvorland	10 934	0,1	25 058	0,1	28 863	0,1	17 303 586	2,0
<b>Summe</b>	<b>21 545 384</b>	<b>100</b>	<b>21 423 962</b>	<b>100</b>	<b>22 092 236</b>	<b>100</b>	<b>852 063 848*</b>	<b>100</b>

Tab. 16: Jahresförderungen 2002 und 2003 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2002		2003		kumulativ		Fördersonden
	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	1000 m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	%	in 2003
Rotenburg-Taaken (NI)	2 635 813	12,3	3 059 955	13,9	37 181 873	4,4	28
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 922 140	9,0	1 683 683	7,6	46 396 455	5,4	19
Söhlingen (NI)	1 377 236	6,4	1 523 117	6,9	30 247 000	3,5	22
Walsrode/Idsingen (NI)	1 236 920	5,8	1 455 895	6,6	7 107 671	0,8	8
Salzwedel (SN)	1 652 798	7,7	1 432 356	6,5	204 101 954	23,9	182
Völkersen (NI)	1 146 822	5,4	1 249 387	5,7	7 200 412	0,8	9
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 436 774	6,7	1 247 007	5,6	24 285 282	2,8	10
Hengstlage (Buntsandstein) (NI)	676 469	3,2	1 023 172	4,6	58 866 969	6,9	14
Siedenburg-West/Hesterberg (NI)	1 219 807	5,7	997 293	4,5	20 135 451	2,4	9
Nordsee A6/B4	1 207 482	5,6	993 192	4,5	3 753 219	0,4	3
Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung							

folgt von Goldenstedt/Visbek und Söhlingen. Letzteres hat Salzwedel vom dritten Rang des Vorjahres verdrängt (Tab. 16). Nach wie vor gehört Salzwedel zu den produktivsten Gasfeldern in Deutschland. Das Erdgas dieser Lagerstätte weist aber aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen um etwa ein Drittel geringeren Energieinhalt auf als z.B. das von Söhlingen.

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2003 zu rund 40 Prozent auf den Zechstein und zu gut 43 Prozent auf das Rotliegend. Die

restlichen knapp 17 Prozent wurden aus Sandsteinen des Karbon, der Trias, des Jura und ganz untergeordnet des Tertiär produziert (Anl. 10).

Die kumulative Erdgasförderung der Bundesrepublik Deutschland lag Ende 2003 bei rund 852 Mrd. m<sup>3</sup> (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 NLfB jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Felder der Bundesrepublik Deutschland 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/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) 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 NLfB berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die fünf 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.

## 5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2004

Die inländischen sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven lagen am 1. Januar 2004 mit 53,7 Mio. t um knapp 6,6 Mio. t oder 11 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17, Anl. 11). Nach Berücksichtigung der Jahresproduktion (Erdöl inkl. Kondensat) in Höhe von 3,8 Mio. t ergibt sich also ein Rückgang der initialen Reserven um 2,8 Mio. t gegenüber dem letzten Berichtsjahr. Dies beruht im Wesentlichen auf einer deutlichen Reduktion der Reserven der Lagerstätte Mittelplate, die durch Reservenzugewinne wie z.B. im Gebiet Weser-Ems in Höhe von 1,6 Mio. t etwas ausgeglichen wurde. Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven im Inland ist dementsprechend auf 14 Jahre (Vorjahreswert: 16 Jahre) gesunken (Anl. 12).

Auch nach der Reduzierung der sicheren und wahrscheinlichen Reserven im Ölfeld Mittelplate liegen die weitaus meisten Erdölreserven in Schleswig-Holstein (64 Prozent), gefolgt von Niedersachsen (32 Prozent). Die Reservenreduktion in Mittelplate ist nach Auskunft der Betreiberfirma größtenteils nur durch eine andere Klassifizierung bzw. eine Umbuchung von Reserven nach Ressourcen, nicht aber durch eine Verringerung des Ölinhalts oder des Entölungsgrades der Lagerstätte bedingt.

Die Tabelle 17 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2004 und der Förderung 2003, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2003			Produktion	Reserven am 1. Januar 2004		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2003	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,408	0,060	0,468	0,035	0,384	0,175	0,560
Brandenburg	0,075	0,165	0,240	0,021	0,201	0,423	0,624
Hamburg	0,211	0,174	0,385	0,027	0,143	0,213	0,356
Mecklenburg-Vorpommern	0,009	0,015	0,024	0,010	0,028	0,007	0,035
Niedersachsen	13,091	3,736	16,827	1,328	15,350	1,597	16,947
Nordsee	0,217	0,030	0,247	0,097	0,325	0,060	0,385
Rheinland-Pfalz	0,759	0,055	0,814	0,054	0,628	0,055	0,683
Schleswig-Holstein	22,625	18,700	41,325	2,236	18,575	15,600	34,175
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	0,217	0,030	0,247	0,097	0,325	0,060	0,385
Nördlich der Elbe	22,759	18,856	41,615	2,255	18,718	15,813	34,532
Oder/Neiße-Elbe	0,084	0,180	0,264	0,030	0,229	0,430	0,659
Elbe-Weser	1,921	0,321	2,242	0,222	1,804	0,248	2,052
Weser-Ems	2,803	1,440	4,243	0,387	5,197	0,275	5,471
Westlich der Ems	8,443	1,993	10,436	0,726	8,349	1,075	9,424
Oberrheintal	0,759	0,055	0,814	0,054	0,628	0,055	0,683
Alpenvorland	0,408	0,060	0,468	0,036	0,384	0,175	0,560
<b>Summe Deutschland</b>	<b>37,396</b>	<b>22,934</b>	<b>60,329</b>	<b>3,809</b>	<b>35,634</b>	<b>18,131</b>	<b>53,765</b>
Summe der Produktion inkl. Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg bzw. Niederrhein-Münsterland							

### 5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2004

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven am Stichtag 293 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und lagen damit 33,4 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder gut 10 Prozent niedriger als im Vorjahr (Anl. 11). Unter Berücksichtigung der Jahresproduktion in Höhe von 22,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) ergibt sich eine Abnahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven in Höhe von 11,3 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Die geringere Bewertung der Reserven beruht auf aktuellen Bohrergebnissen, Neuinterpretationen von Lagerstätten, dem Produktionsverhalten bzw. der Überarbeitung von Lagerstättenmodellen.

Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen inländischen Erdgasreserven (Rohgas) beträgt zurzeit noch gut 13 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre). Sie ist damit das dritte Jahr in Folge rückläufig und befindet sich in einem historischen Tief (Anl. 12).

Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen

Rohgasreserven und die letzte Jahresförderung im Vergleich zum Vorjahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Nach wie vor besitzt Niedersachsen fast 96 Prozent der gesamten Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und ist mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von rund 89 Prozent auch weiterhin das führende Bundesland bei der inländischen Erdgasproduktion.

Gut 82 Prozent der deutschen Erdgasreserven befinden sich in Lagerstätten des Perm. Davon wiederum sind rund 45 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und 37 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Reserven liegen im Karbon, in der Trias, im Jura und ganz untergeordnet im Tertiär.

Die Tabelle 19 zeigt die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2003, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) normierten Reserven

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2003			Produktion	Reserven am 1. Januar 2004		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2003	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,359	-	0,359	0,029	0,337	-	0,337
Niedersachsen	230,176	82,014	312,190	19,583	208,168	72,727	280,895
Nordrhein-Westfalen	0,363	-	0,363	0,004	0,359	-	0,359
Nordsee	5,960	3,400	9,360	0,993	5,367	3,000	8,367
Sachsen-Anhalt	3,493	0,403	3,896	1,432	2,674	0,203	2,877
Thüringen	0,090	0,101	0,190	0,050	0,068	0,091	0,159
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	5,960	3,400	9,360	0,993	5,367	3,000	8,367
Elbe-Weser	107,743	45,006	152,749	10,736	95,857	44,699	140,555
Weser-Ems	124,776	36,498	161,274	9,951	114,026	27,352	141,378
Westlich der Ems	1,149	0,913	2,062	0,328	0,960	0,879	1,839
Thüringer-Becken	0,090	0,101	0,190	0,050	0,068	0,091	0,159
Niederrhein-Münsterland	0,363	-	0,363	0,004	0,359	-	0,359
Alpenvorland	0,359	-	0,359	0,029	0,337	-	0,337
<b>Summe Deutschland</b>	<b>240,441</b>	<b>85,917</b>	<b>326,358</b>	<b>22,092</b>	<b>216,973</b>	<b>76,020</b>	<b>292,993</b>
Volumenangaben in Normkubikmetern							

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2004 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2003			Produktion	Reserven am 1. Januar 2004		
	sicher	wahrsch.	gesamt	2003	sicher	wahrsch.	gesamt
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>	Mrd. m <sup>3</sup>
<b>Bundesland</b>							
Bayern	0,407	-	0,407	0,032	0,381	-	0,381
Niedersachsen	214,047	76,820	290,867	19,123	198,163	68,756	266,919
Nordrhein-Westfalen	0,423	-	0,423	0,005	0,420	-	0,420
Nordsee	7,257	4,140	11,397	1,203	6,535	3,653	10,188
Sachsen-Anhalt	1,263	0,146	1,408	0,516	0,964	0,073	1,037
Thüringen	0,056	0,070	0,126	0,031	0,042	0,056	0,099
<b>Gebiet</b>							
Nordsee	7,257	4,140	11,397	1,203	6,535	3,653	10,188
Elbe-Weser	108,454	47,325	155,779	10,009	97,052	45,165	142,217
Weser-Ems	105,654	28,738	134,391	9,291	101,083	22,778	123,860
Westlich der Ems	1,202	0,903	2,105	0,338	0,993	0,886	1,879
Thüringer-Becken	0,056	0,070	0,126	0,031	0,042	0,056	0,099
Niederrhein-Münsterland	0,423	-	0,423	0,005	0,420	0,000	0,420
Alpenvorland	0,407	-	0,407	0,032	0,381	0,000	0,381
<b>Summe Deutschland</b>	<b>223,453</b>	<b>81,176</b>	<b>304,629</b>	<b>20,910</b>	<b>206,506</b>	<b>72,538</b>	<b>279,044</b>

Volumenangaben der Produktion basieren auf Angaben des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)

beliefen sich am 1. Januar 2004 auf 279 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) und lagen damit um 25,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) oder gut 8 Prozent niedriger als im Vorjahr.

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird mittel- bis langfristig von Erfolgen bei der Aufsuchung von Erdgas abhängen.

Darüber hinaus werden weiterhin Reservenzugewinne in erheblichem Umfang von dem erfolgreichen Einsatz neuer Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung abhängen, mit denen Tight-Gas-Reserven in dichten Formationen wirtschaftlich erschlossen werden können.

Nach wie vor werden diese Gasressourcen, die in schlecht durchlässigen paläozoischen Sedimenten liegen, als wichtiges Potenzial für die inländische Reservenbasis gesehen. Das meiste Gas wurde dabei in dichten Sandsteinen des Oberkarbon und des Rotliegend

nachgewiesen, gefolgt von Karbonaten des Zechstein.

Die Quantifizierung des nutzbaren Anteils an diesem Potenzial, d.h. eine Reservenabschätzung, ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Die gewinnbaren Mengen könnten aber ein Vielfaches der jetzigen inländischen Jahresproduktion betragen.

## 6 Untertage-Erdgasspeicherung

### 6.1 Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Untertage-Erdgasspeicher sind wesentliche Elemente einer modernen Erdgasversorgung. Sie haben in einem Erdgasimportland wie Deutschland, dessen Erdgasaufkommen zu ca. 80 Prozent durch Einfuhren gedeckt wird, neben einer technischen Aufgabe auch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung.

Das Erdgasaufkommen wird durch die heimische Förderung und durch Importe abgedeckt. Die durch die Produktionsanlagen durchgesetzten Gasmengen können nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten geregelt werden. Die an Verträge gebundenen Importmengen für Erdgas orientieren sich an der jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren - Nachfrage der einzelnen Energieversorger.

Erdgasspeicher gleichen den Unterschied zwischen Sommer- und Winterbedarf aus und glätten tageszeitliche Verbrauchsspitzen, die neben dem Verbrauch in Haushalten und Kleinverbrauchern u.a. auch durch die Lastprofile von Großkunden beeinflusst werden. Im Netzgebiet von Hannover kann dabei z.B. der Winterverbrauch an Erdgas 15mal so hoch

sein wie im Sommer.

Bei der Art der untertägigen Speicherung unterscheidet man zwischen Poren- und Kavernenspeichern, die in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert werden. Grundsätzlich werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen genutzt. Speicher, deren Einsatz unter spekulativen Aspekten oder zur Bezugsoptimierung erfolgt, werden auch abweichend von der „klassischen“ Fahrweise betrieben, d.h. auch in Winterperioden kann eine temporäre Einspeicherung stattfinden. Anders als in Deutschland sind z.B. in den USA Mehrfachumschläge des installierten Arbeitsgasvolumens möglich.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen der Speicher stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Das Arbeitsgasvolumen ist das im Jahresverlauf eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen (Umschlagsvolumen). Das Kissengas stellt das Energiepolster eines Speichers dar und sichert über einen möglichst langen Zeitraum konstant hohe Entnahmeraten. Je größer der Anteil des

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2004).

Energieträger	Anteile in %	
	2002	2003
Mineralöl	37,5	36,4
Erdgas	21,7	22,5
Steinkohle	13,2	13,7
Braunkohle	11,6	12,6
Kernenergie	12,6	11,4
Wasser- und Windkraft	0,9	1,0
Sonstige	2,5	2,4

Tab. 21: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens (DIW 2004).

Bezugsland	Anteil in %	
	2002	2003
Deutschland	18	18
Niederlande	19	17
Norwegen	25	26
Russland	31	32
Dänemark/Großbritannien	7	7

maximalen Arbeitsgasvolumens an dem nationalen Erdgasaufkommen ist und je schneller es bewegt (ein- und ausgespeichert) werden

kann, desto leistungsfähiger ist die nationale Erdgas- und Energieversorgung.

## 6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Nach Berichten des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung in Berlin (DIW 2004) stagnierte der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2003, wobei die schwache Konjunktur und kalte Witterung zwei gegenläufige Einflussfaktoren waren. Mit einer Temperaturbereinigung wäre der PEV um 1,0 Prozent niedriger ausgefallen als im Jahr 2002.

Die Energieträger hatten folgende Anteile am PEV. Erdgas ist auf dem zweiten Platz der Rangfolge und sein Anteil am PEV hat sich, wie in den letzten Jahren, weiter erhöht.

Wie ebenfalls vom DIW berichtet, stieg der tatsächliche Erdgasverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 3,6 Prozent, auf der Basis einer Temperaturbereinigung um 1,0 Prozent. Das

Erdgasaufkommen in Deutschland (die Summe aus Importen und heimischer Förderung) betrug im Jahr 2003 etwa 22 Mrd.  $m^3(V_n)$  an inländischer Produktion<sup>1</sup> aus 82 Erdgaslagerstätten und etwa 93 Mrd.  $m^3(V_n)$  (DIW 2004) Importmenge aus 5 Ländern (Tab. 21). Der tatsächliche Gasverbrauch betrug etwa 102 Mrd.  $m^3(V_n)$ . Tabelle 22 zeigt die Erdgasförderung, -importe, -aufkommen und -verbrauch in Deutschland.

In Anlehnung an die letzte Studie von PROGNOSE (1999), die für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (siehe auch bei PFINGSTEN 2000) erstellt wurde, werden die Schätzungen für die zunehmende Nutzung von Erdgas fortgeschrieben. Sein Anteil am PEV soll von derzeit 22,5 Prozent auf ca. 25 Prozent im Jahr 2010 und auf 27 Prozent im Jahr 2020 ansteigen.

<sup>1</sup> 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. Daneben ist in Statistiken 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 (DIW 2004).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2002	2003	%
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	198,0	204,7	3,6
Einfuhr	Mrd. kWh	884,1	909,2	2,8
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1082,1	1113,9	2,9
Ausfuhr	Mrd. kWh	119,0	132,5	11,3
Speichersaldo	Mrd. kWh	-5,2	11,0	--
Verbrauch	Mrd. kWh	957,9	992,3	3,6
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	106,2	110,0	3,6
<i>Erdgasaufkommen<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	110,8	114,0	2,9
<i>Verbrauch<sup>1</sup></i>	<i>Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)</i>	98,0	101,6	3,6

<sup>1</sup> durch NLFb ergänzt. 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  $H_o$  von  $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$  entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

### 6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2003 (Stichtag: 31.12.2003)

Anlage 14 zeigt die Lokationen der deutschen Untertagespeicher. Ergänzend dargestellt sind die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. In der Gruppe der Porenspeicher sind in Deutschland vorwiegend ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten und Aquifere in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland vertreten. Als Speicherhorizonte dienen dabei bevorzugt poröse Sandsteinformationen.

Die Lage der bergmännisch hergestellten (gesolten) Kavernenspeicher ist auf das Vorkommen von mächtigen Salinaren des Zechsteins in Form von Salzstöcken in Norddeutschland beschränkt.

Die aktuellen Kenndaten zu den Erdgasspeichern in Betrieb, Planung und Bau in Deutschland sind in den Tabellen 25 und 26 aufgelistet. Seit diesem Jahr werden die bisher von den Speicherbetreibern parallel an das Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld (LBA) und das NLFb gemeldeten Daten zentral vom LBA bei den Speicherbetreibern abgefragt, erfasst und dem NLFb zur Verfügung gestellt.

In Anlehnung an die bisherige Berichterstattung des LBA werden ab diesem Jahr zwei Positionen für das Arbeitsgasvolumen berichtet. Das „maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen“ stellt das Volumen dar, das zum Ende des Jahres unter den technischen, vertraglichen und bergrechtlichen Rahmenbedingungen technisch installiert und verfügbar ist. Dieser Wert kann bei den Speichern in Betrieb vom „Arbeitsgasvolumen nach Endausbau“ abweichen, wenn sich z.B. ein neuer Speicher in der Aufbauphase befindet oder ein existierender Speicher erweitert wird. In einigen Fällen wird das "maximale (nutzbare) Arbeitsgasvolumen" aus vertraglichen oder technischen Gründen (Anlagenkapazität, Verdichter) sowie aus lagerstättentechnischen oder geologischen Gründen derzeit nicht voll ausgenutzt. Aufgrund zum Teil komplexer Konsortialverhältnisse sind in den Tabellen als Gesellschaften die Betreiberfirmen und nicht gleichzeitig die Eigentümer der Speicher genannt.

Tabelle 23 fasst die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammen.



Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2003).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	12,5	6,1	18,6
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13,1	6,5	19,6
Maximale Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	201,7	260,6	462,3
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	62	23	40
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	20	43
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	0,2	3,3	3,5
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		2	12	14
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	13,3	9,8	23,1

\* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb". In der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.

Im Jahr 2003 waren 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Bei der letzteren Gruppe wurden insgesamt 145 Einzelkavernen genutzt. Das mit der gemeldeten Vorjahreszahl vergleichbare „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ hat sich von 18,9 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) um 0,7 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) auf 19,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) leicht erhöht. Das derzeit technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 18,6 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>). Weitere 3,5 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) mit Schwerpunkt auf den Kavernenspeichern sind in Planung. Wie in den Vorjahren sind etwa 2/3 des Arbeitsgases in Porenspeichern und 1/3 in Kavernenspeichern verfügbar.

Die deutlich höhere Entnahmerate in Kavernenspeichern gegenüber Porenspeichern ist dadurch bedingt, dass Kavernenspeicher keine Fließrestriktionen durch einen natürlichen Porenraum haben wie die Speichergesteine der Porenspeicher.

Die Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955 (Engelbostel bei Hannover, aufgegebener Aquiferspeicher) zeigt Anlage 15. Dargestellt für das Jahr 2003 ist die oben genannte Kategorie „Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau“. Da die Großprojekte seit Anfang der 1990er Jahre (u.a. der Ausbau der Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Eu-

ropa) inzwischen weitestgehend abgeschlossen sind, zeigt sich seit einigen Jahren eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkenndaten wurden von den Betreibern ergänzende Angaben zu Speicheraktivitäten übermittelt.

**Porenspeicher:** Die Erweiterung des Erdgasspeichers Wolfersberg wird in 2004 mit dem Abteufen einer weiteren Speicherbohrung in die Realisierungsphase eintreten. Im Speicher Bierwang wurde eine Beobachtungsbohrung (BW B7) abgeteuft.

**Kavernenspeicher:** Im Speicher Krummhörn bezieht sich der Wert für das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ auf eine Nachsolung und Erweiterung des Speichers ab dem Jahr 2012. In Krummhörn erfolgte in Vorbereitung der Reparatur der Bohrungskompletierung die Flutung von zwei Kavernen (K5: Abschluss in 2003, K4: Abschluss in 2004). In Huntorf wurde die Kaverne K5 Ende 2003 in Betrieb genommen. Die K6 wird Anfang 2004 in den Erstbefüllbetrieb gehen. Sie war ursprünglich für ein geometrisches Volumen von 750 000 m<sup>3</sup> geplant und konnte aufgrund besonders günstiger Geologie und Form auf ein Volumen von 1 100 000 m<sup>3</sup> erweitert werden. Sie gehört damit zu den größten Gaskavernen

Europas. In Nüttermoor befinden sich die Kavernen K17 und K18 im Solprozess. In Rüdersdorf hat der Solprozess der Kaverne K101 im Mai 2003 begonnen.

Folgende Informationen über geplante Kavernen-Speicherprojekte liegen dem NLFB vor, sind aber noch nicht in den Tabellen berücksichtigt:

Das Unternehmen ESSENT ENERGIE Gasspeicher GmbH (Tochter der Firma Deutsche ESSENT GmbH) soll von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH (SGW) auf der Kavernenanlage Epe vier Solekavernen für

den zukünftigen Betrieb mit L-Gas übernehmen haben sowie den Bau einer Betriebsanlage vor Ort und die Verlegung einer Stichleitung in die Niederlande planen.

Die holländische Firma NUON soll ebenfalls beabsichtigen, in Epe zwei Kavernen für die Gasspeicherung zu nutzen.

Sollten alle in den Tabellen angegebenen Projekte realisiert werden, wird in deutschen Speichern in den nächsten Jahren ein maximales Arbeitsgasvolumen von 23,1 Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>) verfügbar sein. Dieser Wert entspricht der Planzahl der Vorjahre.

#### 6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Die im letzten Bericht veröffentlichten Zahlen der IGU (2003) wurden fortgeschrieben und um aktuelle Werte für Deutschland ergänzt (Tab. 24). Danach sind weltweit ca. 640 Speicher in Betrieb. Europa besitzt zahlenmäßig

etwa ein Viertel, die USA etwa zwei Drittel der weltweiten Speicherprojekte. Bezogen auf das Arbeitsgasvolumen ist Deutschland nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation. Bei der prozentualen Verteilung

Tab. 24: Speichernationen (IGU 2003).

Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe	Nation	Arbeitsgasvolumen	Anzahl Speicherbetriebe
	Mill. m <sup>3</sup>			Mill. m <sup>3</sup>	
USA	110485	417	Spain	1990	2
Russia*	90045	23	Poland	1572	6
Ukraine*	34065	13	Romania	1470	5
Germany	18600	43	Japan	1143	6
Italy	17300	10	Azerbajjan*	1080	2
Canada	14070	42	Australia	934	4
France	11633	15	Denmark	815	2
Netherlands	4750	3	Belarus*	750	2
Uzbekistan*	4600	3	Belgium	650	2
Kazakhstan*	4203	3	China	600	1
Hungary	3610	5	Bulgaria	500	1
United Kingdom	3267	4	Croatia	500	1
Czech Republic	2801	8	Armenia*	150	1
Austria	2647	4	Ireland	100	1
Slovakia	2341	4	Argentina	80	1
Latvia	2105	1	Kyrgyzstan*	60	1
			<b>Summe</b>	<b>338916</b>	<b>636</b>
Angaben für Deutschland per 31.12.2003 ergänzt.					
* Staaten der GUS					

lung auf die Speichertypen bilden die ehemaligen Erdöl- und Erdgasfelder mit etwa 75 Prozent und die Aquiferspeicher mit etwa 15 Prozent, also die Porenspeicher mit insgesamt 90 Prozent Anteil, die größte Gruppe. Der DVGW stellt die im Rahmen der 22. Welt Gas Konferenz in Tokio veröffentlichten Kenndaten über eine Passwort geschützte Website GIS-gestützt zur Verfügung. Die IGU plant eine Fortsetzung der weltweiten Datenerhebung und ein Glossar über gebräuchliche Definitionen, um Begrifflichkeiten im Hinblick auf einen

internationalen Vergleich der Kapazität und Leistung von Speichern transparent zu gestalten.

Für die Speichersituation in Nordamerika hat die American Gas Association eine Beteiligung angeboten. Die nationalen Speicherdaten sind ergänzend zu diesem Jahresbericht auf der Website des NlFB in einer interaktiven Karte dargestellt ([www.nlfb.de/rohstoffe/anwendungsgebiete/BRD-UGS](http://www.nlfb.de/rohstoffe/anwendungsgebiete/BRD-UGS))

## 6.5 Ausblick, politisches Umfeld

Die Bundesrepublik Deutschland besitzt aus geologischer Sicht in weiten Teilen - besonders in Norddeutschland - günstige Bedingungen für die Einrichtung weiterer Speicher. Im Norden existiert Speicherpotenzial in ausreichender Höhe in Erdgaslagerstätten, Salzstöcken sowie in Aquiferen. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt daher nicht von geologischen Faktoren ab.

Das in Zukunft für die Bedienung des Erdgasmarktes in Deutschland benötigte Arbeitsgasvolumen und die Anzahl der Speicherbetriebe wird künftig vom Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise), von Fragen der Bezugsoptimierung und von der Auswirkung der Liberalisierung des Erdgasmarktes geprägt sein.

Nach einem Entwurf zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) sollen die Speicher Berücksichtigung finden (sog. verhandelter Zugang). Ein weiterer Aspekt für die Rolle von Erdgasspeichern im europäi-

schen Erdgasbinnenmarkt sind die Überlegungen der EU-Kommission zur Frage der Versorgungssicherheit. Eine entsprechende Richtlinie soll nach der erfolgten politischen Einigung durch das Europäische Parlament und den Rat, die sich in den letzten Jahren mit den entsprechenden Maßnahmen im Falle einer außergewöhnlichen Versorgungslage beschäftigt haben, verabschiedet werden. Nach dem derzeitigen Stand soll es keine Bevorratungspflicht für Erdgas geben, wobei sich aber die Mitgliedsstaaten eigene Gedanken über entsprechende nationale Maßnahmen im Krisenfall (Versorgungsunterbrechung) machen sollen.

Durch das existierende und das geplante zusätzliche Speicherpotenzial, Diversifizierung des Erdgasbezuges (einschließlich der heimischen Produktion) sowie durch die beschriebenen günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher existiert unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland derzeit eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas.

## 6.6 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geografische Lage und in die Kenndaten der im Jahr 2003 in Betrieb befindlichen 12 Speichieranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 110 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist derzeit mit 97 Prozent von Mineralölimporten abhängig. Die Speicher dienen, neben oberirdischen Lagerbehältern, der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz

(ErdölBeVG von 1998: Vorratspflicht für 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe.

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2003), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge im Geschäftsjahr 2002/2003 mit 24,5 Mio. t etwa 4 Prozent über der derzeit geltenden Vorratspflichtmenge von 23,5 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den drei Erzeugnisklassen, Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle.

## 7 Literatur und nützliche Links

AMERICAN GAS ASSOCIATION (1997): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 1996. – Arlington.

CORNOT-GANDOLPHE, S. (1995): Underground Gas Storage in the World. - Cedigaz, Rueil-Malmaison.

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2004): Wochenbericht 7/04, Stagnierender Energieverbrauch in Deutschland - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter [www.diw.de](http://www.diw.de) (Produkte, Wochenberichte).

ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (1999): Underground Storage in Europe and Central Asia, Survey 1996-1999. – United Nations, Geneva.

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2003): Geschäftsbericht 2002/2003 Hamburg. [www.ebv-oil.de](http://www.ebv-oil.de).

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU) (2003): Basic Activity Study, Working Committee 2, geplante Veröffentlichung anlässlich der 22. World Gas Conference in Tokio (1.-5.6.2003). [www.igu.org](http://www.igu.org).

PROGNOS (1999): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. - Studie im Auftrag des BMWi, Basel.

PFINGSTEN, M. (2000): Die Rolle des Erdgases im liberalisierten Energiemarkt. - Vortrag anlässlich des Forums E-world of Energy, 8.-9.2.2000, Essen.

PORTH, H., BANDLOWA, T., GUERBER, B., KOSINOWSKI, M. & SEDLACEK, R. (1997): Erdgas, Reserven–Exploration–Produktion. - Geol. Jb., Reihe D, Heft 109, 1 Abb., 2 Tab.; Hannover.

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) (2004): Jahresbericht 2003, Hannover. [www.erdoel-erdgas.de](http://www.erdoel-erdgas.de).

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt- volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	max. Ent- nahmerate
<i>in Betrieb</i>			m		Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
Allmenhausen	CONTIGAS Deutsche Energie-AG	ehem. Gasfeld	350	Buntsandstein	369	55	60	65
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	800	Rotliegend	657	426	426	238
Berlin	Berliner Gaswerke AG (GASAG)	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1.085	780	780	450
Bierwang	Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	2.457	1.300	1.300	1200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2.075	900	1.080	520
Buchholz	Verbundnetz Gas AG	Aquifer	570-610	Buntsandstein	223	160	160	110
Dötlingen	ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG) für BEB Erdgas und Erdöl GmbH und MEEG	ehem. Gasfeld	2650	Buntsandstein	4.058	1.700	2.025	840
Eschenfelden	Ruhrgas AG,	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	63	63	100
Fronhofen-Illmensee	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	131	34	70	75
Hähnlein	Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680-880	Tertiär (Aquitän)	880	500	500	300
Kalle	RWE WVE Netzservice GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	200	200	125
Lehrte	GdFPEG für Avacon	ehem. Ölfeld	1000-1150	Dogger (Cornbrash)	120	40	74	100
Rehden	Wintershall AG, WINGAS GmbH	ehem. Gasfeld	1900-2250	Zechstein	7.000	4.200	4.200	2400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640-725	Oberkreide	509	350	350	350
Sandhausen	Ruhrgas AG für Gasversorgung Süddeutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdFPEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitän)	300	150	150	150
Stockstadt	Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	Ruhrgas AG	Aquifer	450	Tertiär (Pliozän)	180	90	90	90
Uelsen	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	ehem. Gasfeld	1500	Buntsandstein	1.220	660	750	310
Wolfsberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
<b>Summe</b>					<b>23.334</b>	<b>12.470</b>	<b>13.140</b>	<b>8403</b>
<i>in Planung oder Bau</i>								
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	1000	Jungtertiär I (C-Sand)	130	35	45	30
Wolfsberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	130	130	130	90
<b>Summe</b>					<b>260</b>	<b>165</b>	<b>175</b>	<b>120</b>

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2003

\* : 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	max. Ent-nahmerate
				m	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	1000 m <sup>3</sup> /h
<b>in Betrieb</b>								
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 3	870	585	585	1.167
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	28	500-700	Zechstein 2	993	759	759	1.458
Bremen-Lesum	swb Norvia GmbH & Co. KG	2	1050-1350	Zechstein	95	78	78	160
Bremen-Lesum	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2	1315-1780	Zechstein	204	140	140	240
Burggraf-Bernsdorf	Verbundnetz Gas AG	stillg. Bergwerk	580	Zechstein 2	5	3	3	40
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	3	1300-1800	Zechstein 2	183	146	146	300
Epe	Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2.196	1.695	1.695	2.250
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH	5	1000	Zechstein 1	227	177	177	520
Etzel	IVG Logistik GmbH	9	900-1100	Zechstein 2	841	560	560	1.310
Harsefeld	EMPG für BEB Erdgas und Erdöl GmbH	2	1150-1450	Zechstein	186	140	140	300
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	5	650-850	Zechstein	201	139	139	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, Schleswig AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	2	900-1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	320	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750-1000	Zechstein	33	17	33	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1.231	920	920	1.300
Peckensen	EEG- Erdgas Erdöl GmbH	1	1300-1450	Zechstein	105	60	60	125
Reckrod	Gas-Union GmbH	2	800-1100	Zechstein 1	130	82	82	100
Staßfurt	RWE WVE Netzservice GmbH	4	400-1130	Zechstein	220	210	210	220
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	190	280
<b>Summe</b>		<b>145</b>			<b>8 243</b>	<b>6 129</b>	<b>6 547</b>	<b>10 860</b>
<b>in Planung oder Bau</b>								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	10	500-700	Zechstein 2	510	390	390	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	113	113	120
Epe	RWE WVE Netzservice GmbH	4	1300	Zechstein 1	333	264	264	-
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	1000-1400	Zechstein	194	151	151	-
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1000-1300	Zechstein	1.000	700	700	-
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	2	950-1300	Zechstein	226	177	177	-
Peckensen	EEG - Erdgas Erdöl GmbH	10	1100-1400	Zechstein	1.050	600	600	-
Reckrod	Gas-Union GmbH	1	720-940	Zechstein 1	50	30	30	100
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700-900	Zechstein 1	150	120	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	900-1200	Zechstein	360	300	300	210
Staßfurt	RWE WVE Netzservice GmbH	4	850-1150	Zechstein	380	290	290	-
Xanten	RWE WVE Netzservice GmbH	5	1000	Zechstein	150	125	125	-
<b>Summe</b>		<b>54</b>			<b>4 548</b>	<b>3 260</b>	<b>3 260</b>	-

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2003;

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

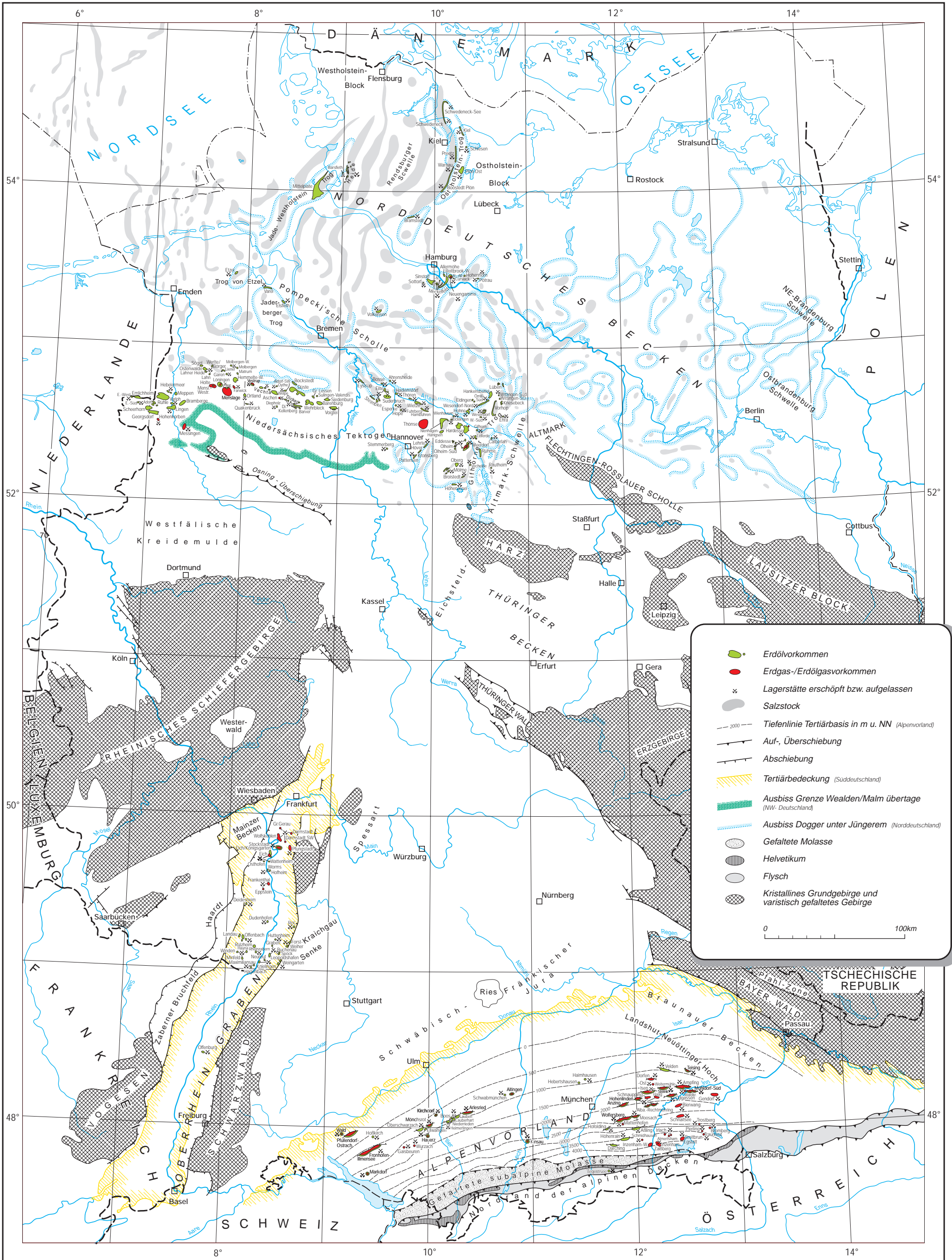
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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	4 1 3	Rohöl Gasöl Benzin	in Betrieb 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	30	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall 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 in Betrieb
Sottorf	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1200	9	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
Teutschenthal	Dow Central Germany	Salzlager-Kavernen	700-800	3	Ethylen Propylen	in Betrieb
Wilhelmshaven-Rüstringen	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	1200-2000	35	Rohöl, Mineralölprodukte	in Betrieb
<b>Summe</b>				<b>111</b>		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2003

# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

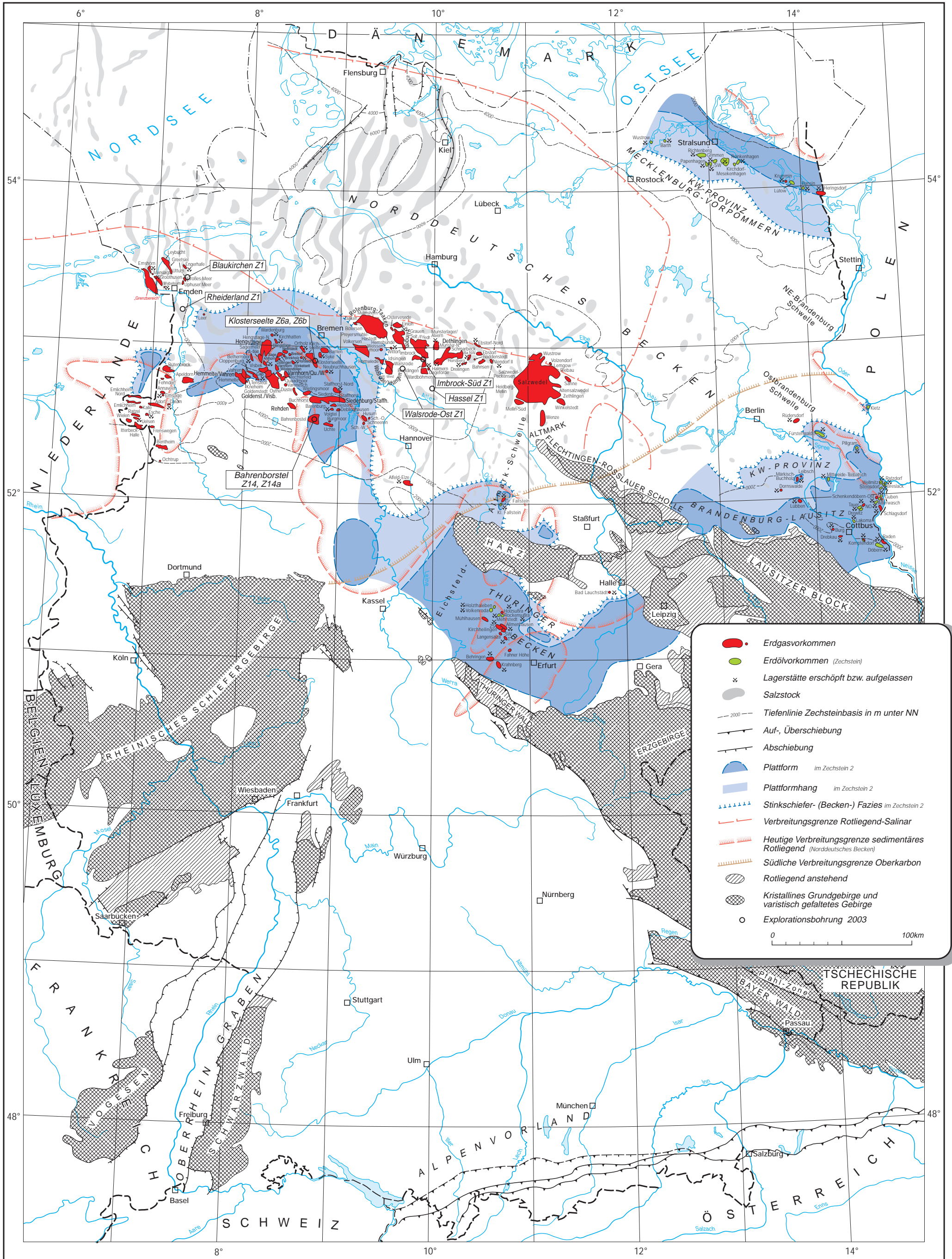
## Rhät, Jura, Kreide und Tertiär





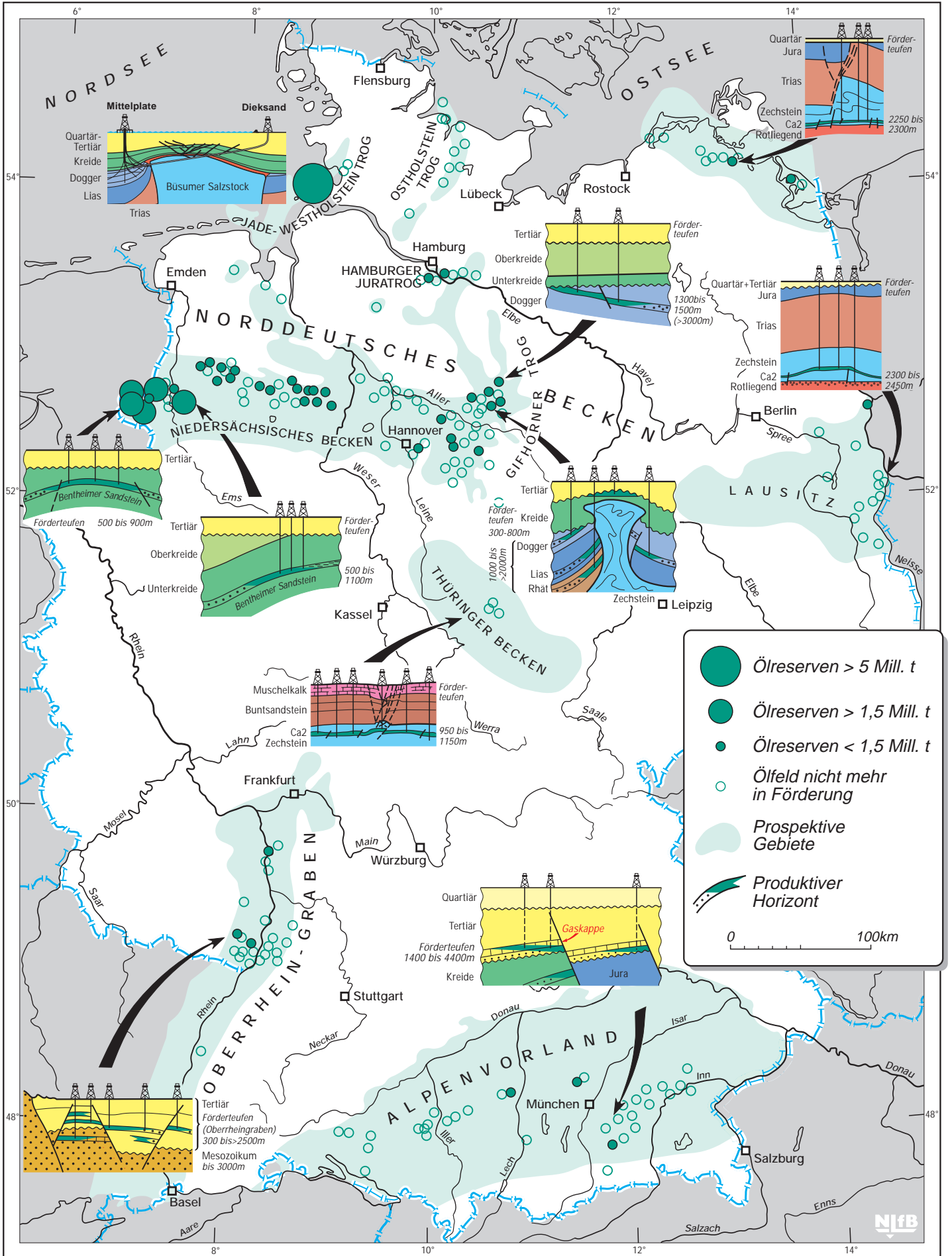
# Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

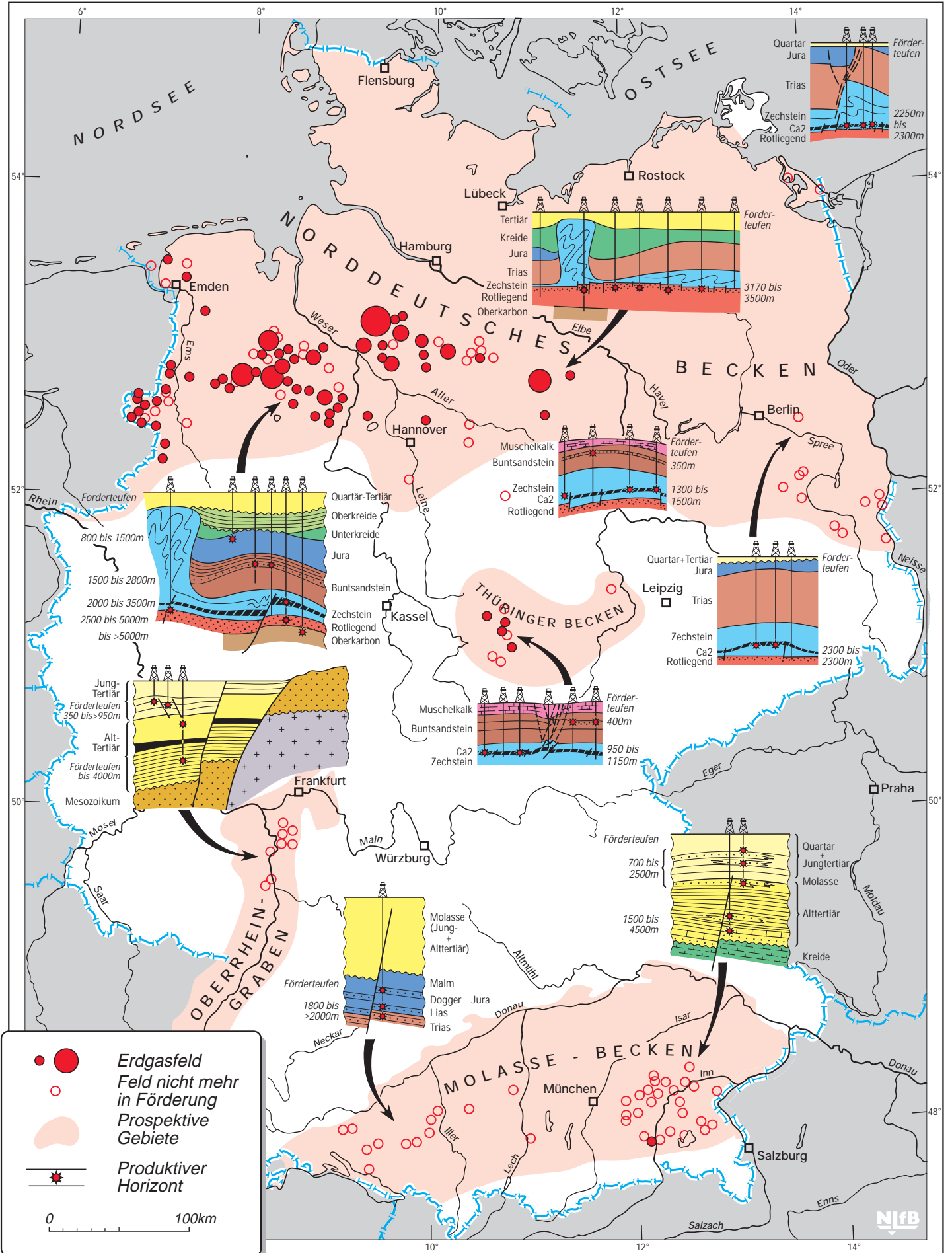
## Paläozoikum und Buntsandstein



<span style="color: red;">●</span>	Erdgasvorkommen
<span style="color: green;">●</span>	Erdölvorkommen (Zechstein)
×	Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen
	Salzstock
- - - 2000	Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN
	Auf-, Überschiebung
	Abschiebung
	Plattform im Zechstein 2
	Plattformhang im Zechstein 2
	Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2
	Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär
	Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken)
	Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon
	Rotliegend anstehend
	Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge
○	Explorationsbohrung 2003

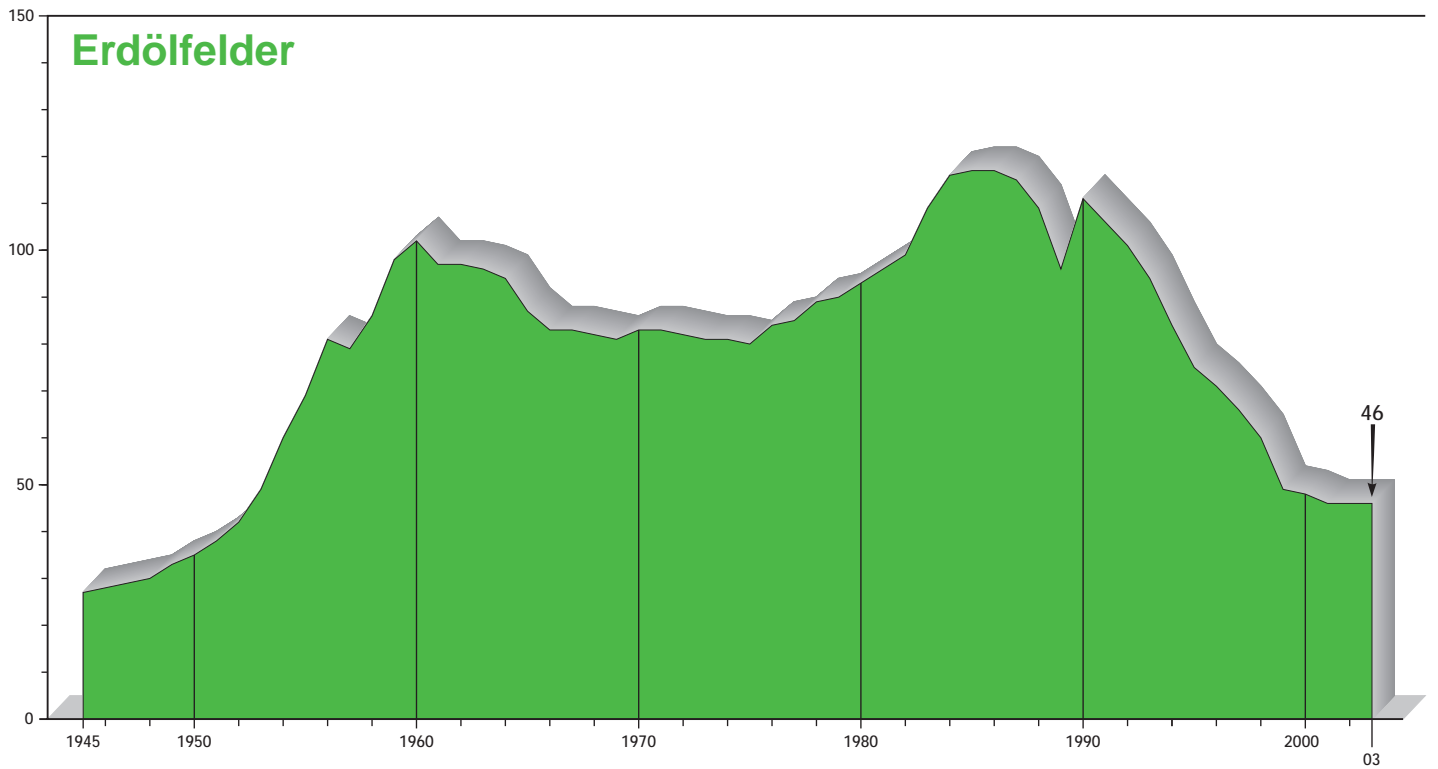
0 100km



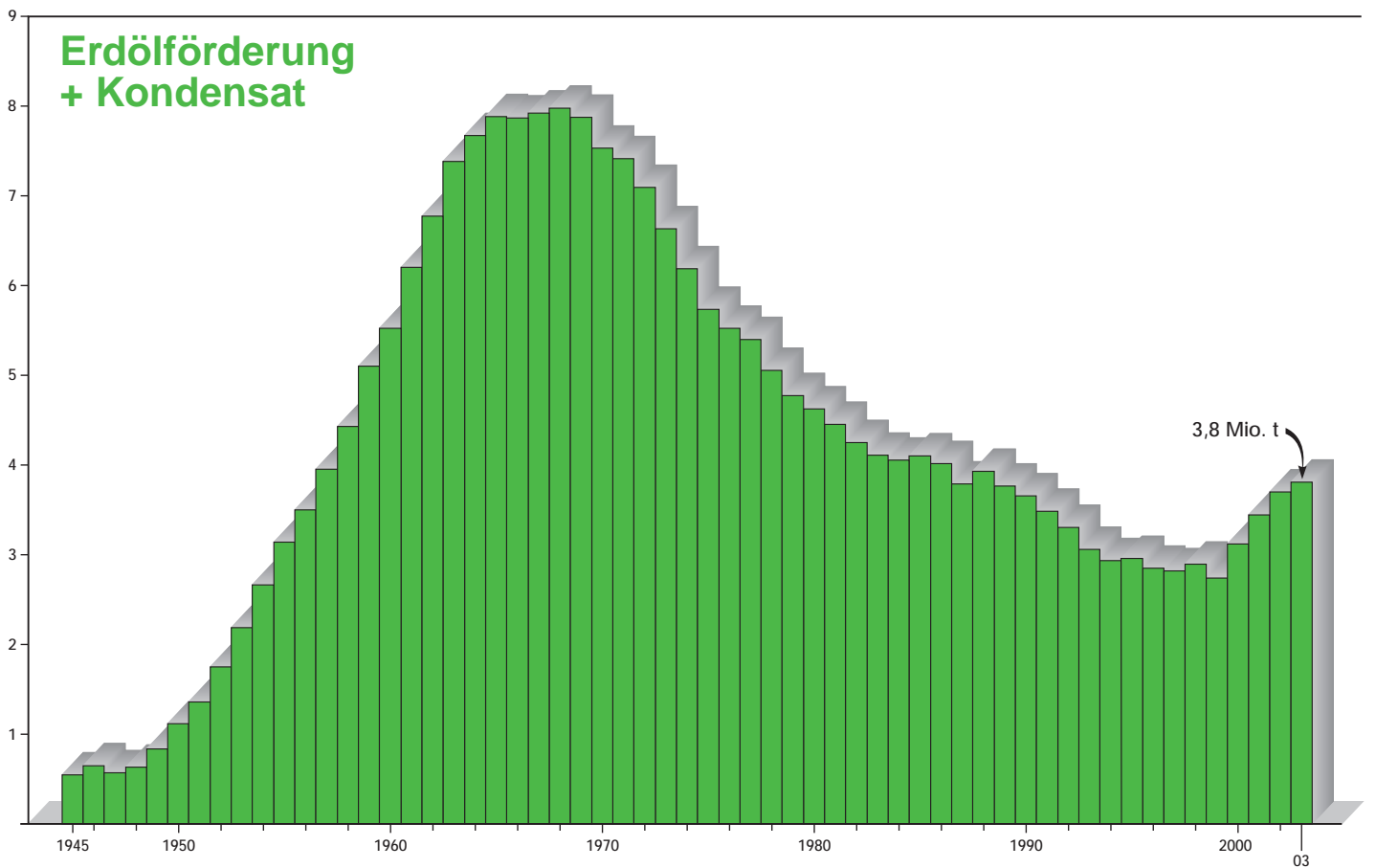


Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anzahl

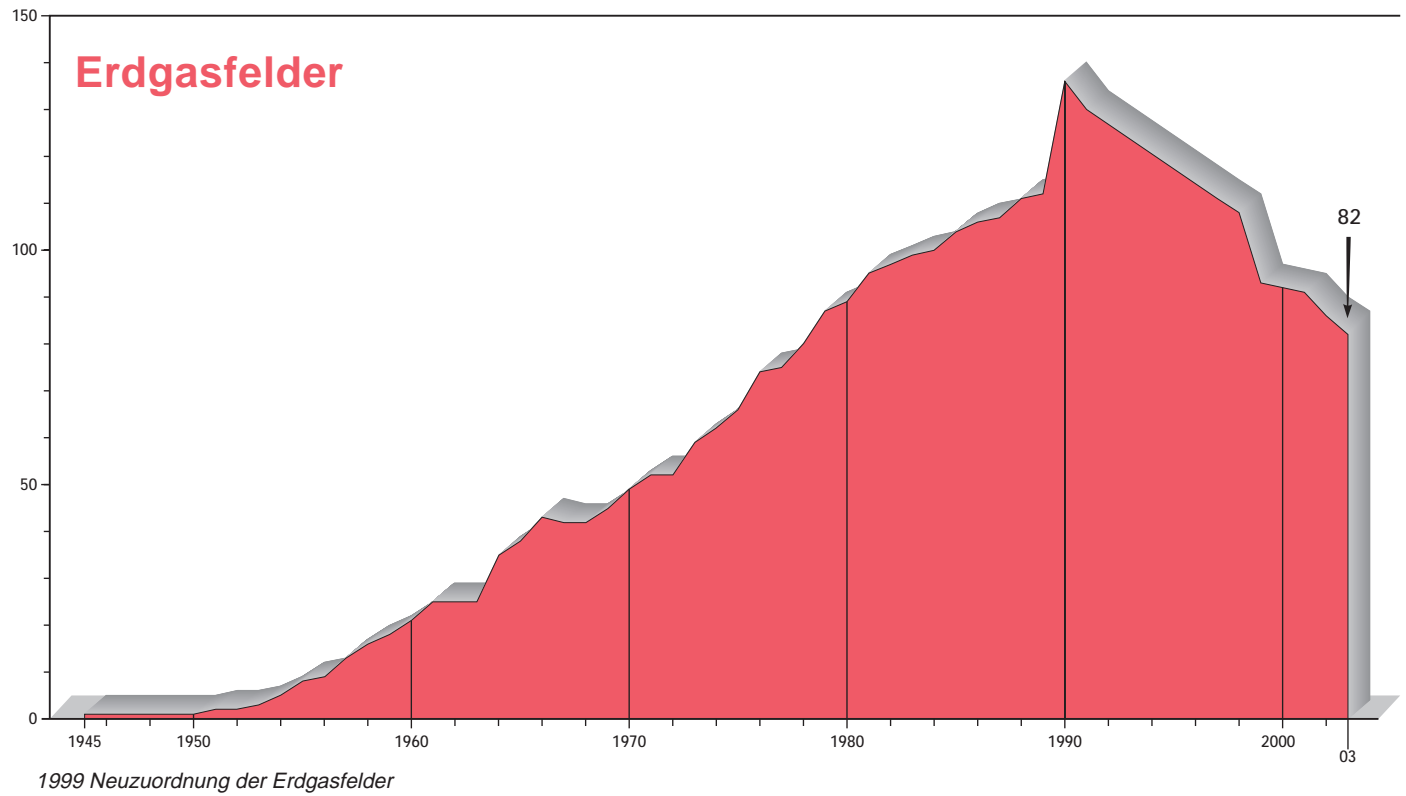


Mio. t

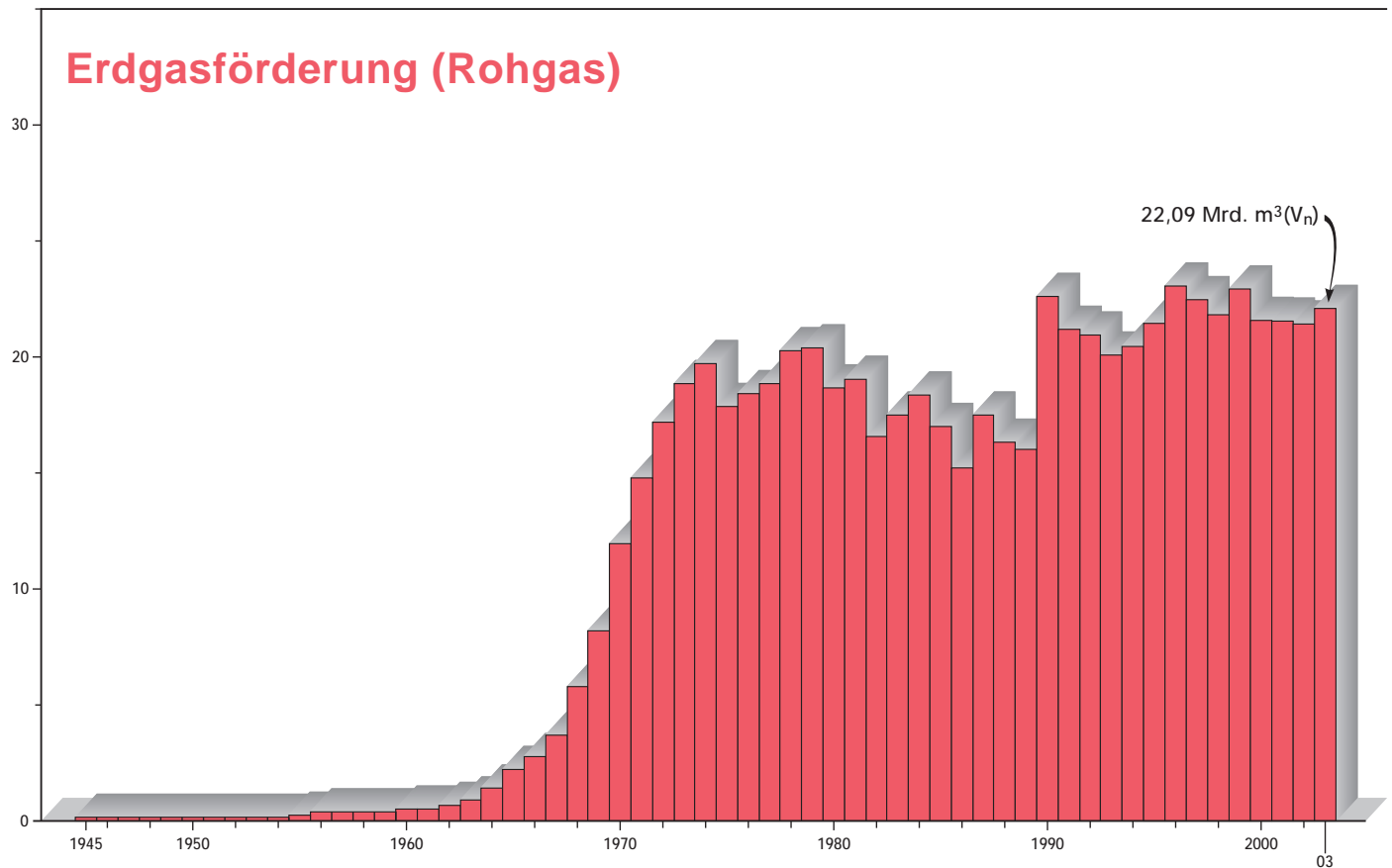


Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2003.

Anzahl



Mrd. m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2003.

Erdöllagerstätten in Deutschland		nördlich der Elbe	Oder/Neiße - Elbe	Elbe - Weser								Weser - Ems								westlich der Ems			Oberheital		Alpenvorland	
		Mitteplate/Dielsand Reibrock	Kiätz Mesekenhagen (Kirchdorf) Lütow	Eddesse - Nord Eldingen Hankensbüttel Höyer (Lehrte) Knesebeck (-Vorhhop) Lüben Nienhagen Ölheim - Süd Rühme Sinstorf Vorhop Wittingen - Südost	Barenburg Bockstedt Börger / Werlte Brambeerge Düste Groß Lessen Hemmelte- West Liener Lönningen Matrum Siedenburg Sögel Sulingen Vechta Voigtei Wehbleck/Wehbleck-Ost	Adorf Emlichheim Georgsdorf Meppen/Meppen-Schwefingen Ringe Rühle Scheerhorn	Eich-Königsgarten Landau Rülzheim	Alitngen Hebersthausen Holzkirchen (Darching)																		
Stratigraphie																										
Tertiär	Pliozän																									
	Miozän																									
	Oligozän	Chat																								
		Rupel																								
		Lattorf																								
	Eozän																									
Paläozän																										
Kreide	Oberkreide																									
	Maastricht																									
	Unterkreide	Apt/Hauterive																								
		Valendis																								
Wealden																										
Jura	Malm	Obermalm 6																								
		Obermalm 5-3																								
		Obermalm 2																								
		Obermalm 1																								
		Kimmeridge																								
		Oxford																								
	Dogger	Zeta																								
		Epsilon																								
		Delta																								
		Gamma																								
		Beta																								
	Lias	Posidoniensch.																								
		Alpha																								
	Trias	Keuper	Rhät																							
			Mittlerer Keuper																							
		Muschelkalk																								
Buntsandstein																										
Perm	Zechstein																									
	Rotliegend																									

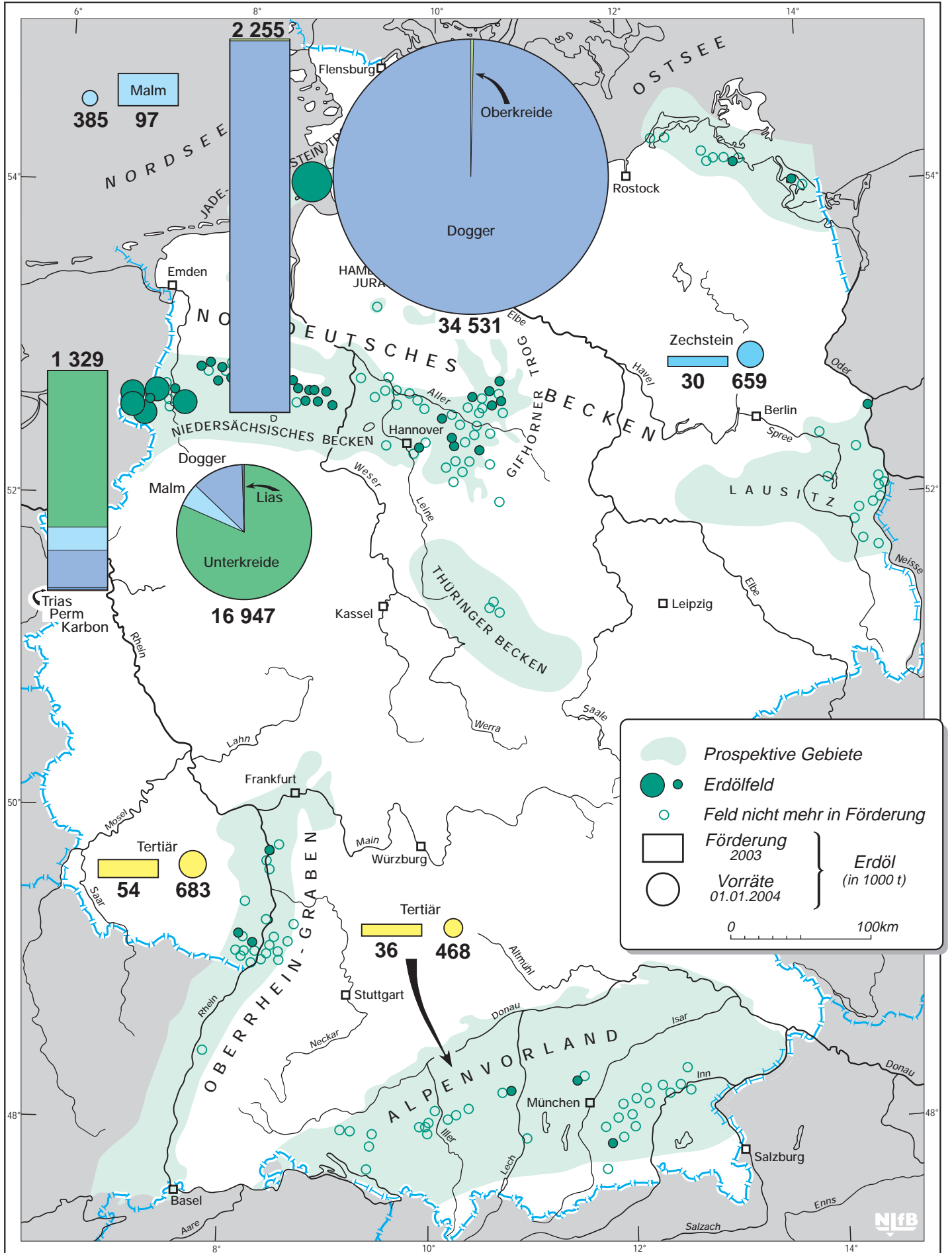
Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.

Erdgaslagerstätten in Deutschland		Nordsee	Elbe-Weser										Weser-Ems																													
Stratigraphie		Nordsee A6 / B4	Bahmsen	Becklingen / Wardböhmen	Deflingen	Drellingen	Einloh	Harnwiede	Husum / Schneeren	Imbrock	Ostervesede	Rotenburg / Taaken	Salzwedel / Sanne / Menze	Söhlingen	Soltau / Friedrichseck	Thönse	Völkersen / Völkersen-Nord	Walsrode / Idsingen	Weissenmoor	Apeldorn	Bahrenborstel/Burgmoor/Luchte	Bahrenborstel / Luchte	Bahrenburg / Buchhorst	Barrien	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt	Cappeln	Deblinghausen	Dötlingen	Düste	Goldenstedt	Goldenstedt / Visbek	Goldenstedt / Oythe	Großes Meer	Hemmelte	Hemmelte / Kneheim / Vahren	Hengstlage	Hengstlage / Sage / Sagermeer	Klosterseife	Kneheim			
Tertiär	Pliozän																																									
	Miozän (Aquitän)																																									
	Oligozän																																									
	Eozän																																									
	Paläozän																																									
Kreide	Oberkreide																																									
	Unterkreide																																									
Jura	Malm																																									
	Dogger																																									
	Lias																																									
Trias	Keuper																																									
	Muschelkalk																																									
	Buntsandstein																																									
Perm	Zechstein																																									
	Rottliegend																																									
Karbon	Oberkarbon																																									
	Unterkarbon																																									

Erdgaslagerstätten in Deutschland		Weser-Ems								westlich der Ems						Thüringer Becken			N.-M.	Alpenv.																						
		Leer	Lönningen-Südost / Menslage	Lönningen-West / Holte / Menslage-Westrum	Rehden	Siedenburg / Staffhorst	Siedenburg-West / Hesterberg	Staffhorst-Nord / Pöpsen	Uphuser Meer	Uttum / Greetstel / Leybucht	Varenesch	Varnhorn / Quaadmoor/Wöstendöllen / Rechterfeld	Wietingsmoor		Adorf	Annaeven	Bentheim	Erlichheim	Erlichheim-Nord / Laarwald	Fehndorf	Fremswegen	Itterbeck-Halle / Getelo	Kalle	Ratzel	Ringel	Rutenbrock	Wielen	Fahner Höhe	Kirchheilingen	Langensalza-Nord	Mühlhausen	Ochtrup	Inzenham-West									
Tertiär	Pliozän																																									
	Miozän (Aquitän)																																									
	Oligozän																																									
	Eozän																																									
	Paläozän																																									
Kreide	Oberkreide																																									
	Unterkreide																																									
Jura	Malm																																									
	Dogger																																									
	Lias																																									
Trias	Keuper																																									
	Muschelkalk																																									
	Buntsandstein																																									
Perm	Zechstein																																									
	Rottliegend																																									
Karbon	Oberkarbon																																									
	Unterkarbon																																									

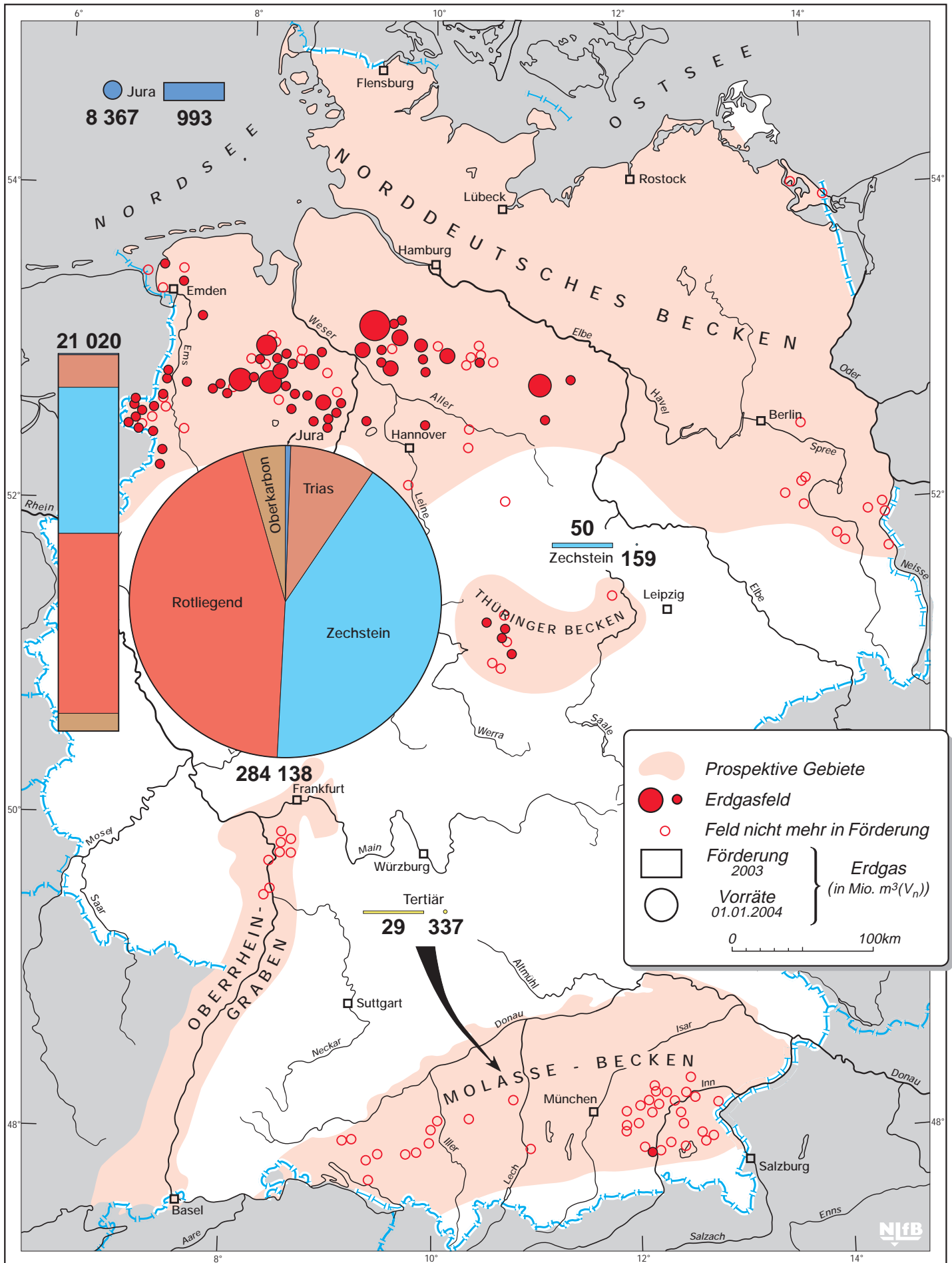
NfB Hannover - N1.3 - Stand: 31.12.2003 Anl\_08 Stratigraphie Erdgas in Deutschland.FH9  Erdgas  Erdgas mit hohem Kondensatanteil

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.



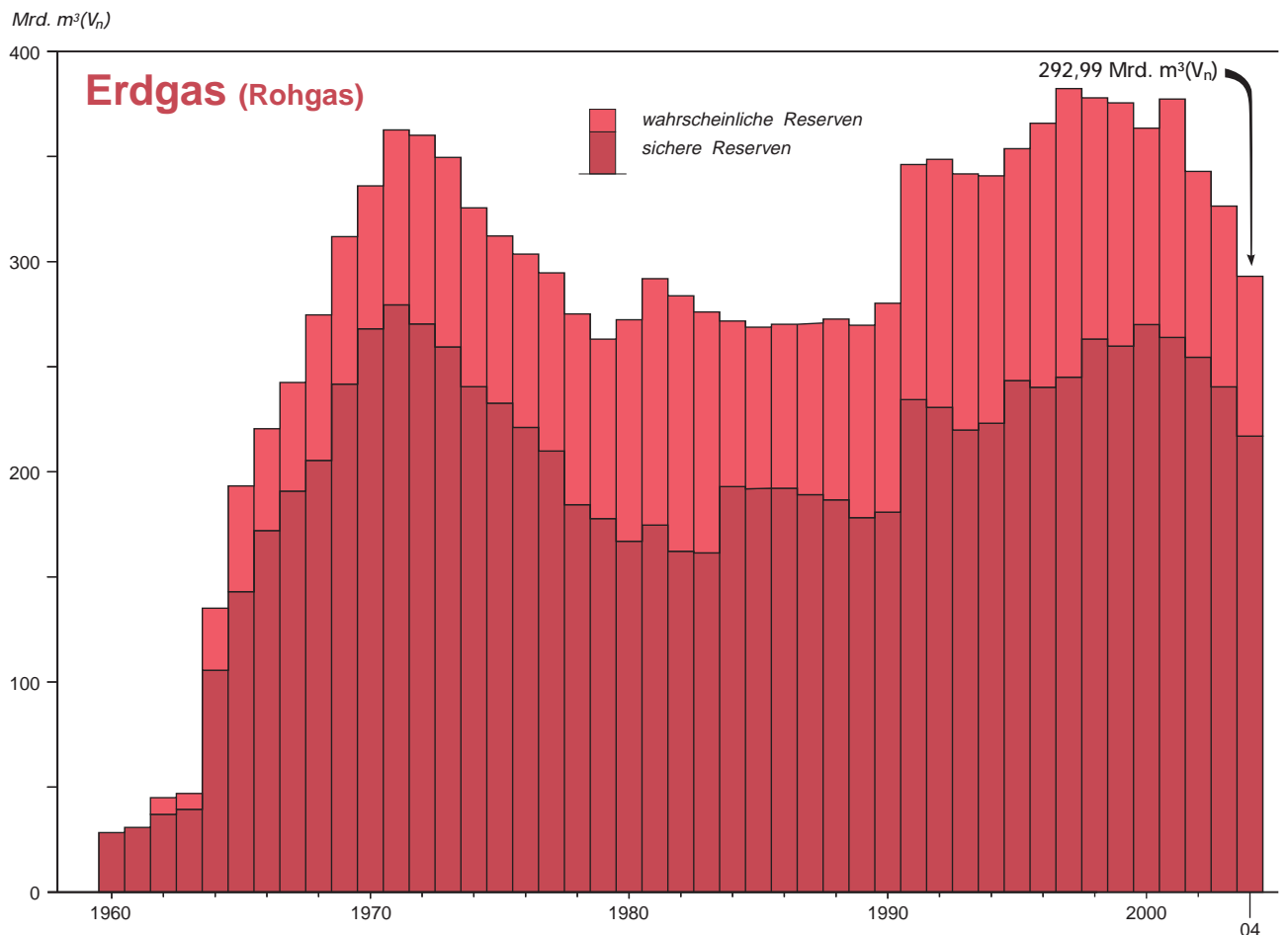
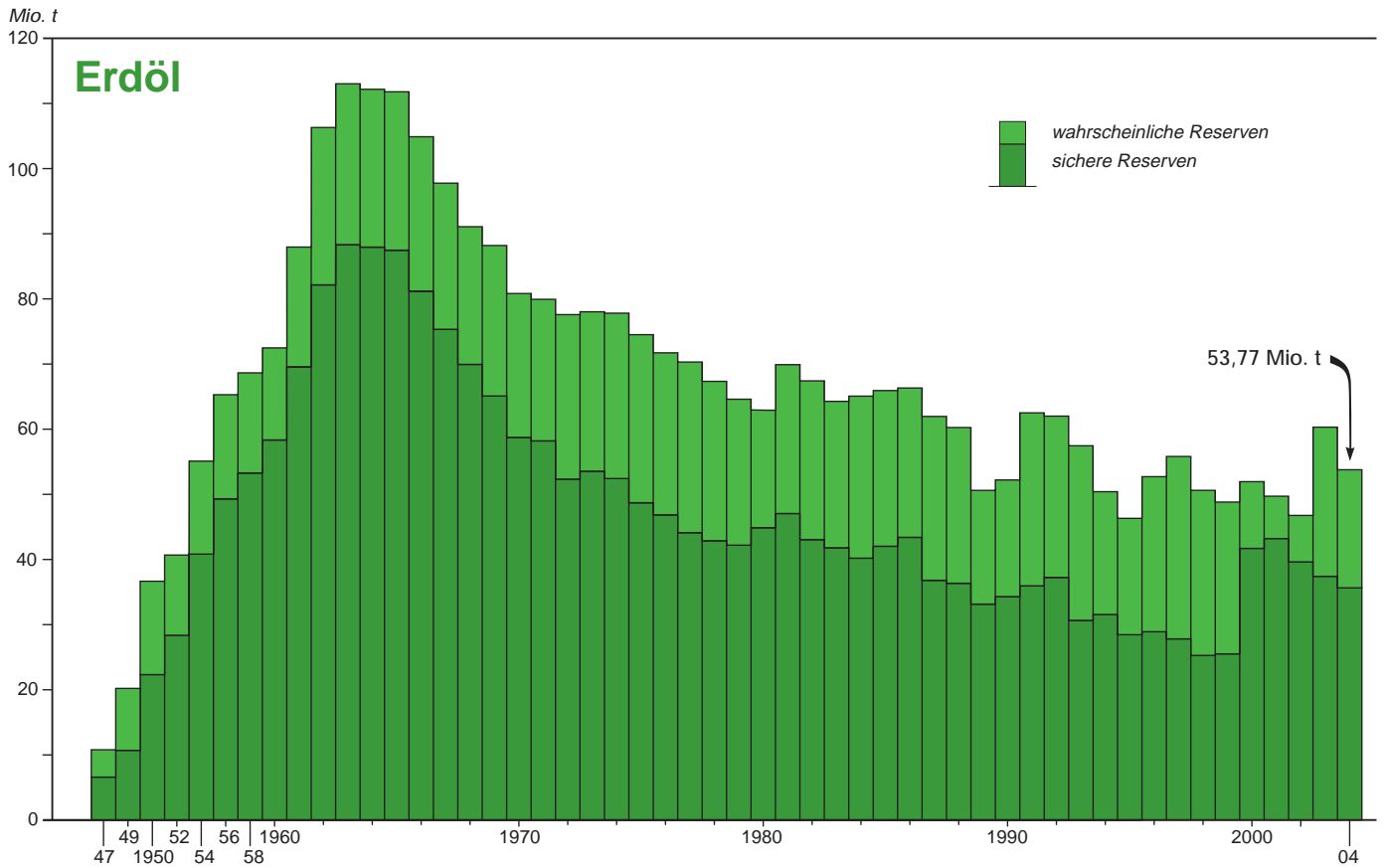
Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.



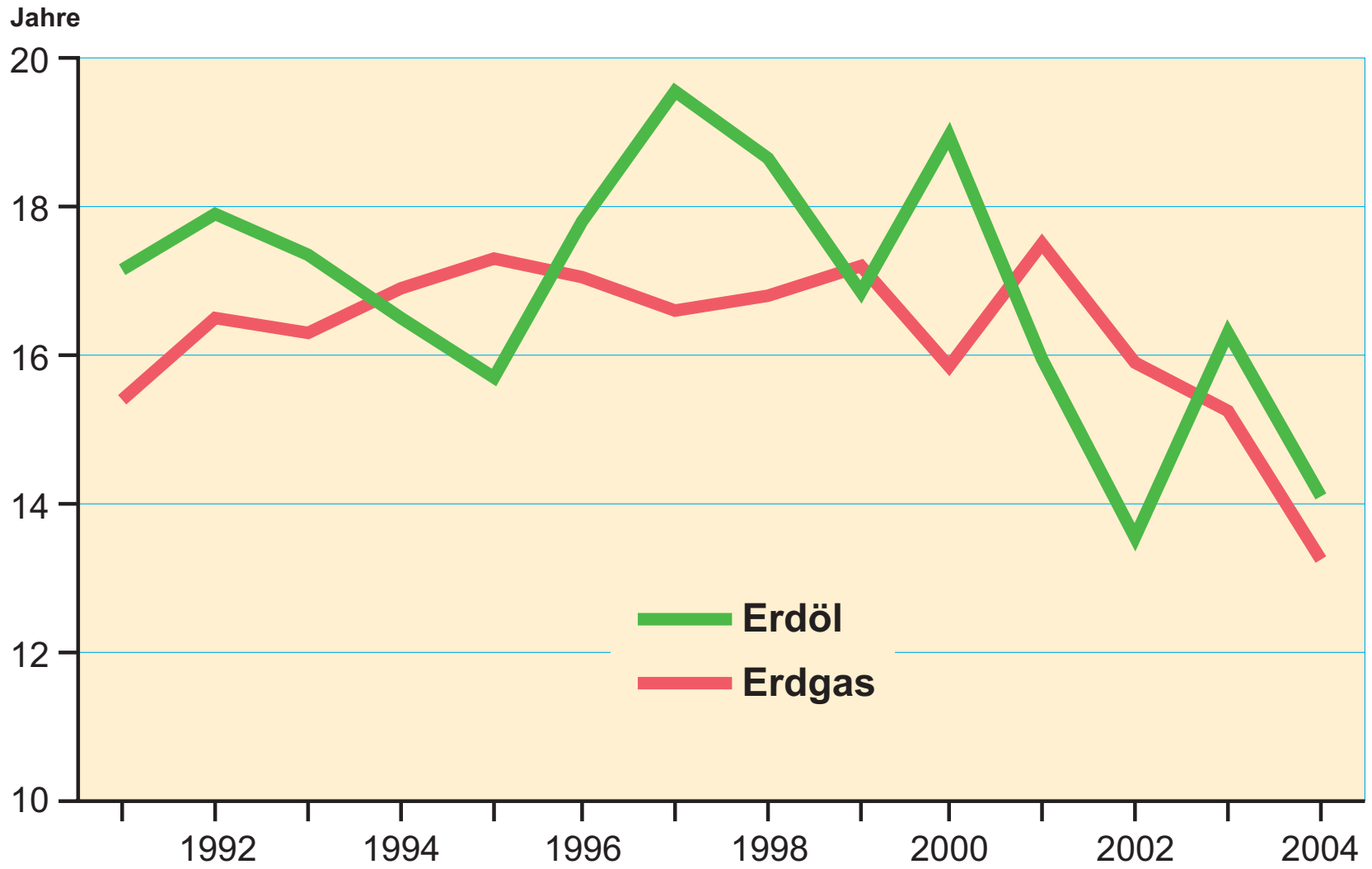


Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

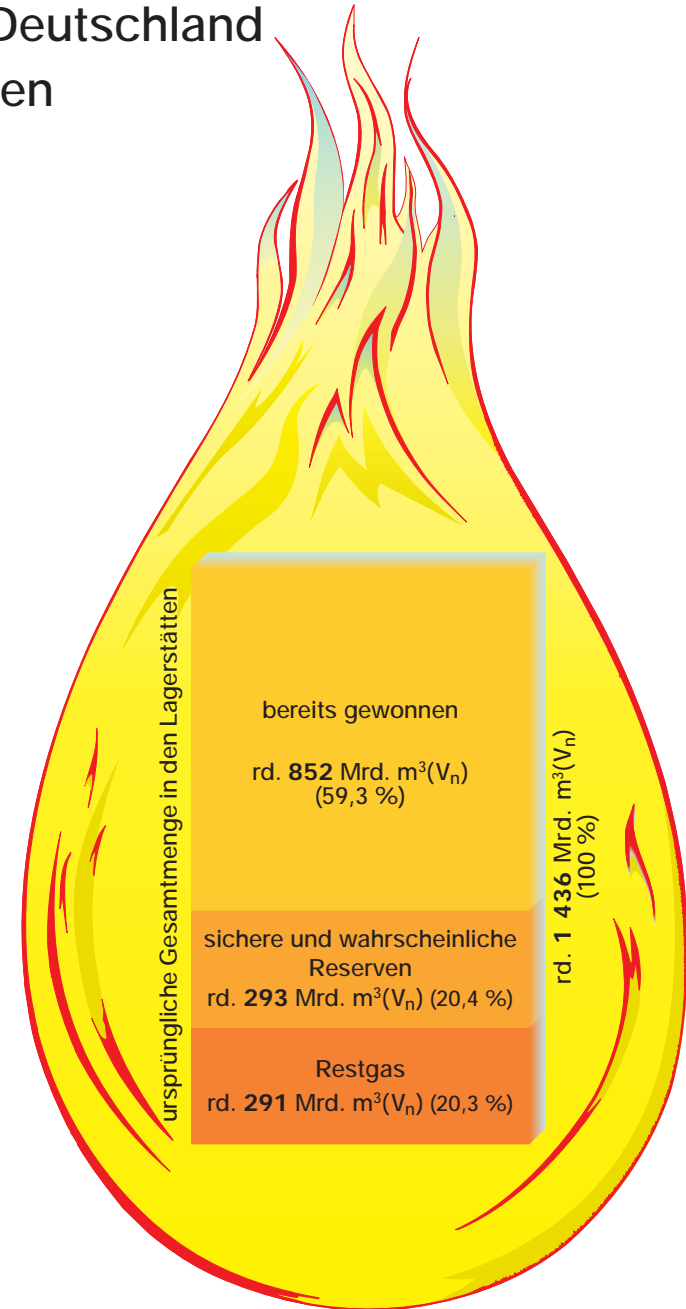
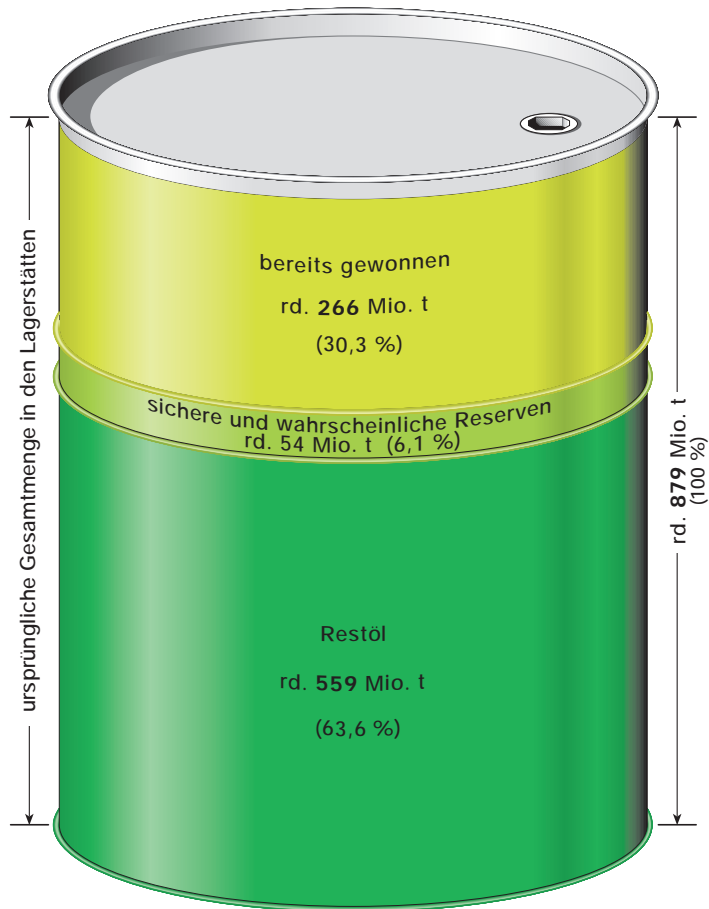
# Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland (Stand jeweils am 1. Januar)



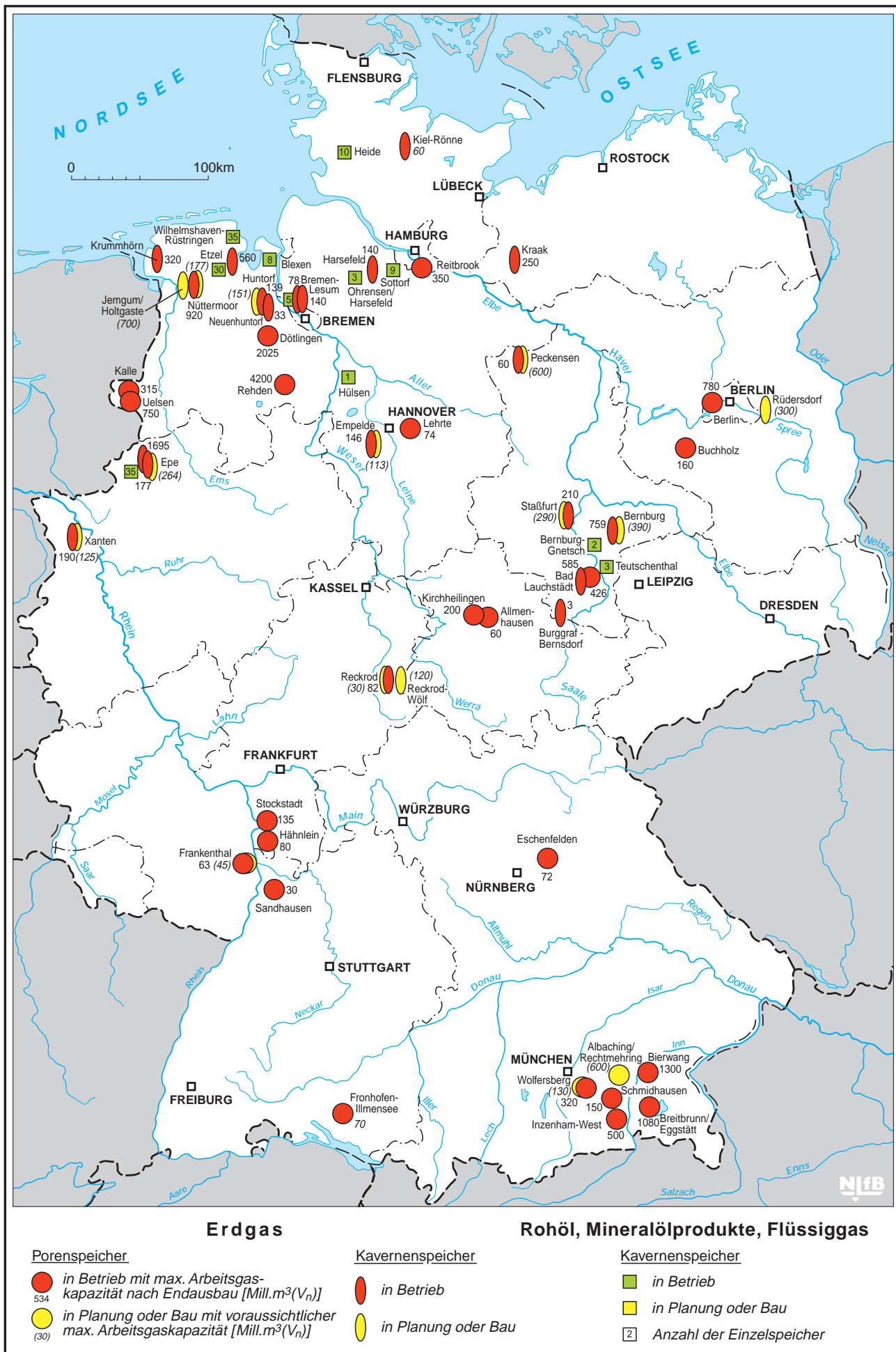
### Statische Reichweiten der Reserven



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

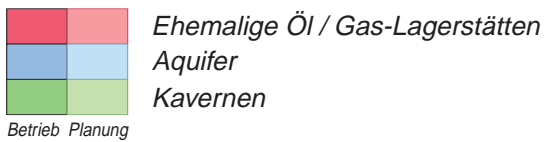
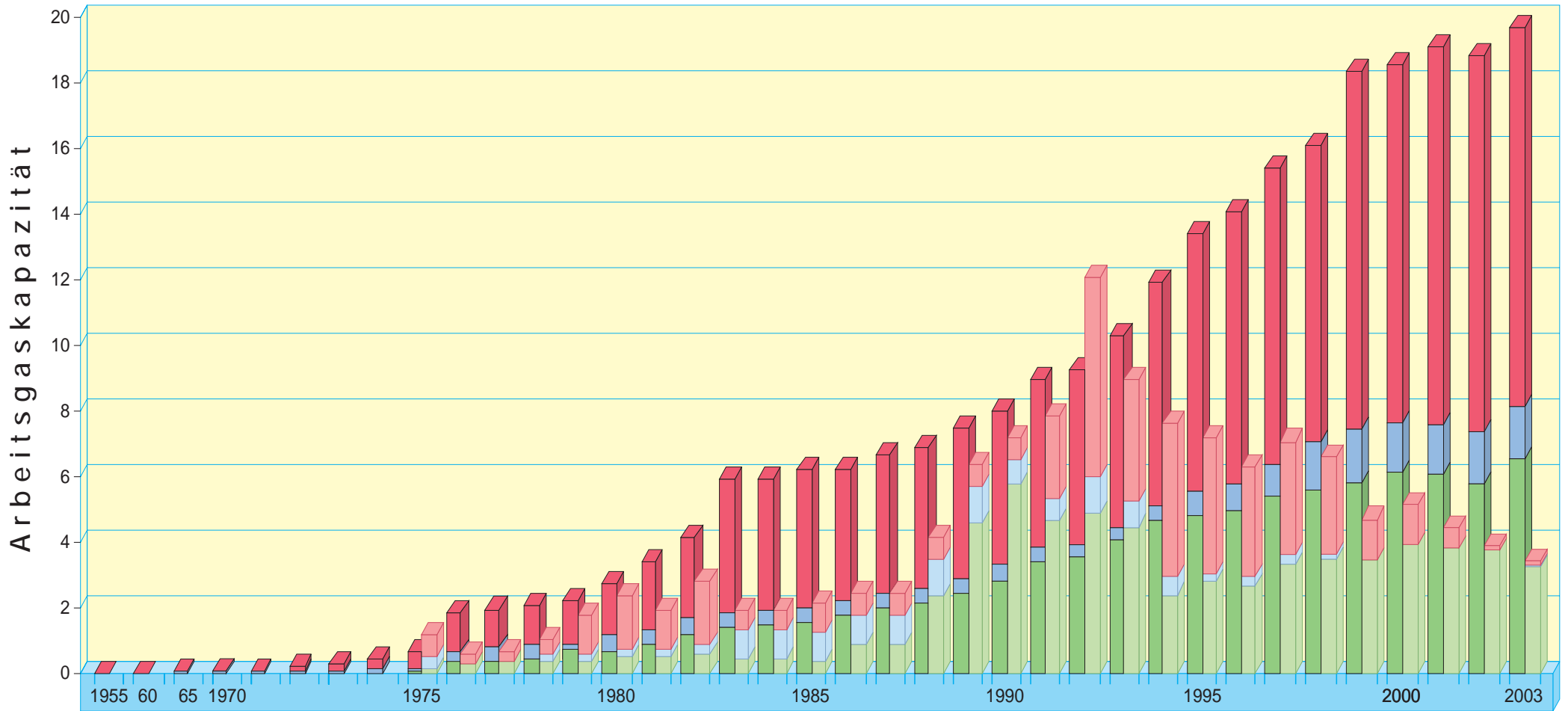


\* Rohgas (natürlicher Brennwert)



# Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 2003

Mrd. m<sup>3</sup> (V<sub>n</sub>)



Quellen: Betreiberfirmen, LBA Clausthal-Zellerfeld und Bergbau-Jahrbücher, Glückauf-Verlag, Essen