NIEDERSÄCHSISCHES
LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2004

Niedersachsen

Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2004

MICHAEL PASTERNAK, SVEN BRINKMANN, JÜRGEN MESSNER
& ROBERT SEDLACEK

Hannover 2005

Titelbild

Bohranlage auf der Lokation Aitingen 7 (Lechfeld südlich von Augsburg). Im Auftrag der Wintershall AG (Operator) und der ExxonMobil Production Deutschland GmbH wurde im Zeitraum von Ende Dezember 2004 bis Anfang Januar 2005 die Bohrung Aitingen 7 abgeteuft.

Ziel der Bohrung war ein Teilbereich der Erdöllagerstätte Aitingen in rund 1200 Metern Tiefe, der auf der Basis der 3D-seismischen Untersuchungen aus dem Jahr 2003 identifiziert wurde und bislang nicht durch Bohrungen erschlossen war. Im Februar wurde die Bohrung fündig gemeldet. Sie war damit seit fast 15 Jahren die erste fündige Bohrung im süddeutschen Molassebecken.

(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/

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

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

Insbesondere aufgrund der zuverlässigen und zeitnahen Berichterstattung der in Deutschland operierenden Erdöl- und Erdgasunternehmen, aber auch der Geologischen Dienste und Bergbehörden in den Bundesländern konnte wieder eine umfassende und für Deutschland sicher einzigartige Situationsanalyse erfolgen. Insbesondere bedanken wir uns für die stetige Unterstützung durch das Niedersächsische Wirtschaftsministerium.

Im Fokus unser Tätigkeiten steht das Ziel einer qualitativ hochwertigen Unternehmens- und Politikberatung. Grundsätzlich erfahren wir, dass unser Jahresbericht nicht nur zahlreich, sondern auch schon im Vorfeld der Herausgabe mit Nachdruck abgefragt wird. Aber gerade deshalb ist uns wichtig, dass wir auch zukünftig Ihr Interesse an den Fakten der „KW-Branche“ maßgeschneidert zufrieden stellen. Bitte teilen Sie uns daher mit, an welchen Stellen wir das Informationsspektrum noch optimieren können. Vielleicht haben wir eine Chance als neutrale öffentliche Dienststelle an die begehrten und manchmal schwer zugänglichen Daten zu gelangen und diese in einer Form darzustellen, mit der alle Beteiligten einen Vorteil verbinden.

Über die Berichterstattung hinaus engagieren wir uns nach wie vorher im praktischen Tagesgeschäft, also dort wo sich die Kompetenz beweist und die Daten entstehen. Natürlich vertreten wir dabei eine Position als Landesbehörde, können aber dennoch eine gute Zusammenarbeit mit den Unternehmen vorweisen, da wir im Grundsatz die gleiche Zielsetzung einer erfolgreichen Entwicklung des Geschäftsfeldes und damit Arbeitsplatzsicherung anstreben.

Beispiele aus unserer aktuellen Arbeit sind die Beteiligung an den Diskussionen um die „Förderabgabe“ und die „Tight Gas Förderabgabenbegünstigung“ in Niedersachsen. Insbesondere das Thema „Tight Gas“, aber auch die von der Industrie in der deutschen Nordsee vermuteten Kohlenwasserstoff-Ressourcen werden in den nächsten Jahren sicher eine wichtige strategische und operative Rolle spielen. Erste Ansätze hierfür sind aus der Planung entsprechender Bohrungen ableitbar, die hoffentlich für eine Überführung von Ressourcen in das Portfolio sicherer Reserven sorgen werden.

Darüber hinaus ist infolge des Erneuerbaren-Energien-Gesetz eine teilweise schon als "Boom" bezeichnete Entwicklung der Geothermie-Branche zu verzeichnen. Gesteigerte Aktivitäten zur Nutzung der tiefen Erdwärme zeigen sich vor allem in Süddeutschland, aber auch in den anderen Bundesländern gibt es bereits Projekte. Dies geht auch nicht an der Erdöl-Erdgas-Industrie vorbei, da hier die größte technologische Kompetenz und die beste Chance für die Entwicklung des neuen Geschäftsfeldes

liegt, auch wenn dies zunächst sehr innovativ ist und mit den klassischen fossilen Energieträgern derzeit noch nicht konkurrieren kann. Auf jeden Fall werden schon heute in zunehmendem Maße Anfragen an die regional betroffenen E&P-Firmen gerichtet und es gibt konkurrierende Nutzungsansprüche beispielsweise zwischen Geothermie und Erdgasspeichern, was zu einem inzwischen beachtlichen Aufwand führt. Niedersachen ist aufgrund des hier konzentrierten institutionellen Wissens in besonderer Verantwortung und deshalb hat das hiesige Wirtschaftsministerium das Thema aufgegriffen, um den „Innovationsschwerpunkt Geothermie“ zu entwickeln. Kern des Engagements ist, Anregungen zu geben, um dass hier vorhandene technische und wissenschaftliche "know how" für den über Niedersachsen hinausgehenden Markt verfügbar zu machen.

Ihr Team der Kohlenwasserstoffgeologie im NLfB Hannover, 25. April 2005

Inhalt

Verzeichnis der Tabellen 6

Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen 7

Zusammenfassung 8

Summary 9

1 Bohraktivität 11
1.1 Explorationsbohrungen 11
1.2 Bohrergebnisse 14
1.3 Bohrmeterleistung 16
1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen 18

2 Geophysik 20

3 Konzessionswesen 22

4 Erdöl- und Erdgasproduktion 26
4.1 Erdölförderung 27
4.2 Erdgasförderung 31

5 Erdöl- und Erdgasreserven 35
5.1 Reservendefinitionen 35
5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2005 36
5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2005 37

6 Untertage-Erdgasspeicherung 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 2004 40
6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich 43
6.5 Ausblick, politisches Umfeld 44
6.6 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas 45

7 Literatur und nützliche Links 45

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Tabellen

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2004.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2004.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 1999 bis 2004, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2004 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2004.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas in 2004.

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

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2004.

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2000 bis 2004.

Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder 2004.

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2002 bis 2004 auf die Produktionsgebiete.

Tab. 12: Jahresförderungen 2003 und 2004 der förderstärksten Erdölfelder.

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2000 bis 2004.

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2004.

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2002 bis 2004 auf die Produktionsgebiete.

Tab. 16: Jahresförderungen 2003 und 2004 der förderstärksten Erdgasfelder.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2005).

Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (DIW 2005).

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2005).

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (31.12.2004).

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (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 2004.

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 für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee.

Anl. 1: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Rhät, Jura, Kreide und Tertiär.

Anl. 2: Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland. Paläozoikum und Buntsandstein.

Anl. 3: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

Anl. 4: Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

Anl. 5: Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis-2004.

Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 bis 2004.

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 2005 bzw. von 1960 bis 2005.

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 2004. Grundlage sind Daten der Erdöl- und Erdgasgesellschaften und der Bergbehörden der Länder, die vom NLfB regelmäßig erhoben werden.

Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich wie schon im Vorjahr entgegen dem Trend der vorangehenden Jahre weiter vergrößert. Der Zuwachs geht vor allem auf die Vergabe neuer Gebiete in Südwestdeutschland zurück. Dort wurden zahlreiche Erlaubnisse, meist in Verbindung mit der Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme, erteilt. In Norddeutschland wurde nur ein Gebiet neu vergeben, das die Flächen der aufgegebenen Konzessionen aber nicht kompensieren konnte.

Die Explorationsaktivitäten für Erdgas und Erdöl wurden - abgesehen von einem außergewöhnlich umfangreichen aeromagnetischen Survey - in etwa auf dem Niveau des Vorjahres fortgeführt. In den klassischen Disziplinen der geophysikalischen Vorerkundung, 2D- und 3D-Seismik, hat der Umfang weiter abgenommen. Gegenüber dem Vorjahr ist der Umfang der 3D-Seismik von 325 km^2 auf 241 km^2, der Umfang der 2D-Seismik von 211 Profilkilometern auf 67 Profilkilometer zurückgegangen. Wie im Vorjahr lagen alle Surveys im süddeutschen Molassebecken. In Norddeutschland wurde ein aeromagnetischer Survey auf einer Fläche von etwa 30 000 km^2 akquiriert.

Die Anzahl der Explorationsbohrungen hat sich gegenüber dem Vorjahr praktisch nicht verändert. Neben drei Aufschlussbohrungen wurde in der näheren Umgebung eines bekannten Feldes eine Teilfeldsuchbohrung abgeteuft. Alle Bohrungen waren auf Erdgassuche. Leider gelang es mit keiner der Bohrungen, wirtschaftlich förderbare Mengen nachzuweisen.

In der Feldesentwicklung ist die Anzahl der Bohrprojekte um etwa ein Drittel angestiegen und hat wieder das Niveau von 2002 erreicht. Siebzehn Projekte wurden erfolgreich beendet, davon zehn in Ölfeldern und sieben in Gasfeldern.

Entsprechend der Anzahl der Bohrprojekte hat sich auch die Bohrmeterleistung deutlich erholt. Nachdem die Bohrleistung in 2003 seit Bestehen der Bundesrepublik ihr Rekordtief markierte, erreichte sie in 2004 knapp 50 000 m. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Zuwachs um zwei Drittel.

Obwohl der Erdgasverbrauch in Deutschland leicht angestiegen ist, hat die Erdgasförderung mit 20,2 Mrd. m^3 nicht das Niveau der letzen Jahre halten können. Gegenüber dem Vorjahr fiel sie um etwa 8 Prozent geringer aus.

Die Summe der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven sank jetzt bereits das vierte Jahr in Folge. Mit 270 Mrd. m^3 (Rohgas) haben die Reserven um knapp 23 Mrd. m^3, also um mehr als die Jahresförderung, nachgegeben.

Die Erdölförderung (inkl. Kondensat) ist um knapp 8 Prozent auf 3,5 Mio. t gefallen. Ursachen waren wetter- und technisch bedingte Förderausfälle im Ölfeld Mittelplate und der natürliche Produktionsabfall in fast allen anderen Feldern.

Die Erdölreserven wurden zum Stichtag 1.1.2005 mit 51 Mio. t bewertet. Dies entspricht einem Rückgang um etwa 2,8 Mio. t oder etwa 5 Prozent. Ein Teil der Produktion konnte also durch günstigere Lagerstättenbewertungen ausgeglichen werden.

Das Arbeitsgasvolumen der Untertageerdgasspeicherung wurde weiter um 0,6 Mrd. m^3 auf 20,2 Mrd. m^3 ausgebaut. Davon sind gegenwärtig maximal 18,9 Mrd. m^3 technisch nutzbar. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,4 Mrd. m^3 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 2004. 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.

As in the previous year, but in contrast to the downward trend in the years before the total area of exploration licenses increased. The increase was caused by the award of new licenses mainly in South-West Germany. In most cases this licenses were awarded in combination with an exploration license for geothermal energy. In Northern Germany the area of relinquished licenses exceeded the area of one new license.

With the exception of a large aeromagnetic survey the exploration of oil and gas was continued almost at the same level as in the year before. The amount of 2D and 3D seismics decreased once again. Compared to the previous year the amount of 3D seismics decreased from 325 square kilometres to 241 square kilometres and the amount of 2D seismics decreased from 211 kilometres to 67 kilometres. As in the year before all data were acquired in the Southern German Molasse Basin. In Northern Germany an aeromagnetic survey covering about 30 000 square kilometres was carried out

The number of exploration wells practically has not changed. In addition to three new-field wildcats in the vicinity of a known gas field one new tectonic block test were drilled to find gas. Unfortunately none of these wells found gas in commercial quantities.

In field development the number of wells rose by almost one third and reached the level of 2002 again. Seventeen wells were successful. Ten of these wells were drilled in oil fields and the remaining seven wells were drilled in gas fields.

According to the number of wells the footage has clearly recovered. After the footage marked the lowest level since the mid-forties of the last century in 2003 it increased to almost 50 000 metres in 2004. Compared to the previous year this value represents an increase by two thirds.

Although German natural gas consumption increased slightly the annual gas production could not be continued at the same level as in previous years. Compared to the previous year the annual gas production dropped by 8 percent and amounted to 20.2 billion cubic metres.

Total remaining proven and probable natural gas reserves continued to decline and amounted to 270 billion cubic metres (field quality). That represents a reduction of 23 billion cubic metres which was more than German annual production.

Annual oil production decreased by 8 percent to 3.5 million metric tons caused by the loss in production from the oil field Mittelplate, due to adverse weather conditions and technical reasons, and the common decline in production of German fields.

Total remaining proven and probable oil reserves dropped by 2.8 million tons to 51 million tons. Only a small share of oil production could be replaced by new reserves due to a more positive evaluation of some oil fields.

Total working gas volume of underground gas storage was further extended by 0.6 billion cubic metres to 20.2 billion cubic metres. At present a volume of 18.9 billion cubic metres in maximum is technically available. According to recent planning 3.4 billion cubic metres of working gas volume are to be installed in the future preferentially in storage facilities in salt caverns.

1 Bohraktivität

Nach dem historischen Tiefstand der Bohraktivität im Jahre 2003 hat sich die Bohraktivität in 2004 wieder deutlich erholt. Gemessen an der Anzahl der aktiven Bohrprojekte und der Bohrmeterleistung wurde annähernd der Stand von 2002 erreicht. Die Bohrmeterleistung entsprach etwa dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre, lag aber noch im generellen Abwärtstrend der letzten zehn Jahre (s. Kap. 1.3, Abb. 1).

Grundsätzlich ist der Umfang der Aktivitäten in der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas und Erdöl in Deutschland dadurch geprägt, 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 auch im Wettbewerb zu ausländischen Projekten stehen, die nicht zuletzt wegen der hohen inländischen Bohrkosten – u.a. bedingt durch die großen Teufen – in Relation zu den erwarteten Reserven häufig wirtschaftlich attraktiver sind.

Die Erholung der Bohraktivität geht vor allem auf eine Verstärkung der Feldesentwicklung im Öl- und Sauergasbereich zurück. Im Ölbereich ist die Steigerung der Aktivitäten sicherlich auf die Ölpreissituation der jüngeren Vergangenheit zurückzuführen, so dass zunehmend Projekte in älteren Feldern, in denen über Jahre keine Bohraktivitäten stattgefunden haben, wieder an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

Im Sauergasbereich werden zwecks Steigerung der Kapazitäten gegenwärtig zunehmend Projekte als Ablenkungen bestehender Produktionssonden mit Horizontalstrecken von bis zu einem Kilometer gebohrt, die auch in Trägerbereichen mit mäßigen Speichereigenschaften sehr gute Förderraten erzielen sollen.

Für die zukünftige Entwicklung der Bohraktivität wird von Bedeutung sein, ob sich in der Exploration noch die erhofften Erfolge einstellen werden, die Folgeprojekte, sei es in der Exploration oder in der Feldesentwicklung, nach sich ziehen würden. Weiteres Potenzial für künftige Aktivitäten bieten sicherlich auch die bekannten Vorkommen von Erdgas in dichten Trägergesteinen (Tight-Gas). Voraussetzung für eine routinemäßige wirtschaftliche Erschließung dieser Vorkommen ist die weitere Optimierung der erforderlichen Technologien.

1.1 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen haben i. Allg. das Ziel, neue Felder bzw. Teilfelder zu erschließen Eine Erläuterung der unterschiedlichen Bohrungskategorien und –typen findet sich in Kapitel 1.4.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen, die das Ziel haben, neue Lagerstätten zu finden, wurden drei Bohrungen gebohrt (Tab. 1). Eine Bohrung wurde auf den Buntsandstein im „Entenschnabel“ der Nordsee abgeteuft, zwei Bohrungen auf das Rotliegend in Norddeutschland.

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurde ein Projekt im Bereich der norddeutschen Zechsteinlagerstätte Hengstlage/Sage/Sagermeer gebohrt. Bereits in 2001 wurde eine Bohrung in der Rotliegend-Provinz Ostfriesland nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer niedergebracht, aber erst in 2004 hat diese Bohrung ihr endgültiges Ergebnis erhalten.

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

Aufschlussbohrungen

Nordsee

Mit der Bohrung **B4-5** (Wintershall[1]) (Abb. 5) wurde erstmals seit Anfang der 1990er Jahre wieder eine Explorationsbohrung im deutschen Sektor der Nordsee abgeteuft. Die Bohrung liegt im "Entenschnabel" etwa 13 Kilometer südsüdöstlich des Erdgasfeldes A6/B4. Dieser Bereich des Zentralgrabens ist dem Outer Rough Basin zuzuordnen. Die geologische Situation des Zielgebietes der Bohrung wird von einem Nordnordwest-streichenden Halbgraben bestimmt, dessen triassische Füllung an der oberjurassischen Erosionsdiskordanz gekappt und von Sedimenten des Malm überlagert wird. Die Grabenflanken sind durch die Erosion bis in das Niveau Zechstein/Rotliegend abgetragen. Innerhalb der verkippten Grabenscholle wurde in den Sandsteinen des Mittleren Buntsandstein unterhalb der Diskordanz eine Erdgas-Lagerstätte vermutet. Der Prospekt war auf der Basis des umfangreichen seismischen 3D-Surveys aus dem Jahre 2001 entwickelt worden. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, erreichte die Bohrung mit dem zweiten Bohrloch das Top des Mittleren Buntsandstein etwa 80 m höher als in der prognostizierten Teufe und wurde bei 3072 m im Unteren Buntsandstein eingestellt. Leider waren die Sandsteine des Mittleren Buntsandstein verwässert, so dass die Bohrung ohne Teste für nicht fündig erklärt und verfüllt wurde.

Gebiet Elbe-Weser

Etwa zehn Kilometer nordöstlich von Bremen wurden mit der Bohrung **Lilienthal-Süd Z1** (RWE Dea) (Anl. 2) die Sandsteine des Rotliegend unterhalb des Salzstockes Lilienthal untersucht. Regionalgeologisch liegt der Prospekt im Rotliegend-zeitlichen Arsten-Graben auf einer nach Norden einfallenden Bruchscholle, die gegen Osten, Süden und Westen von abschiebenden Störungen begrenzt wird. Das geologische Risiko dieser Bohrung bestand vor allem in der Ausbildung der Speichereigenschaften der potenziellen Träger. Dass die Träger im Bereich der Struktur gasführend zu erwarten sind, zeigten bereits die Ergebnisse der 1979/80 niedergebrachten Bohrung Lilienthal Z1, die die Rotliegend-Sandsteine oberhalb des Wustrow-Sandsteins gasführend angetroffen hatte. Leider waren die Speichereigenschaften der Sandsteine für eine wirtschaftliche Förderung nicht ausreichend. Die tieferen Sandsteine mit vergleichsweise besseren Speichereigenschaften lagen unterhalb des Gas-Wasser-Kontaktes und waren damit verwässert. Die Bohrung Lilienthal-Süd Z1 sollte das Rotliegend etwa einen Kilometer südöstlich der Bohrung Lilienthal Z1 deutlich strukturhöher erschließen, um auch den tieferen Teil der Sandsteinabfolge oberhalb des Gas-Wasser-Kontaktes mit erwartungsgemäß besseren Speichereigenschaften zu untersuchen. Die Bohrung wurde etwa an der ehemaligen Lokation der Bohrung Lilienthal Z1 angesetzt und entsprechend abgelenkt. Sie erreichte eine Endteufe von 5400 m in der Dethlingen-Formation des Rotliegend. Das Top des Rotliegend wurde etwa 130 m tiefer als geplant aber noch 40 m höher als in der Bohrung Lilienthal Z1 angetroffen. Der Gas-Wasser-Kontakt konnte in der erwarteten Teufe bestätigt werden. Damit lagen die Sandsteine bis einschließlich des höheren Teils des Wustrow-Sandsteins innerhalb der Gassäule. Die Speichereigenschaften dieser Sandsteine waren nach Logauswertung und Kernbefunden für eine wirtschaftliche Förderung aber nicht ausreichend. Die Bohrung wurde daher für nicht fündig erklärt und ohne Teste verfüllt.

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-

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

Hoch östlich vorgelagerten Tiefscholle. In dieser Region finden sich die erdgashöffigen Horizonte treppenstufenartig gegen Osten abgesenkt. 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 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 Weser-Ems

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. In 2004 wurde die Bohrung nicht fündig gemeldet und verfüllt.

Im Sauergasrevier Südoldenburg wurde die Bohrung **Sage Z4** (EMPG) (Anl. 2) abgeteuft. Ziel dieser Bohrung war das Staßfurt-Karbonat einer Struktur im südöstlichen Teil des Feldeskomplexes Hengstlage/Sage/Sagermeer. Im nördlichen Teil dieser Struktur war bereits 1970 das Teilfeld Sage nachgewiesen worden und in den Folgejahren mit zwei weiteren Bohrungen in Produktion genommen worden. Eine Abschätzung des initialen Gasinhaltes (GIIP) aus dem Druck-Volumen-Verhalten der Lagerstätte und der Vergleich mit dem volumetrisch bestimmten initialen Gasinhalt ließ vermuten, dass der südliche Teil, der durch Querstörungen zergliederten Struktur, mit dem bekannten Teilfeld Sage nicht in gasdynamischem Zusammenhang steht. Die Bohrung wurde etwa 3,5 Kilometer südsüdwestlich der Bohrung Sage Z3, der nächst gelegen fündigen Bohrung auf derselben Struktur, angesetzt und sollte den Träger mit einer nach Nordnordwesten gerichteten Horizontalstrecke erschließen. Nach technischen Problemen, die zur Aufgabe des Bohrloches führten, wurde das Staßfurt-Karbonat mit dem zweiten Bohrloch in der erwarteten Teufenlage und mit sehr guten Gasanzeichen angetroffen und auf einer Länge von etwa 1000 Metern nahezu horizontal aufgeschlossen. Bei einer Endteufe von 5086 m wurde die Bohrung eingestellt. Da nach den Gasanzeichen während des Bohrens, der Auswertung der Bohrlochmessungen sowie den lagerstättengeologischen Rahmenbedingungen von einer Fündigkeit ausgegangen werden kann, wurde auf eine Durchführung von Testen verzichtet und mit den Arbeiten zum Anschluss der Bohrung an das Leitungsnetz begonnen. Ein offizielles Ergebnis soll die Bohrung mit Aufnahme der Förderung erhalten.

1.2 Bohrergebnisse

Die Anzahl der aktiven Bohrprojekte ist von 19 im vorangehenden Jahr deutlich auf 29 angestiegen und lag damit wieder auf dem Niveau des Jahres 2002 (31 Projekte). Als "aktiv" werden an dieser Stelle die Bohrprojekte bezeichnet, die im Berichtsjahr zur Bohrleistung beigetragen haben. Hinzu kommen zwei Projekte, die bereits vor 2004 die Endteufe erreicht hatten, aber bislang kein endgültiges Ergebnis erhalten hatten.

In den Tabellen 1 und 2 sind die Erdöl- und Erdgasbohrungen des Jahres 2004 mit ihren Ergebnissen bzw. dem Status zum Jahresende zusammengefasst. Speicherbohrungen sind in dieser Übersicht nicht berücksichtigt.

Siebzehn Bohrungen 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.

In der Kategorie der Aufschlussbohrungen wurden in 2004 drei Bohrungen mit dem Ziel abgeteuft, Erdgaslagerstätten nachzuweisen. Leider konnte mit diesen Bohrungen kein wirtschaftlicher Fund erzielt werden. In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen wurde die Bohrung Blaukirchen Z1 aus dem Jahr nicht fündig eingestuft. Die Bohrung Sage Z4 wird nach den gegenwärtigen Kenntnisstand gasfündig gemeldet werden (s. Kap. 1.1), hatte zum Jahresende 2004 aber noch kein endgültiges Ergebnis.

In der Kategorie der Produktionsbohrungen, die innerhalb bekannter Lagerstätten abgeteuft werden, wurden sechs Bohrungen gasfündig und fünf weitere ölfündig.

In den Erdgaslagerstätten Dethlingen (Schmarbeck), Walsrode/Idsingen und Völkersen des Gebietes Elbe-Weser wurde je eine Bohrung im Rotliegend fündig.

Im Sauergasrevier, Gebiet Weser-Ems, konnten in den Zechsteinlagerstätten Hemmelte/Kneheim/Vahren und Wietingsmoor drei weitere Bohrungen erfolgreich abgeteuft werden. In der Lagerstätte Siedenburg/Staffhorst war die technische Ablenkung der Bohrung Staffhorst Z3a erfolgreich.

Tab. 1: Explorationsbohrungen in 2004. Bohrlokationen siehe Abb. 5 und Anl. 2.

Name	Operator	Rechtswert	Hochwert	Status	Ziel/ Fundhorizont	ET	Horizont bei ET
Aufschlussbohrungen (A3)						m	
Nordsee							
B4-5	Wintershall	31568370	6171400	fehl	Buntsandstein	3072,0	Buntsandstein
Elbe-Weser							
Lilienthal-Süd Z1	RWE Dea	3494177	5892572	fehl	Rotliegend	5400,0	Rotliegend
Westlich der Ems							
Rheiderland Z1	Wintershall	2586395	5899270	fehl	Rotliegend	4265,0	Rotliegend
Teilfeldsuchbohrungen (A4)							
Weser-Ems							
Blaukirchen Z1*	GdFPEG	2588178	5921363	fehl	Rotliegend	5055,0	Rotliegend
Sage Z4	EMPG	3446360	5865930	n.k.E.	Staßfurt-Karb.	5086,0	Zechstein

Status mit Stand vom 31. Dezember 2004; *: Endteufe vor 2004 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis

Im Gebiet nördlich der Elbe wurde in den Ölfeldern Mittelplate und Reitbrook je eine Bohrung in den Sandsteinen des Dogger fündig.

Auch im Feld Lüben, im Gebiet Elbe-Weser, wurde die Bohraktivität nach fünfjähriger Pause mit einer ölfündigen Bohrung wieder erfolgreich aufgenommen.

In den Ölfeldern des Gebietes westlich der Ems wurde die regelmäßige Bohrtätigkeit fortgeführt. Neben einer fündigen Bohrung und zwei erfolgreichen technischen Ablenkungen im Feld Rühle wurde die zweite Bohrung im Feld Ringe ölfündig. Sie war als Kombination aus Pilotloch und nachfolgender horizontaler Ablenkung projektiert.

Tab. 2: Feldesentwicklungsbohrungen in 2004.

Name	Operator	Zielhorizont	Status
Produktionsbohrungen (B2)			
Nördlich der Elbe			
Mittelplate-A 17	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ölfündig
Mittelplate-A 18	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	ruht
Mittelplate-A 19	RWE Dea	Dogger-Sandsteine	bohrt
Reitbrook-West 20a	GdFPEG	Dogger Beta	ölfündig
Elbe-Weser			
Lüben-West 11	GdFPEG	Dogger Beta	fehl
Lüben-West 11a	GdFPEG	Dogger Beta	ölfündig
Schmarbeck Z3a*	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Völkersen Z7	RWE Dea	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Walsrode Z5A	EMPG	Rotliegend-Sandsteine	gasfündig
Weser-Ems			
Goldenstedt Z18a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	n.k.E.
Hemmelte Z8a	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Kneheim Z5	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Staffhorst Z3a	Wintershall	Staßfurt-Karbonat	Ziel erreicht
Wietingsmoor Z2b	EMPG	Staßfurt-Karbonat	fehl
Wietingsmoor Z2c	EMPG	Staßfurt-Karbonat	gasfündig
Westlich der Ems			
Ringe 4	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Ringe 4a	Wintershall	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 403	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	ölfündig
Rühlermoor 650a	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	technisch fehl
Rühlertwist 20	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Rühlertwist 85	GdFPEG	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht
Oberrheintal			
Eich 23a	EMPG	Pechelbronner-Schichten	n.k.E.
Alpenvorland			
Aitingen 7	Wintershall	Baustein-Schichten	bohrt
Hilfsbohrungen (B3)			
Nördlich der Elbe			
Dieksand H1	RWE Dea	Oberkreide	Ziel erreicht
Reitbrook-West 27a	GdFPEG	Dogger Beta	n.k.E.
Westlich der Ems			
Emlichheim 519	Wintershall	Bentheim-Sandstein	Ziel erreicht

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 2004
* : Endteufe vor 2004 erreicht

1.3 Bohrmeterleistung

Nachdem die Bohrleistung in 2003 seit Bestehen der Bundesrepublik ihr Rekordtief markiert hat, wurde im zurückliegenden Jahr wieder deutlich mehr gebohrt. Mit 49 941 m hat sich die Bohrleistung gegenüber dem Vorjahr um zwei Drittel erhöht. Aufgrund der hohen jährlichen Schwankungen, insbesondere bei der Aufteilung der Bohrmeterleistung auf die unterschiedlichen Bohrungskategorien, wird in diesem Bericht zur Betrachtung der Entwicklung der Bohraktivität auch das willkürlich gewählte Mittel der vorangehenden fünf Jahre herangezogen (Tab. 3). Obwohl dieser Mittelwert in 2004 nahezu erreicht wurde, liegt die Bohrmeterleistung aus 2004 noch im Abwärtstrend der letzten zehn Jahre (Abb. 1).

Der Anstieg der Bohrmeterleistung gegenüber dem Vorjahr geht vor allem auf verstärkte Aktivitäten im Öl- und Sauergasbereich zurück. Im Ölbereich wurden die Aktivitäten nicht mehr in dem Maße durch die Feldesentwicklung im Ölfeld Mittelplate getragen, wie es noch Ende der 1990er und Anfang der 2000er Jahre der Fall war. Auf der einen Seite sind die Aktivitäten in Mittelplate zurückgegangen, und zwar wegen des zumindest vorläufig abgeschlossenen Programms zur Erschließung der Lagerstätte mittels Extended-Reach-Bohrungen von Land aus und aufgrund von Bohrpausen, bedingt durch Baumaßnahmen an den Anlagen der Mittelplate-Insel. Auf der anderen Seite wurden zunehmend auch Ölprojekte in alten Ölfeldern, in denen über lange Jahre keine oder geringere Bohraktivitäten zu verzeichnen waren, durchgeführt (z.B. Aitingen, Eich, Lüben, Reitbrook)

Auf Explorationsbohrungen entfielen etwa 15 300 m oder 30 Prozent der Bohrmeter. Gegenüber dem Vorjahr entspricht das einem Anstieg um etwa 3000 m oder knapp einem Viertel, gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre einem Anstieg um etwa sechs Prozent.

Der Anteil der Feldesentwicklungsbohrungen betrug etwa 35 000 m. Dieser Wert entspricht etwa dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Gegenüber dem Vorjahr (18 000 m) hat sich die Bohrleistung auf diesem Sektor nahezu verdoppelt.

Bei der Verteilung der Bohraktivitäten auf die Bundesländer und Regionen (Tab. 4) gab es gegenüber dem Vorjahr wieder kleinere Veränderungen. 71 Prozent der Bohrmeter wurden in Niedersachsen abgeteuft (Vorjahr 77 Prozent). Auf das Land Schleswig-Holstein entfielen 18 Prozent (Vorjahr 11 Prozent). Eine in der Nordsee abgeteufte Bohrung schlägt in der Statistik mit 7 Prozent zu Buche. Geringere Aktivitäten gab es in Hamburg, Rheinland-Pfalz und Bayern.

Tab. 3: Bohrmeterleistung 1999 bis 2004, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.

Jahr	Bohrmeter		Explorationsbohrungen				Feldesentwicklungsbohrungen					
			A3		**A4**		**B1**		**B2**		**B3**	
	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%	m	%
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
2003	29 862	100	9 022	30,2	3 331	11,2	-	-	17 427	58,4	82	0,3
2004	**49 941**	**100**	**9 161**	**18,3**	**6 101**	**12,2**	**-**	**-**	**32 110**	**64,3**	**2 569**	**5,1**
Mittelwert 1999-2003	50 427	100	6 350	12,6	8 060	16,0	2 451	4,9	32 108	63,7	1 458	2,9

Tab. 4: Bohrmeterleistung 2004 in den Bundesländern und Explorations-/Produktionsgebieten.

Bundesland / Gebiet	Exploration		Feldesentwicklung			Summe	Anteil
	A3	**A4**	**B1**	**B2**	**B3**		
Bundesland	m	m	m	m	m	m	%
Bayern	-	-	-	358,0	-	358,0	0,7
Hamburg	-	-	-	482,0	257,0	739,0	1,5
Niedersachsen	5553,0	6101,0	-	23134,0	887,5	35675,5	71,4
Nordsee	3608,0	-	-	-	-	3608,0	7,2
Rheinland-Pfalz	-	-	-	687,0	-	687,0	1,4
Schleswig-Holstein	-	-	-	7449,0	1424,0	8873,0	17,8
Gebiet							
Nordsee	3608,0	-	-	-	-	3608,0	7,2
Nördlich der Elbe	-	-	-	7931,0	1681,0	9612,0	19,2
Elbe-Weser	5400,0	-	-	11334,8	-	16734,8	33,5
Weser-Ems	-	6101,0	-	7987,7	-	14088,7	28,2
Westlich der Ems	153,0	-	-	3811,5	887,5	4852,0	9,7
Oberrheintal	-	-	-	687,0	-	687,0	1,4
Alpenvorland	-	-	-	358,0	-	358,0	0,7

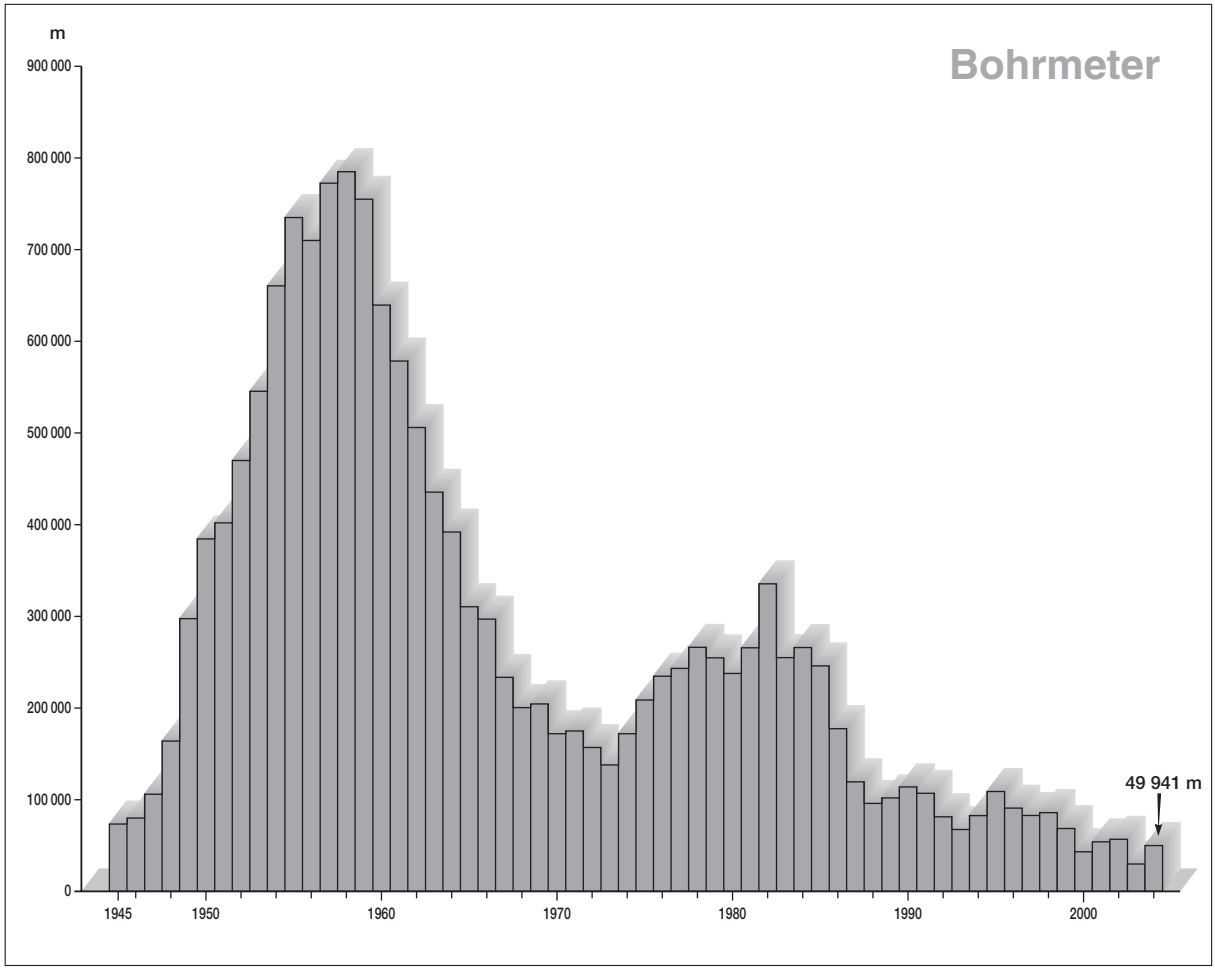


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2004.

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 Bohrungsklassifikation:

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.

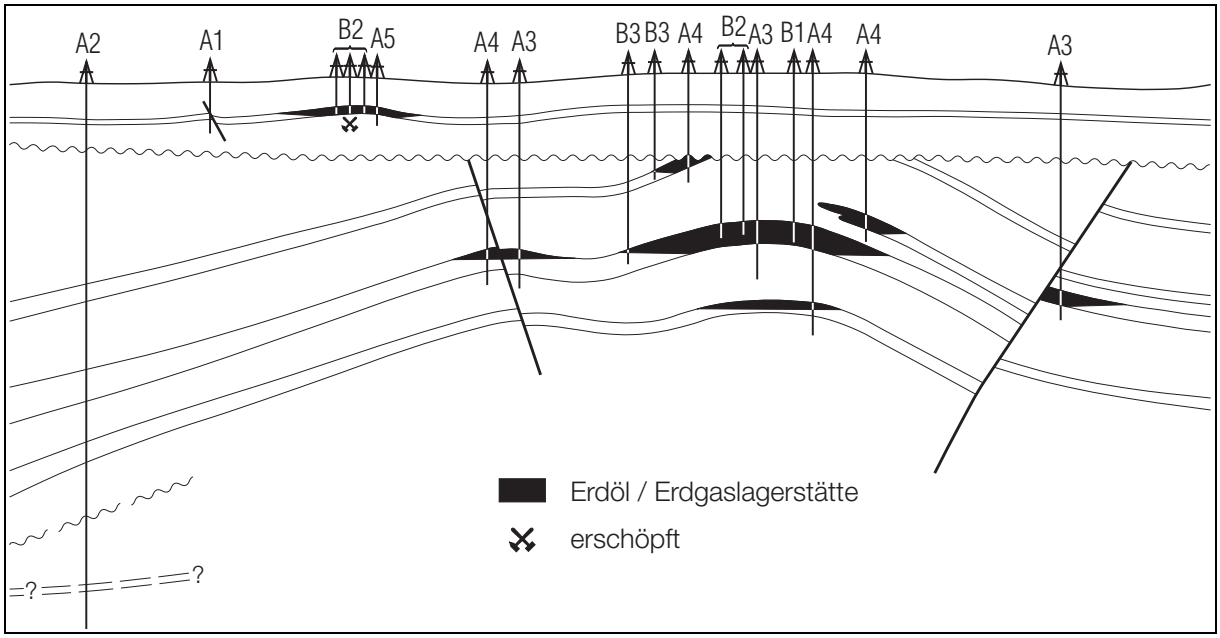


Abb. 2: Schematische Darstellung zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen in Deutschland.

2 Geophysik

Die Aktivitäten der geophysikalischen Vorerkundung haben gegenüber dem Vorjahr in den klassischen Disziplinen, 2D- und 3D-Seismik, nochmals abgenommen. In 2004 wurden im Rahmen der Erdöl- und Erdgasexploration in Deutschland 3D-seismische Messungen mit einer Gesamtfläche von etwa 200 km² durchgeführt. Dieser Wert beinhaltet einen kleineren Survey, der im Bereich eines Gasspeichers gemessen wurde. Der Umfang der 2D-Seismik belief sich auf weniger als 100 Profilkilometer. Geomagnetische Messungen, die in der Kohlenwasserstoffexploration eher selten zur Anwendung kommen, wurden auf einer Strecke von 40 000 Profilkilometer durchgeführt. Gravimetrische Messungen wurden nicht in Auftrag gegeben (Tab. 5).

Die Gesamtfläche der seismischen 3D-Surveys hat sich von 325 km² im Vorjahr auf 241 km² verringert. Auch in 2004 wurde ausschließlich an Land gemessen. Der Umfang entsprach etwa dem Mittel der Onshore-Messungen der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 250 km².

Wie schon im Vorjahr fand die 3D-seismische Erkundung ausschließlich im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens statt (Abb. 3). Es wurden zwei Surveys aufgenommen. Im Erlaubnisgebiet Südbayern des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH, Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH wurde der 3D-Survey "Kempten Ost" akquiriert. Die Fläche des Surveys, der im äußersten Westen in das Erlaubnisgebiet Oberallgäu hinein ragt, beträgt 215 km². Im Erlaubnisgebiet Ebersberg der RWE Dea AG wurde im Rahmen der geplanten Erweiterung des Gasspeichers Wolfersberg jahresübergreifend von 2003 nach 2004 ein Survey mit einer Fläche von 74 km² gemessen. Auf das Jahr 2004 entfiel ein Anteil von 26 km².

Der Umfang der 2D-Seismik hat sich gegenüber dem Vorjahr von etwa 200 Profilkilometern nochmals deutlich auf 67 Profilkilometer verringert. Wie bei der 3D-Seismik wurden die Messungen ausschließlich an Land vorgenommen. Gegenüber dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre in Höhe von 100 Profilkilometern fällt der Rückgang jedoch weniger stark aus.

Wie im Vorjahr wurden auch die 2D-

Tab. 5: Geophysikalische Messungen 2004 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld).

Gebiet	3D-Seismik	2D-Seismik	Geomagnetik
	km^2	km	Profilkilometer
Ostsee	-	-	-
Nordsee	-	-	-
Nördlich der Elbe	-	-	-
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-
Elbe-Weser	-	-	~ 40 000
Weser-Ems	-	-	
Westlich der Ems	-	-	
Niederrhein-Münsterland	-	-	
Thüringer Becken	-	-	-
Saar-Nahe-Becken	-	-	-
Oberrheintal	-	-	-
Alpenvorland	241	67	-
Summe	**241**	**67**	**~ 40 000**

seismischen Messungen ausschließlich im bayerischen Alpenvorland vorgenommen.

Es wurde lediglich ein Survey gemessen und zwar in den Erlaubnisgebieten Südbayern, Oberallgäu und Kaufbeuren des Konsortiums OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH, Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH.

In Norddeutschland wurde von einem kanadischen Unternehmen ein aeromagnetischer Survey aufgezeichnet, der sich über ein Gebiet von etwa 30 000 km^2 aus dem Raum zwischen Braunschweig und Hamburg bis an die holländische Grenze erstreckt. Nach ersten Angaben sollen in einem Raster von etwa einem Kilometer Linienabstand etwa 40 000 Profilkilometer aufgezeichnet worden sein.

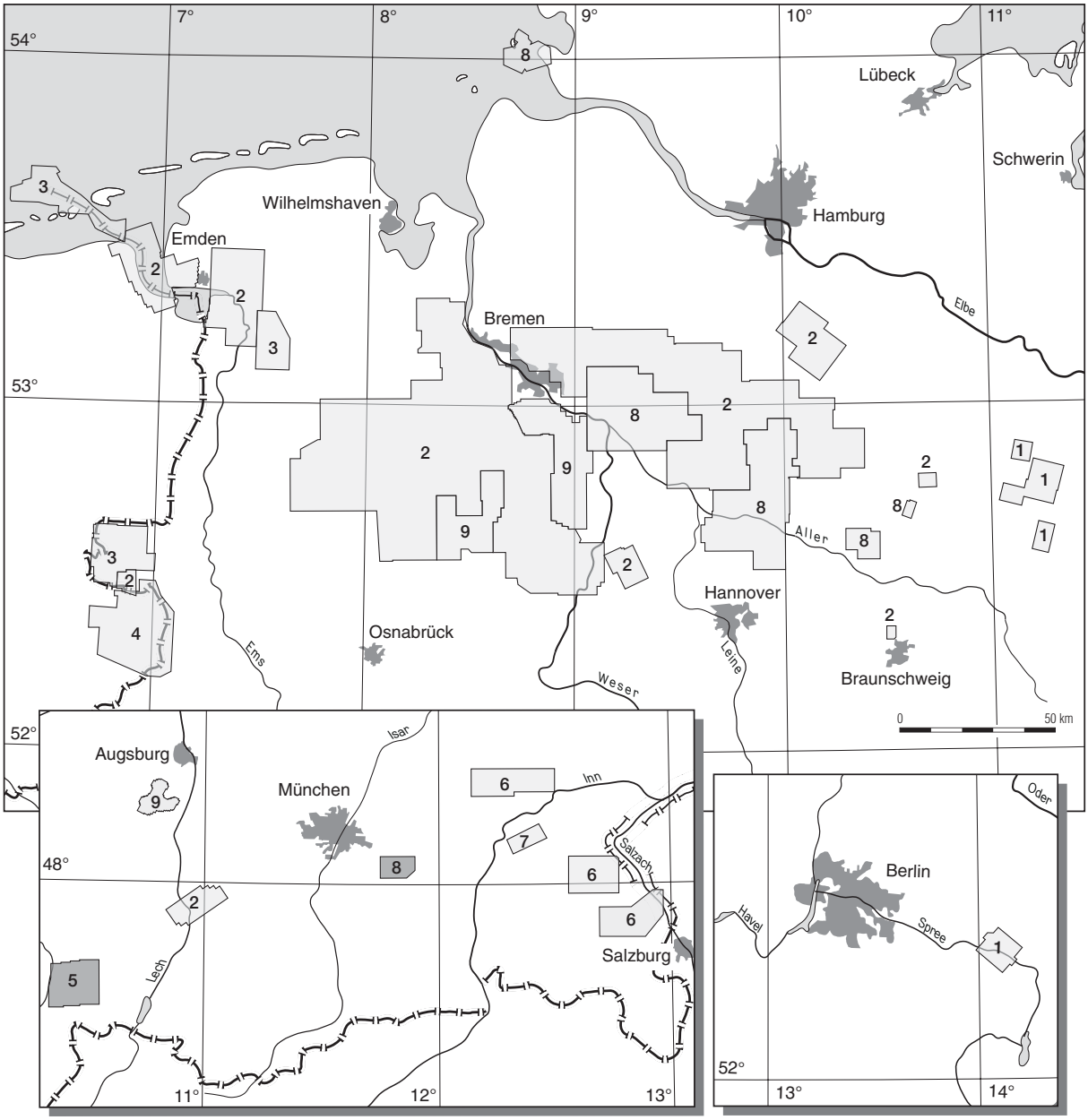


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2004 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: EEG, 2: EMPG, 3: GdFPEG, 4: NAM, 5: OMV, 6: RAG, 7: Ruhrgas, 8: RWE Dea, 9: Wintershall.

3 Konzessionswesen

Auch in 2004 hat sich der Bestand der Erlaubnisgebiete zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas deutlich verändert (Tab. 6, Abb. 4 und 5). Die Gesamtfläche der Erlaubnisgebiete hat sich wie schon im letzen Jahr entgegen dem Trend der letzten Jahre weiter vergrößert. Dabei waren die Entwicklungen in den unterschiedlichen Regionen gegenläufig.

Im Norddeutschen Becken einschließlich der Küstengewässer hat sich die Konzessionsfläche weiter verkleinert. In Brandenburg wurde die Erlaubnis Reudnitz neu erteilt, demgegenüber aber größere Flächen in Niedersachsen aufgegeben (Tab. 6). In der Nordsee gab es keine Veränderungen.

Im süddeutschen Molassebecken wurde die Konzessionsfläche der abgelaufenen Erlaubnis Rott nach Westen erweitert und als Erlaubnisgebiet Grafing neu vergeben.

Im Bereich des Oberrheingrabens wurden in 2004 zahlreiche Erlaubnisgebiete neu vergeben. In fast allen Fällen wurden die Erlaubnisse zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen in Verbindung mit der Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme erteilt. Der Fokus liegt in diesen Gebieten auf dem Erdwärmesektor.

Im Steinkohlenrevier Nordrhein-Westfalens wurden wie in den Vorjahren einige kleinere Gebiete neu erteilt. Hier liegt das Interesse vor allem auf der EEG-geförderten Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Steinkohlenbergwerke. Die Erlaubnisse Wan-Thal und Her-Teuto wurden mit der Erteilung der gleichnamigen Bewilligungen aufgehoben.

In Tabelle 7 ist der Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zum 31. Dezember 2004 zusammengestellt.

Tab. 6: Veränderungen im Bestand der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas in 2004.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Neu erteilte Erlaubnisse			
2	Neulußheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
3	Kehl am Rhein	Enex Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
6	Markgräfler Land	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
7	Offenburg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
8	Freiburg im Breisgau	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
9	Grafing	RWE Dea AG	Bayern
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
3	Wörth	FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
4	Römerberg	FGT GmbH, DrillTec GUT GmbH	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
Abgelaufene oder aufgehobene Erlaubnisse			
2	Rott	RWE Dea AG	Bayern
367	Gifhorn	RWE Dea AG	Niedersachsen
97003	Dahlenburg-Erweiterung	RWE Dea AG	Niedersachsen
97005	Borkum-Restfläche	Gaz de France Produktion Exploration GmbH	Niedersachsen
3	Wan-Thal	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen
4	Her-Teuto	Stadtwerke Herne AG	Nordrhein-Westfalen

Quelle: zuständige Bergverwaltungen — Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

Tab. 7: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas. Stand 31. Dezember 2004.

Nr.	Name	Inhaber	Bundesland
Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie			
1	Südbayern	OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH, Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
3	Oberallgäu	OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH, Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
4	Salzach-Inn	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
5	Chiemgau	Rohöl-Aufsuchungs AG	Bayern
6	Schwaben	Wintershall AG	Bayern
7	Kaufbeuren	OMV (Bayern) Exploration GmbH, Forest Oil Germany GmbH, Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Bayern
8	Ebersberg	RWE Dea AG	Bayern
9	Grafing	RWE Dea AG	Bayern
Bergamt Stralsund			
81	Rügen	PETCOM OHG	Mecklenburg-Vorpommern
Bezirksregierung Arnsberg			
1	Münsterland-West	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
2	Julix	A-TEC Anlagentechnik GmbH	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	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Nordrhein-Westfalen
9	Hamm-Süd	Gaz de France 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
14	Loba	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
15	Leif	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
16	Lars	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
17	Lennert	A-TEC Anlagentechnik GmbH	Nordrhein-Westfalen
Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg			
1	Reudnitz	PETCOM OHG	Brandenburg
Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld			
022	Bedekaspel-Erweiterung	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
026	Jemgum	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
027	Leer	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
030	Wildes Moor	Wintershall AG	Niedersachsen
038	Hümmling	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
039	Lingen (Zusammenlegung)	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
060	Wettrup-Verkleinerung	Gaz de France 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
513	Hamwiede	BEB Erdgas und Erdöl GmbH	Niedersachsen
517	Ahrensheide	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
561	Schneeren	Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH	Niedersachsen
97004	Dethlingen-Rest	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	Niedersachsen
98003	Celle	RWE Dea AG	Niedersachsen
99003	Achim (neu)	Wintershall AG	Niedersachsen
00001	Thedinghausen	Wintershall AG	Niedersachsen
00002	Steinhude	Gaz de France 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	Wintershall AG, Maersk Öl und Gas GmbH, RWE Dea AG, EWE AG	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, GdF Exploration Germany B.V.	Nordsee
20008/55	A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12	Wintershall AG, RWE Dea AG, EWE Aktiengesellschaft	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 Beta Ltd.	Nordsee
20008/67	J7, J8, J10, J11, J13, J14	Gaz de France Exploration Germany B.V.	Nordsee
Oberbergamt für das Saarland und das Land Rheinland-Pfalz			
1	Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler	Saar Energie AG	Saarland
2	Neues Bergland	Pannonian International, Ltd., Monoco Petroleum, Inc., Hills Exploration Corp.	Rheinland-Pfalz
3	Wörth	FGT GmbH	Rheinland-Pfalz
4	Römerberg	FGT GmbH, DrillTec GUT GmbH	Rheinland-Pfalz
5	Offenbach/Pfalz	HotRock GmbH	Rheinland-Pfalz
Regierungspräsidium Freiburg			
1	Altenheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
2	Neulußheim	DrillTec GUT GmbH	Baden-Württemberg
3	Kehl am Rhein	Enex Deutschland GmbH	Baden-Württemberg
4	Dinkelberg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
5	Breisach	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
6	Markgräfler Land	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
7	Offenburg	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg
8	Freiburg im Breisgau	badenova AG & Co. KG	Baden-Württemberg

Quelle: zuständige Bergverwaltungen — Nr. entsprechend Abb. 4 und 5

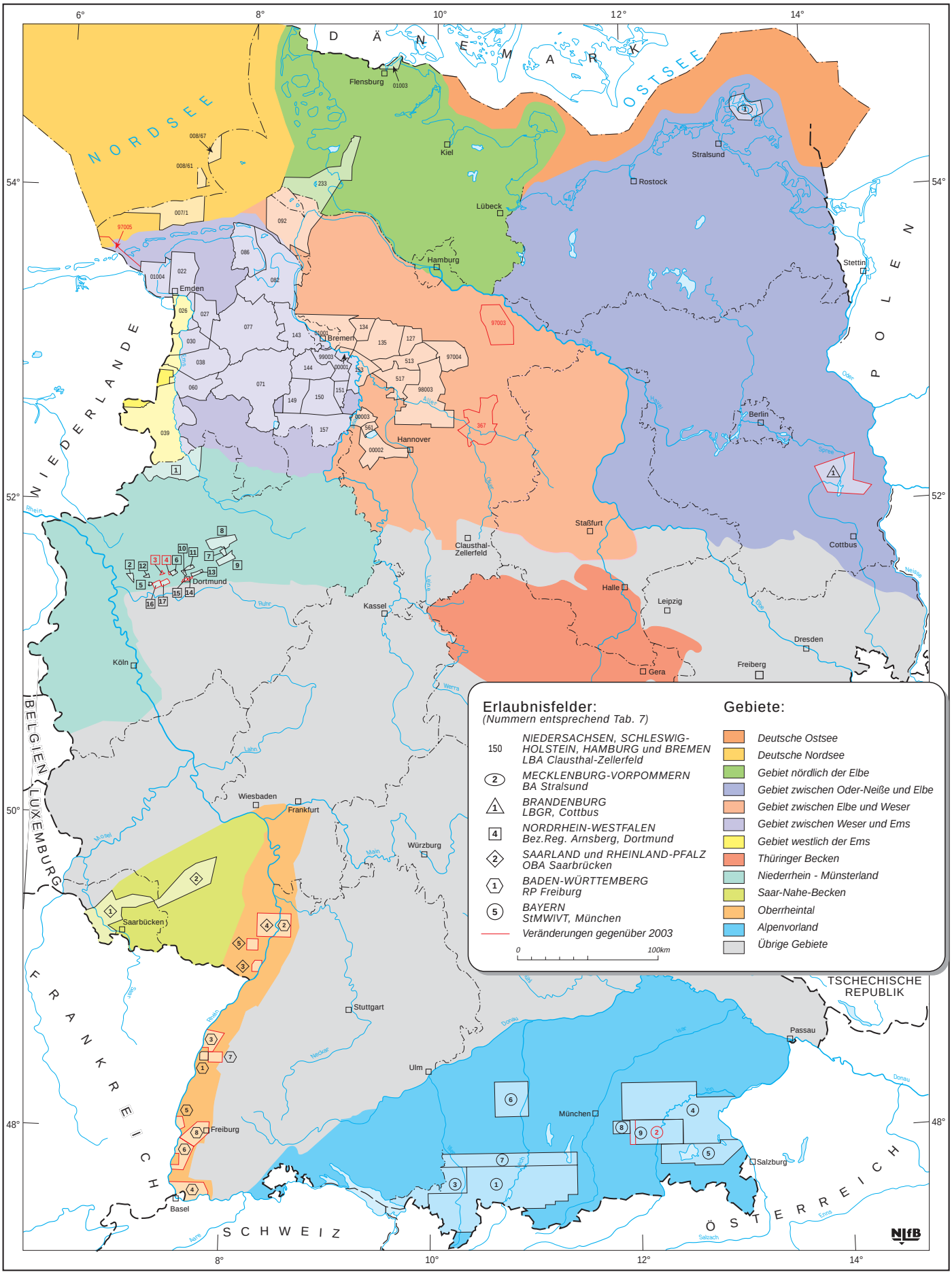


Abb. 4: Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder, Stand: 31.12.2004. Quelle: Zuständige Bergverwaltungen.

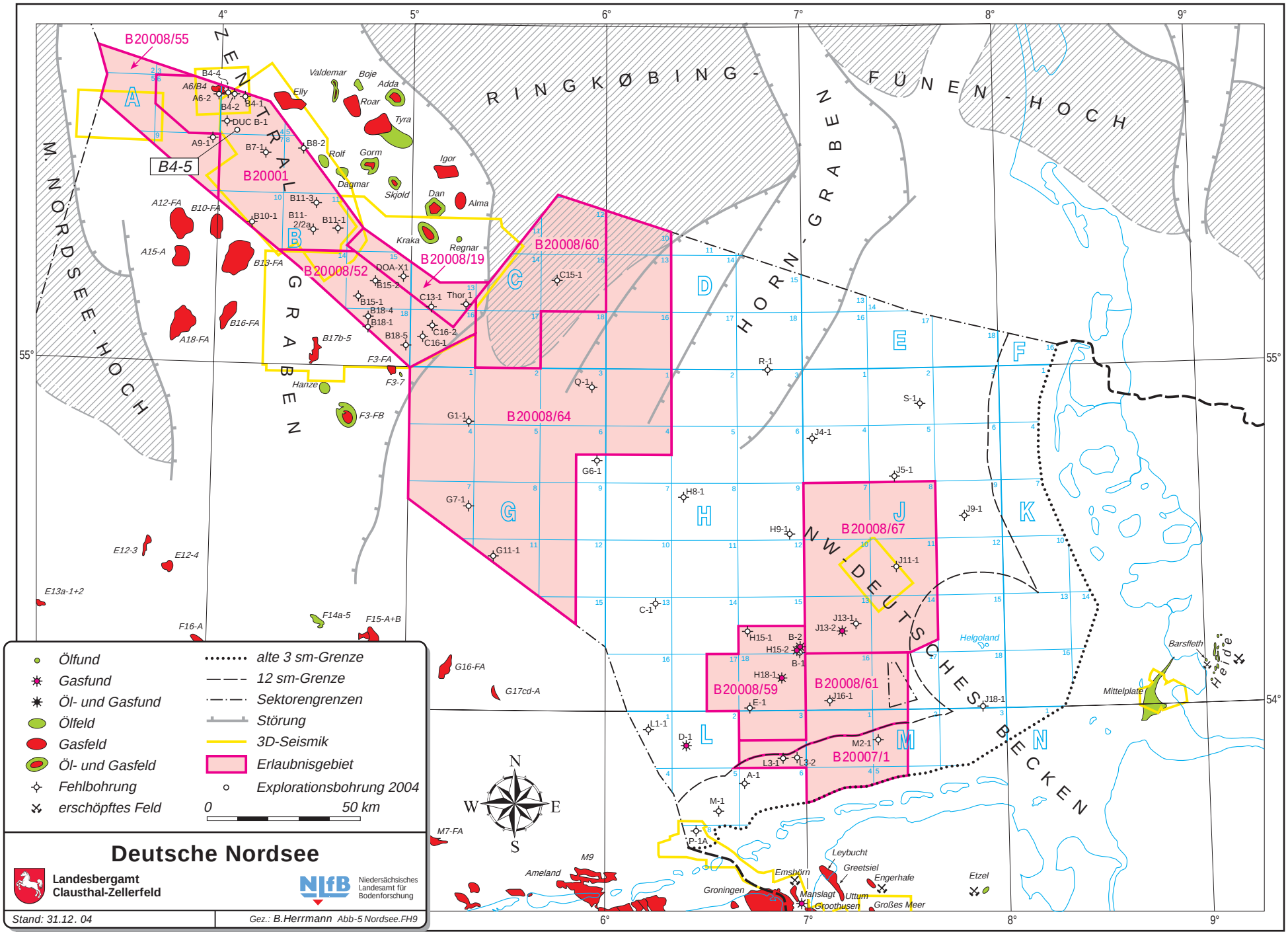


Abb. 5: Erlaubnisgebiete für Kohlenwasserstoffe deutsche Nordsee (Quelle: LBA Clausthal-Zellerfeld)

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

In Deutschland wurde im vergangenen Jahr 2004 weniger Rohöl gefördert als im vorausgegangenen Jahr 2003. Die inländische Erdölförderung lag 7,7 Prozent unter der des Vorjahres und betrug im Berichtsjahr 3,5 Mio. t.

Nach Angaben des DIW (2005) betrug der gesamte - statistisch erfasste - Mineralölverbrauch im Jahre 2004 rund 122,5 Mio. t und war damit um etwa 0,6 Mio. t oder um 0,5 Prozent niedriger als in 2003. Bei gesunkener Inlandproduktion und einem niedrigeren Erdölaufkommen gegenüber 2003 deckte die heimische Erdölproduktion in 2004 knapp 3 Prozent des gesamten Mineralölverbrauches der Bundesrepublik Deutschland.

Die beiden mit Abstand wichtigsten Bundesländer bei der Erdölförderung in 2004 waren wiederum Schleswig-Holstein und Niedersachsen, die zusammen 93,4 Prozent der Gesamtproduktion erbrachten (Tab. 8). Schleswig-Holstein hatte im Berichtsjahr einen Anteil von 57,2 Prozent an der inländischen Förderung, 1,5 Prozent weniger als in 2003. Auch in Niedersachsen sank die Erdölproduktion gegenüber 2003 leicht, dennoch erhöhte sich der Anteil dieses Bundeslandes an der deutschen Jahresförderung leicht um 1,3 Prozent.

Die Erdgasförderung in Deutschland sank gegenüber 2003 deutlich um etwa 1,6 Mrd. $m^3(V_n)$ auf 19,3 Mrd. $m^3(V_n)$ Reingas, das entspricht einer Abnahme von rund 7,6 Prozent. Nach Angaben des DIW (2005) errechnet sich für 2004 ein um 4,6 % gestiegenes Erdgasaufkommen von 119,3 Mrd. $m^3(V_n)$ für Deutschland, bezogen auf einem Brennwert (H_o) von 9,77 kWh/$m^3(V_n)$. Aufgrund der gesunkenen Jahresproduktion und des gewachsenen Erdgasaufkommens trug die inländische Erdgasförderung nur noch mit gut 16 (Vorjahr 18) Prozent zum gesamten Aufkommen bei.

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

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2004.

Bundesland	Erdöl (inkl. Kondensat)		Erdgas		Erdölgas		Naturgas (Erdgas und Erdölgas)	
	t	%	$m^3(V_n)$	%	$m^3(V_n)$	%	$m^3(V_n)$	%
Baden-Württemberg	1 552	0,0	-	-	-	-	-	-
Bayern	31 223	0,9	10 995 931	0,1	2 177 317	1,5	13 173 248	0,1
Brandenburg	20 960	0,6	-	-	7 130 490	5,0	7 130 490	0,0
Hamburg	20 341	0,6	-	-	30 126 196	21,3	30 126 196	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	8 500	0,2	-	-	1 926 700	1,4	1 926 700	0,0
Niedersachsen	1 272 846	36,2	17 907 528 103	88,4	71 060 344	50,3	17 978 588 447	88,1
Nordrhein-Westfalen	64	0,0	2 114 400	0,0	-	-	2 114 400	0,0
Nordsee	100 504	2,9	1 136 092 078	5,6	-	-	1 136 092 078	5,6
Rheinland-Pfalz	50 028	1,4	-	-	1 425 648	1,0	1 425 648	0,0
Sachsen-Anhalt	-	-	1 158 364 325	5,7	-	-	1 158 364 325	5,7
Schleswig-Holstein	2 010 300	57,2	-	-	27 538 318	19,5	27 538 318	0,1
Thüringen	-	-	48 558 133	0,2	-	-	48 558 133	0,2
Summe	**3 516 318**	**100**	**20 263 652 970**	**100**	**141 385 013**	**100**	**20 405 037 983**	**100**

4.1 Erdölförderung

In 2004 hat sich die Anzahl der produzierenden Erdölfelder um 2 verringert und liegt nunmehr bei 44 (Tab. 9). Im Berichtjahr wurden die Lagerstätten Börger/Werlte im Gebiet zwischen Weser und Ems und Holzkirchen (Darching) im Alpenvorland verfüllt. In Folge dessen und bedingt durch die Außerbetriebnahme weiterer unwirtschaftlicher Sonden bzw. durch Reparaturarbeiten, sank die Zahl der Förderbohrungen um 34 auf nunmehr 1082, bezogen auf den Stichtag 31.12.2004.

Die Erdöl- und Kondensatförderung in 2004 lag bei 3,5 Mio. t (Tab. 9, Anl. 5). Der Rückgang der Gesamtproduktion um 7,7 Prozent im Vergleich zum Vorjahr geht auf eine geringere Förderung in fast allen Erdöl-Förderprovinzen zurück. Lediglich die Kondensatförderung in der deutschen Nordsee war nicht 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. Letztere haben sich gegenüber 2003 nicht geändert.

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 19 Förderbohrungen deutlich mehr als die Hälfte, i.e. 57,2 Prozent, der deutschen Erdölproduktion erbracht. Insgesamt wurden aus der Lagerstätte bis Ende 2004 rund 14 Millionen Tonnen Öl gefördert. Nach erfolgreichem Abschluss des Planfeststellungsverfahrens Ende 2003 wird die geplante Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Aufbereitungsanlagen der Landstation Dieksand nun in 2005 realisiert werden. Das Mittelplate Konsortium (RWE Dea AG als Betriebsführerin und Wintershall AG) beabsichtigt seeseitig die Verlegung von zwei ca. 7,5 km langen Rohrleitungen.

Nach Inbetriebnahme der Pipeline könnte die Gesamtförderung in 2007 auf 2,5 Mio. t pro Jahr angehoben werden. Nach entsprechenden Modifikationen und Erweiterungen läge der Produktionsanteil der Bohr- und Förderinsel Mittelplate dann bei bis zu 1,5 Mio. t. Aufgrund der tiden- und wetterbedingt eingeschränkten Transportmöglichkeiten liegt das Förderlimit der Insel zurzeit bei rund 0,8 Mio. t pro Jahr.

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 275 452 t Erdöl. Diese Menge entspricht nur 13,7 Prozent von Mittelplate, musste aber mit durchschnittlich 196 Bohrungen realisiert werden. Dies entspricht einer

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung 2000 bis 2004.

Jahr	Erdöl/Kondensat	Erdölgas	Felder	Fördersonden
	Mio. t	Mio. $m^3(V_n)$		
2000	3,120	143,750	48	1 202
2001	3,444	152,157	46	1 153
2002	3,705	144,451	46	1 144
2003	3,809	137,343	46	1 116
2004	3,516	141,385	44	1 082

rechnerischen Förderrate von rund 3,9 t pro Tag und Bohrung. Die dritthöchste Jahresförderung kam aus dem Ölfeld Bramberge, das in 2004 aus 44 Bohrungen rechnerisch 12,3 t pro Tag und Bohrung produzierte.

In den Feldern 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 3,4 Mio. t lag der Anteil der Thermalprojekte bei 10,1 Prozent.

Gegenüber 2003 verringerte sich die Mehrförderung durch Enhanced Oil Recovery (EOR) weiter, und zwar um 7 Prozent auf nunmehr 343.013 t. Der Anteil durch Tertiärmaßnahmen lag in 2004 bei 89,4 Prozent der Gesamtförderung in den betroffenen Lagerstätten.

Rund 26 Prozent der Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammte aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Barenburg, Bramberge, Emlichheim, Georgsdorf und Rühle. Aufgrund der Förderleistung von Mittelplate einerseits und der natürlichen Erschöpfung der Lagerstätten in der Unterkreide andererseits lag der Förderanteil aus Sandsteinen des Dogger bei 63,6 Prozent (Anl. 9).

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 2002 bis 2004 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2002		2003		2004		kumulativ	
	t	%	t	%	t	%	t	%
Nordsee	131 450	3,5	97 232	2,6	**100 504**	**2,9**	515 324	0,2
Nördlich der Elbe	2 030 231	54,8	2 255 063	59,2	**2 022 495**	**57,5**	39 961 338	14,8
Oder/Neiße-Elbe	30 066	0,8	30 461	0,8	**29 460**	**0,8**	3 069 237	1,1
Elbe-Weser	231 378	6,2	222 452	5,8	**208 637**	**5,9**	73 507 264	27,3
Weser-Ems	427 992	11,6	387 439	10,2	**380 165**	**10,8**	56 629 422	21,0
Westlich der Ems	752 280	20,3	726 311	19,1	**692 190**	**19,7**	75 635 354	28,1
Thüringer Becken	-	-	-	-	**-**	**-**	49 346	0,0
Niederrhein-Münsterland	455	0,0	141	0,0	**64**	**0,0**	9 651	0,0
Oberrheintal	59 359	1,6	54 182	1,4	**50 028**	**1,4**	7 220 775	2,7
Alpenvorland	41 315	1,1	35 666	0,9	**32 774**	**0,9**	12 881 610	4,8
Summe	**3 704 525**	100	3 808 946	100	**3 516 318**	**100**	269 479 320	100

Tab. 12: Jahresförderungen 2003 und 2004 der förderstärksten Erdölfelder.

Lagerstätte (Land)	2003		2004		kumulativ		Fördersonden
	t	%	t	%	t	%	in 2004
Mittelplate (SH)	2 236 223	58,7	2 010 300	57,2	14 058 143	5,2	19
Rühle (NI)	297 803	7,8	275 452	7,8	31 160 618	11,6	196
Bramberge (NI)	199 790	5,2	197 133	5,6	18 531 608	6,9	44
Georgsdorf (NI)	150 436	3,9	143 228	4,1	17 850 812	6,6	143
Emlichheim (NI)	150 437	3,9	139 706	4,0	8 877 436	3,3	84
Hankensbüttel (NI)	51 051	1,3	49 184	1,4	12 482 486	4,6	21
Scheerhorn (NI)	49 660	1,3	47 328	1,3	8 547 598	3,2	52
Barenburg (NI)	46 883	1,2	44 069	1,3	6 707 451	2,5	30
Meppen (NI)	40 103	1,1	43 341	1,2	2 957 637	1,1	19
Lüben (NI)	36 935	1,0	35 426	1,0	2 272 169	0,8	14

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

Tab. 10: Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung der Felder 2004.

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdöl- und Kondensatförderung		Erdölgasförderung		Sonden
				2004	**kumulativ**	**2004**	**kumulativ**	
	Nordsee			t	t	$m^3(V_n)$	$m^3(V_n)$	
	A6 / B4*	1974	Wintershall	100 504	515 324	0	0	*
	Nördlich der Elbe							
SH	Mittelplate / Dieksand	1980	RWE Dea	2 010 300	14 058 143	27 538 318	196 921 885	19
HH	Reitbrook			12 195	5 858 449	29 985 770	910 689 345	14
HH	Allermöhe	1979	GdFPEG	1 087	86 809	19 325	1 430 029	1
HH	Reitbrook-Alt	1937	GdFPEG	5 377	2 513 112	29 864 694	858 418 097	5
HH	Reitbrook-West	1960	GdFPEG	5 731	3 258 527	101 751	50 841 219	8
	Kondensat aus der Erdgasförderung			0	0	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	20 044 746	-	880 593 612	
	Summe Gebiet			2 022 495	39 961 338	57 524 088	1 988 204 842	33
	Oder/Neiße-Elbe							
BR	Kietz	1987	EEG	20 960	113 960	7 130 490	34 069 580	2
MV	Mesekenhagen (Kirchdorf-)	1988	EEG	2 407	98 599	528 280	23 528 927	2
MV	Lütow	1965	EEG	6 093	1 302 687	1 398 420	638 814 228	6
	Kondensat aus der Erdgasförderung			0	0	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 553 991	-	613 914 857	
	Summe Gebiet			29 460	3 069 237	9 057 190	1 310 327 592	10
	Elbe-Weser							
NI	Eddesse (-Nord)	1876	GdFPEG	2 314	840 588	34 320	16 191 692	15
NI	Eldingen	1949	EMPG	12 018	3 230 000	52 550	26 568 792	21
NI	Hankensbüttel			49 184	12 482 486	1 241 428	325 134 350	21
NI	Nord, Mitte, Ost (Pool)	1954	EMPG	23 334	332 491	359 099	4 367 103	10
NI	Süd	1954	RWE Dea	25 850	12 149 995	882 329	320 767 247	11
NI	Knesebeck (-Vorhop)	1958	GdFPEG	17 784	3 255 223	213 297	26 081 264	17
NI	Höver (Lehrte)	1956	GdFPEG	1 579	338 203	72 023	11 901 578	9
NI	Lüben			35 426	2 272 169	299 297	13 016 741	14
NI	Bodenteich	1960	EMPG	1 335	69 610	3 428	245 495	1
NI	Lüben/ Lüben-West	1955	EMPG	34 091	2 202 559	295 869	12 771 246	13
NI	Nienhagen (-Elwerath)	1861	EMPG	5 038	3 673 797	18 751	2 527 836	8
NI	Ölheim-Süd			16 937	1 445 378	2 360 109	55 451 804	21
NI	Ölheim-Süd (Unterkreide)	1968	GdFPEG	16 367	1 410 889	2 348 004	54 610 899	20
NI	Ölheim-Süd (Rhät)	1968	GdFPEG	570	34 489	12 105	840 905	1
NI	Rühme	1954	EMPG	32 136	1 981 335	282 440	18 703 325	34
HH/NI	Sinstorf			9 522	2 945 752	164 145	52 884 890	6
HH/NI	Groß Hamburg	1960	GdFPEG	3 152	1 909 287	54 316	34 158 856	0
HH/NI	Meckelfeld-West	1960	GdFPEG	5 449	721 728	93 903	13 043 381	0
HH/NI	Sottorf-Ost	1960	GdFPEG	921	314 736	15 926	5 682 653	0
NI	Vorhop	1952	GdFPEG	18 867	2 766 348	3 560 819	156 935 090	23
NI	Wittingen (-Südost)	1970	GdFPEG	944	74 543	0	1 048 152	1
NI	Thönse (Jura)*	1952	EMPG	1 999	99 404	0	0 *	
NI	Thönse (Rhät)*	1952	EMPG	1 212	81 806	0	0 *	
	Kondensat aus der Erdgasförderung			3 676	47 969	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	37 972 264	-	1 327 487 200	
	Summe Gebiet			208 637	73 507 264	8 299 179	2 033 932 714	190
	Weser-Ems							
NI	Barenburg	1953	EMPG	44 069	6 707 451	2 747 931	494 478 802	30
NI	Bockstedt	1954	Wintershall	21 751	3 439 083	591 956	62 162 806	15
NI	Börger / Werlte	1977	GdFPEG	0	124 518	0	6 186 067	0
NI	Bramberge			197 133	18 531 608	13 527 200	967 721 150	44
NI	Bramhar	1957	GdFPEG	149 514	13 911 875	10 430 327	754 479 186	0
NI	Osterbrook	1957	GdFPEG	10 748	1 279 305	705 311	58 594 964	0
NI	Wettrup	1957	GdFPEG	36 872	3 340 429	2 391 562	154 647 000	0
NI	Düste			22 473	6 200 518	666 352	197 260 458	42
NI	Aldorf	1952	Wintershall	4 566	2 406 569	128 800	120 118 671	12
NI	Düste-Valendis	1954	Wintershall	9 124	1 720 380	252 657	29 670 889	22
NI	Wietingsmoor	1954	EMPG	8 783	2 073 569	284 895	47 470 898	8
	Fortsetzung zwischen Weser und Ems							
NI	Groß Lessen	1969	EMPG	15 634	3 332 620	1 008 778	84 660 887	5
NI	Hemmelte-West	1951	EMPG	5 048	2 251 860	288 937	219 367 390	10
NI	Liener	1953	EMPG	600	104 745	21 300	7 023 458	3
NI	Löningen			9 740	652 652	1 846 375	317 089 795	6
NI	Löningen / Löningen-SO	1963	EMPG	2 191	466 953	1 162 306	290 344 208	3
NI	Löningen-West	1960	EMPG	7 549	185 699	684 069	26 745 587	3
NI	Matrum	1982	EMPG	1 873	167 660	625 755	16 873 883	3
NI	Siedenburg	1957	EMPG	6 680	1 041 532	202 813	61 794 864	10
NI	Sögel	1983	GdFPEG	533	26 555	26 400	1 345 611	2
NI	Sulingen (Valendis)	1973	EMPG	7 498	972 349	480 900	22 743 810	8
NI	Vechta			9 649	2 367 208	1 718 049	598 198 804	10
NI	Hagen	1957	EMPG	883	135 041	59 506	10 719 220	1
NI	Harme	1956	EMPG	188	342 991	10 296	51 363 481	0
NI	Welpe	1957	EMPG	8 578	1 889 176	1 648 247	536 116 103	9
NI	Voigtei			21 764	4 021 726	2 212 630	337 744 296	59
NI	Voigtei (Wealden)	1953	EMPG	973	120 737	117 323	8 818 172	8
NI	Voigtei (Jura)	1953	EMPG	20 791	3 900 989	2 095 307	328 926 124	51
NI	Wehrbleck / Wehrbleck-Ost	1957	EMPG	14 248	2 613 899	1 337 209	278 957 494	12
	Kondensat aus der Erdgasförderung			1 471	98 600	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 974 839	-	280 408 447	
	Summe Gebiet			380 165	56 629 422	27 302 585	3 954 018 022	259
	Westlich der Ems							
NI	Adorf	1948	GdFPEG	18 430	1 621 918	657 817	55 785 363	7
NI	Emlichheim	1944	Wintershall	139 706	8 877 436	2 416 511	126 432 479	84
NI	Georgsdorf	1944	EMPG	143 228	17 850 812	11 228 000	1 692 477 000	143
NI	Meppen / Meppen-Schwefingen	1960	EMPG	43 341	2 957 637	2 080 038	135 202 919	19
NI	Rühle			275 452	31 160 618	14 490 080	1 191 193 327	196
NI	Rühlermoor-Valendis	1949	EMPG	249 417	25 833 265	13 101 081	1 094 419 508	166
NI	Rühlertwist-Valendis	1949	GdFPEG	26 035	5 327 352	1 388 999	96 773 819	30
NI	Scheerhorn	1949	GdFPEG	47 328	8 547 598	4 262 197	489 599 138	52
NI	Ringe	1998	GdFPEG	22 825	59 482	464 363	1 268 065	2
	Kondensat aus der Erdgasförderung			1 881	335 633	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	4 224 220	-	1 040 525 817	
	Summe Gebiet			692 190	75 635 354	35 599 006	4 732 484 108	503
	Oberrheintal							
RP	Eich-Königsgarten	1983	EMPG	21 265	1 268 490	514 000	28 012 323	10
RP	Landau	1955	Wintershall	28 020	4 276 652	549 106	12 913 209	71
RP	Rülzheim	1984	Wintershall	743	34 288	362 542	11 001 100	1
	Kondensat aus der Erdgasförderung			0	0	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	1 641 345	-	36 195 778	
	Summe Gebiet			50 028	7 220 775	1 425 648	88 122 410	82
	Alpenvorland							
BY	Aitingen	1976	Wintershall	27 145	1 167 143	2 177 317	78 592 011	4
BY	Holzkirchen (Darching)	1969	RWE Dea	0	118 119	0	22 407 000	0
BY	Hebertshausen	1982	RWE Dea	3 997	121 737	0	1	1
	Kondensat aus der Erdgasförderung			1 632	8 852	-	-	
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	11 465 760	-	2 359 060 957	
	Summe Gebiet			32 774	12 881 610	2 177 317	2 460 059 969	5
	Kondensat aus der Erdgasförderung							
	Thüringer Becken			0	32 657	-	-	
	Niederrhein-Münsterland			64	9 651	-	-	
	Aus aufgegebenen Vorkommen							
	Thüringer Becken			-	16 689	-	17 822 000	
	Summe Deutschland			**3 516 318**	**269 479 320**	**141 385 013**	**16 584 971 657**	**1082**

BB Brandenburg, BY Bayern, HH Hamburg, MV Mecklenburg-Vorpommern, NI Niedersachsen, RP Rheinland-Pfalz, SH Schleswig-Holstein
*: Erdgasfeld mit Kondensatförderung, vgl. Tabelle 14.

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH,
GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall AG

4.2 Erdgasförderung

Nach Angaben der fünf Fördergesellschaften waren Ende des Jahres 2004 insgesamt 82 Erdgaslagerstätten mit 505 Sonden in Produktion. Damit hat sich die Zahl der produzierenden Felder nicht geändert, aber die Anzahl der am Stichtag 31.12.04 fördernden Bohrungen ist um 54 oder 9,7 Prozent zurückgegangen.

Das Teilfeld Bornkamp des Rotliegend-Feldes Rotenburg/Taaken ist nach 17 jähriger Förderung und einer Kumulativproduktion von 213,7 Mio. m^3 in 2004 verfüllt worden. Darüber hinaus haben die Teilfelder Brettorf (Zechstein) und Oythe (Karbon) im Gebiet zwischen Weser und Ems in 2004 erstmalig nicht produziert. Weiterhin ohne Produktion waren die Felder/Teilfelder Alvern/Munsterlager, Osterheide, Düste (Karbon), Hemmelte (Buntsandstein), Kirchseelte, Neubruchhausen und Albaching-Rechtmehring. Alvern/Munsterlager wird voraussichtlich in 2005 verfüllt werden. Im Fall Albaching-Rechtmehring wird über eine Nachnutzung als Speicher nachgedacht.

Im letzten Jahr lag die Erdgasförderung in Deutschland noch bei 22,1 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas (natürlicher Brennwert). In 2004 wurden 20,3 Mrd. $m^3(V_n)$ Rohgas produziert, also 8,2 Prozent weniger als im Vorjahr. Die geförderte Menge entspricht einem Volumen von 19,3 Mrd. $m^3(V_n)$ Reingas mit einem normierten Brennwert von H_o = 9,77 kWh/m^3 (V_n). Darüber hinaus wurden 141 Mio. m^3 Erdölgas gewonnen, das als Begleitprodukt bei der Erdölgewinnung anfällt (Tab. 8 und 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-Erdgasfeld Nordsee A6/B4 hat in 2004 rund 1,1 Mrd. $m^3(V_n)$ hochkalorisches Gas mit einem durchschnittlichen Brennwert von 11,9 kWh/$m^3(V_n)$ gefördert. Diese Gaslagerstätte übertraf damit die letztjährige Jahresproduktion um gut 12 Prozent. Daneben wurden noch 100 504 t Kondensat gefördert. Ende des Jahres waren 3 Bohrungen in Betrieb. Das Feld nimmt bei der Rohgas-Jahresförderung nach Salzwedel Rang 6 der förderstärksten Erdgasfelder ein (Tab. 16). Das Erdgas aus Salzwedel weist allerdings aufgrund der hohen Stickstoffanteile einen 3,4-fach geringeren durchschnittlichen Energieinhalt auf als z.B. das von Nordsee A6/B4. Bezogen auf die Reingasproduktion liegt letzteres an dritter Stelle der förderstärksten Erdgasfelder.

Tabelle 14 beinhaltet eine Aufstellung der in 2004 aktiven Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder.

Niedersachsen ist das Zentrum der deutschen Erdgasförderung. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (89 Prozent) und fördernden Erdgassonden (65 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 geför-

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung 2000 bis 2004.

Jahr	Erdgas	Erdölgas	Gesamt (Naturgas)	Felder	Fördersonden
	1000 $m^3(V_n)$	1000 $m^3(V_n)$	1000 $m^3(V_n)$		
2000	21 576 441	143 750	21 720 191	92	556
2001	21 545 384	152 157	21 697 540	88	577
2002	21 423 962	144 451	21 568 413	86	579
2003	22 092 236	137 343	22 229 579	82	559
2004	**20 263 653**	**141 385**	**20 405 038**	**82**	**505**

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung (Rohgas) 2002 bis 2004 auf die Produktionsgebiete.

Gebiet	2002		2003		2004		kumulativ	
	1000 $m^3(V_n)$	%	1000 $m^3(V_n)$	%	1000 $m^3(V_n)$	%	1000 $m^3(V_n)$	%
Nordsee	1 207 482	5,6	993 192	4,5	1 136 092	5,6	4 889 311	0,6
Nördlich der Elbe	-	-	-	-	0	0,0	231 000	0,0
Oder/Neiße-Elbe	-	-	-	-	0	0,0	920 927	0,1
Elbe-Weser	9 948 323	46,4	10 736 252	48,6	9 338 857	46,1	349 533 858	40,4
Weser-Ems	9 857 304	46,0	9 951 478	45,0	9 413 860	46,5	447 029 515	51,6
Westlich der Ems	318 583	1,5	327 622	1,5	313 175	1,5	38 169 994	4,4
Thüringer Becken	51 794	0,2	50 357	0,2	48 558	0,2	5 998 198	0,7
Niederrhein-Münsterland	15 417	0,1	4 471	0,0	2 114	0,0	247 449	0,0
Oberrheintal	-	-	-	-	0	0,0	1 052 490	0,1
Alpenvorland	25 058	0,1	28 863	0,1	10 996	0,1	17 450 545	2,0
Summe	**21 423 962**	100	**22 092 236**	100	**20 263 653**	**100**	**865 523 288**	**100**

Tab. 16: Jahresförderungen 2003 und 2004 der förderstärksten Erdgasfelder.

Lagerstätte (Land)	2003		2004		kumulativ		Fördersonden
	1000 $m^3(V_n)$	%	1000 $m^3(V_n)$	%	1000 $m^3(V_n)$	%	in 2003
Rotenburg-Taaken (NI)	3 059 955	13,9	2 729 841	13,4	39 911 715	4,6	28
Goldenstedt/Visbek (NI)	1 683 683	7,6	1 566 400	7,7	47 962 855	5,5	18
Söhlingen (NI)	1 523 117	6,9	1 342 782	6,6	31 589 782	3,7	21
Walsrode/Idsingen (NI)	1 455 895	6,6	1 219 168	6,0	6 935 759	0,8	9
Salzwedel/Sanne/Wenze (SN)	1 432 356	6,5	1 158 364	5,7	205 260 318	23,7	145
Nordsee A6/B4	993 192	4,5	1 136 092	5,6	4 889 311	0,6	3
Hemmelte/Kneheim/Vahren (NI)	1 247 007	5,6	1 116 187	5,5	25 401 469	2,9	11
Klosterseelte/Kirchs./Ortholz (NI)	481 378	2,2	950 437	4,7	8 894 498	1,0	4
Hengstlage (Buntsandstein) (NI)	1 023 172	4,6	919 368	4,5	59 786 337	6,9	14
Völkersen (NI)	1 249 387	5,7	843 894	4,2	8 044 305	0,9	9

Prozentangaben: Anteil an der Inlandsförderung

dert wird: die Sandsteine des höheren Rotliegend und die Dolomite des tieferen Zechstein.

Wie im Vorjahr war der Feldeskomplex Rotenburg/Taaken mit einer Rohgas-Gesamtproduktion von 2,7 Mrd. m^3 in 2004 das förderstärkste Gasfeld der Bundesrepublik Deutschland, wiederum gefolgt von Goldenstedt/Visbek und Söhlingen (Tab. 16). Die zehn förderstärksten Felder produzierten im Berichtszeitraum 64 Prozent der gesamten Jahresförderung in Deutschland und 10,7 Prozent weniger als in 2003. Dieser Prozentsatz entspricht rund 1,2 Mrd. m^3 und macht bereits einen Großteil der zurückgegangenen gesamten Jahresförderung in 2004 aus.

Bundesweit verteilte sich die Erdgasförderung in 2004 zu rund 38 Prozent auf den Zechstein und zu 42 Prozent auf das Rotliegend. Die restlichen ca. 20 Prozent wurden aus Sandsteinen des Oberkarbon (5 %), der Trias (9 %), des Jura (6 %) und ganz untergeordnet des Tertiär (0,1 %) produziert (Anl. 10).

Die kumulative Erdgasförderung der Bundesrepublik Deutschland lag Ende 2004 bei rund 865 Mrd. m^3 (Anl. 13).

Tab. 14: Erdgasförderung der Felder 2004 (Rohgas ohne Erdölgas).

Land	Feld / Teilfeld	Fund-jahr	Operator	Erdgasförderung 2004	Erdgasförderung kumulativ	Son-den
	Nordsee			$m^3(V_n)$	$m^3(V_n)$	
	A6 / B4	1974	Wintershall	1 136 092 078	4 889 311 152	3
	Elbe-Weser					
NI	Alvern / Munsterlager	1978	EMPG	0	295 423 593	0
NI	Bahnsen	1969	Wintershall	79 230	137 940 840	1
NI	Becklingen / Wardböhmen			93 968 420	2 027 114 155	3
NI	Becklingen	1985	RWE Dea	12 358 080	1 031 726 886	1
NI	Bleckmar	1999	RWE Dea	65 771 048	269 380 147	1
NI	Wardböhmen	1987	RWE Dea	15 839 292	726 007 122	1
NI	Dethlingen			713 523 350	20 358 781 211	5
NI	Munster / -N / -SW (Dethl.-New)	1973	EMPG	607 844 825	17 737 375 402	3
NI	Osterheide	1998	RWE Dea	0	121 230 456	0
NI	Schmarbeck	1971	EMPG	105 678 525	2 500 175 353	2
NI	Dreilingen	1978	Wintershall	2 011 738	266 906 259	1
NI	Einloh	1988	EMPG	7 850 808	267 102 061	1
NI	Hamwiede	1968	EMPG	80 898 183	1 798 224 939	3
NI	Husum / Schneeren			757 030 343	7 292 155 741	10
NI	Husum	1986	EMPG	337 752 743	4 796 000 641	3
NI	Schneeren	1990	GdFPEG	320 108 100	1 894 015 800	6
NI	Schneeren-Ost	1991	GdFPEG	99 169 500	602 139 300	1
NI	Imbrock	1995	EMPG	54 871 986	816 045 978	2
NI	Ostervesede	1983	EMPG	4 975 608	143 881 836	1
NI	Rotenburg / Taaken			2 729 841 381	39 911 714 857	28
NI	Bornkamp	1987	EMPG	0	213 702 789	0
NI	Taaken			174 621 209	4 026 478 623	3
NI	Taaken	1982	EMPG	119 539 429	3 097 666 345	2
NI	Mulmshorn (Z3a)	1996	EMPG	55 081 780	928 812 278	1
NI	Bötersen			1 571 057 018	18 475 682 803	14
NI	Bötersen (EMPG)	1987	EMPG	581 863 385	6 878 258 682	5
NI	Bötersen (RWE Dea)	1991	RWE Dea	256 107 760	3 449 274 764	3
NI	Mulmshorn / Borchel	1984	EMPG	683 808 654	7 704 723 944	5
NI	Mulmshorn (Z6)	1996	EMPG	49 277 219	443 425 413	1
NI	Hemsbünde			980 651 036	16 853 466 528	10
NI	Hemsbünde Pool	1985	RWE Dea	946 144 714	15 440 379 348	9
NI	Worth	1988	EMPG	34 506 322	1 413 087 180	1
NI	Preyersmühle-Hastedt	1984	EMPG	3 512 118	342 384 114	1
ST	Salzwedel (Altmark / Sanne / Wen.)			1 158 364 325	205 260 317 911	145
NI	Söhlingen			1 342 781 998	31 589 781 589	21
NI	Söhlingen	1980	EMPG	978 449 464	20 125 088 027	13
NI	Söhlingen-Ost / Grauen	1981	EMPG	364 332 534	11 464 693 562	8
NI	Soltau / Friedrichseck			147 209 703	5 630 286 165	3
NI	Soltau	1984	EMPG	15 723 878	3 177 407 592	1
NI	Friedrichseck	1990	EMPG	131 485 825	2 452 878 573	2
NI	Thönse (Jura)	1952	EMPG	39 659 731	2 169 645 706	6
NI	Thönse (Rhät)	1952	EMPG	18 292 902	1 136 773 110	2
NI	Völkersen / Völkersen-Nord	1992	RWE Dea	843 893 886	8 044 305 498	9
NI	Walsrode / Idsingen			1 219 168 486	6 935 758 656	9
NI	Walsrode Z2-Block	1980	EMPG	27 350 968	311 056 587	1
NI	Walsrode-West	1990	EMPG	425 676 429	3 168 707 076	3
NI	Walsrode Z4-Block / Idsingen	1980	EMPG	766 141 089	3 455 994 993	5
NI	Weissenmoor	1996	RWE Dea	124 435 223	710 132 669	1
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	14 741 564 866	
	Summe Gebiet			9 338 857 301	349 533 857 640	251
	Weser-Ems					
NI	Apeldorn	1963	GdFPEG	105 786 300	4 489 276 160	3
NI	Bahrenborstel / Uchte (s)			42 164 190	2 768 842 572	3
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	36 698 418	2 527 113 878	2
NI	Uchte	1981	EMPG	5 465 772	241 728 694	1
NI	Bahrenborstel / Burgm. / Uchte (z)			769 798 858	11 501 294 865	9
NI	Bahrenborstel	1962	EMPG	134 965 130	3 737 243 247	3
NI	Burgmoor / Uchte	1981	EMPG	634 833 728	7 764 051 618	6
NI	Barrien	1964	Wintershall	111 925 692	12 072 665 946	7
NI	Fortsetzung zw. Weser und Ems					
NI	Brettorf / Brinkholz / Neerstedt			364 128 126	8 343 004 622	4
NI	Brettorf	1977	EMPG	0	1 139 782 246	0
NI	Brinkholz	1982	EMPG	295 560 000	3 275 866 826	3
NI	Neerstedt	1981	EMPG	68 568 126	3 927 355 550	1
NI	Barenburg / Buchhorst (s)			204 449 066	4 708 619 693	4
NI	Barenburg	1961	EMPG	21 039 794	384 118 780	1
NI	Buchhorst	1959	EMPG	183 409 272	4 324 500 913	3
NI	Barenburg / Buchhorst (z)			142 702 653	16 033 826 582	6
NI	Barenburg	1961	EMPG	53 036 000	8 280 117 959	3
NI	Buchhorst	1959	EMPG	89 666 653	7 753 708 623	3
NI	Cappeln (Zechstein)	1970	EMPG	74 557 274	8 071 099 968	4
NI	Cappeln (Karbon)	1970	EMPG	7 733 013	309 246 181	1
NI	Deblinghausen	1958	EMPG	52 947 695	2 275 031 816	1
NI	Dötlingen	1965	EMPG	278 408 130	15 774 879 475	4
NI	Düste (Buntsandstein)	1957	Wintershall	17 855 166	749 042 650	5
NI	Düste (Karbon)	1957	Wintershall	0	29 479 065	0
NI	Goldenstedt (Buntsandstein)	1959	EMPG	14 624 829	1 248 893 154	2
NI	Goldenstedt / Visbek (z)			1 566 400 311	47 962 855 113	18
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	718 417 546	12 306 791 757	8
NI	Visbek	1963	EMPG	847 982 765	35 656 063 356	10
NI	Goldenstedt / Oythe (Karbon)			48 867 784	2 292 260 404	2
NI	Goldenstedt	1959	EMPG	48 867 784	1 760 050 384	2
NI	Oythe	1968	EMPG	0	532 210 020	0
NI	Großes Meer	1978	GdFPEG	9 222 600	386 263 100	1
NI	Hemmelte (Buntsandstein)	1964	EMPG	0	204 229 184	0
NI	Hemmelte / Kneheim / Vahren (z)			1 116 186 703	25 401 469 198	11
NI	Hemmelte	1980	EMPG	796 195 614	17 865 311 267	6
NI	Kneheim	1985	EMPG	276 717 726	3 491 884 492	4
NI	Vahren	1981	EMPG	43 273 363	4 044 273 439	1
NI	Hengstlage (s)	1963	EMPG	919 368 335	59 786 337 294	14
NI	Hengstlage / Sage / Sagerm. (z)			314 189 861	23 671 470 318	11
NI	Hengstlage / Sage / Sagerm.	1968	EMPG	125 406 479	21 320 824 607	9
NI	Sagermeer-Süd	1973	EMPG	16 668 849	1 075 648 452	1
NI	Sagermeer-Südwest	1998	EMPG	172 114 533	1 274 997 259	1
NI	Klosterseelte / Kirchseelte / Orth.			950 436 819	8 894 497 700	4
NI	Kirchseelte	1992	EMPG	0	771 613 540	0
NI	Klosterseelte	1985	EMPG	950 436 819	8 122 884 160	4
NI	Kneheim (Buntsandstein)	1985	EMPG	6 299 382	130 661 264	1
NI	Leer	1984	GdFPEG	14 885 000	272 615 000	1
NI	Löningen-Südost / Menslage	1963	EMPG	9 352 507	2 272 635 898	1
NI	Lön.-W. / Holte / Menslage-Westr.	1961	EMPG	10 203 585	406 360 217	3
NI	Neubruchhausen	1993	EMPG	0	384 327 462	0
NI	Rehden (Buntsandstein)	1952	Wintershall	15 194 775	2 488 689 919	11
NI	Rehden (Zechstein, Gasspeicher)	1952	Wintershall	0	5 809 580 274	0
NI	Rehden (Karbon)	1952	Wintershall	40 225 388	8 274 439 360	5
NI	Siedenburg / Staffhorst (s)			308 740 527	11 939 226 410	10
NI	Siedenburg	1963	EMPG	273 477 630	10 650 373 583	8
NI	Staffhorst	1964	Wintershall	35 262 897	1 288 852 827	2
NI	Siedenburg / Staffhorst (z)			272 227 815	32 633 619 573	7
NI	Siedenburg-Ost	1964	EMPG	245 457 904	21 003 152 721	5
NI	Staffhorst / Borstel	1963	Wintershall	26 769 911	11 630 466 852	2
NI	Siedenburg-West / Hesterberg			718 927 591	20 854 378 824	8
NI	Siedenburg-West	1964	EMPG	535 437 490	14 813 769 760	6
NI	Hesterberg	1967	EMPG	183 490 101	6 040 609 064	2
NI	Staffhorst-Nord / Päpsen	1973	Wintershall	35 466 025	841 042 115	2
NI	Uphuser Meer	1981	GdFPEG	5 072 900	147 573 000	1
NI	Uttum / Greetsiel / Leybucht			42 953 400	3 158 662 168	3
NI	Uttum	1970	EMPG	18 981 527	933 956 213	1
NI	Greetsiel	1972	EMPG	19 989 573	1 677 189 373	1
NI	Leybucht	1976	GdFPEG	3 982 300	547 516 582	1
NI	Varenesch	1992	EMPG	3 063 646	94 819 662	1
NI	Varnhorn / Quaadm. / Wöstend. …			699 043 507	20 204 799 422	12
NI	Varnhorn	1968	EMPG	267 587 062	11 373 717 512	7
	Fortsetzung zw. Weser und Ems					
NI	Quaadmoor / Wöstendöllen	1969	EMPG	336 474 432	7 929 063 125	3
NI	Rechterfeld	1988	EMPG	94 982 013	902 018 785	2
NI	Wietingsmoor (Zechstein)	1968	EMPG	119 309 567	3 703 622 780	1
NI	Wietingsmoor (Karbon)	1968	EMPG	1 141 000	434 391 325	0
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	75 983 121 746	
	Summe Gebiet			9 413 860 020	447 009 151 479	181
	Westlich der Ems					
NI	Adorf (Buntsandstein)	1955	GdFPEG	10 089 300	638 793 930	1
NI	Adorf (Zechstein)	1955	GdFPEG	4 499 600	2 446 666 200	2
NI	Annaveen	1963	EMPG	8 793 707	737 591 214	2
NI	Bentheim	1938	GdFPEG	13 829 100	3 512 516 500	2
NI	Emlichheim (Zechstein)	1956	Wintershall	19 524 524	3 170 563 602	4
NI	Emlichheim (Karbon)	1956	Wintershall	11 415 535	885 745 014	2
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (z)			4 939 627	3 578 029 479	2
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	4 056 166	3 553 433 811	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	883 461	24 595 668	1
NI	Emlichheim-Nord / Laarwald (c)			7 656 441	187 516 454	1
NI	Emlichheim-Nord	1967	Wintershall	6 772 980	162 920 786	1
NI	Laarwald	1995	Wintershall	883 461	24 595 668	0
NI	Fehndorf	1965	Wintershall	11 268 143	876 629 448	2
NI	Frenswegen	1951	GdFPEG	4 790 100	211 171 200	1
NI	Itterbeck-Halle (Zechstein)	1951	GdFPEG	8 137 900	1 475 500 000	1
NI	Itterbeck-Halle / Getelo (Karbon)			51 592 500	5 246 971 300	6
NI	Itterbeck-Halle	1951	GdFPEG	48 563 300	4 968 968 000	5
NI	Getelo	1965	GdFPEG	3 029 200	278 003 300	1
NI	Kalle (Zechstein)	1958	GdFPEG	13 824 400	3 345 993 500	2
NI	Kalle (Karbon)	1958	GdFPEG	12 430 000	457 665 700	1
NI	Ratzel (Zechstein)	1961	GdFPEG	3 091 900	867 831 900	1
NI	Ratzel (Karbon)	1960	GdFPEG	5 100	436 642 100	0
NI	Ringe (Karbon)	1998	GdFPEG	70 985 200	241 267 700	1
NI	Rütenbrock (Zechstein)	1969	Wintershall	17 240 292	2 731 960 917	4
NI	Rütenbrock (Rotliegend)	1969	Wintershall	13 384 839	552 716 007	2
NI	Wielen (Zechstein)	1959	GdFPEG	25 248 600	3 027 099 200	2
NI	Wielen (Karbon)	1959	GdFPEG	428 300	311 949 700	2
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 408 089 586	
	Summe Gebiet			313 175 107	38 348 910 651	41
	Thüringer Becken					
TH	Fahner Höhe	1960	EEG	2 889 313	72 922 676	4
TH	Kirchheiligen	1958	EEG	1 251 667	295 623 654	4
TH	Langensalza-Nord	1935	EEG	1 672 579	254 479 164	7
TH	Mühlhausen	1932	EEG	42 744 574	1 786 914 383	9
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	3 588 258 048	
	Summe Gebiet			48 558 133	5 998 197 925	24
	Niederrhein-Münsterland					
NW	Ochtrup	1990	GdFPEG	2 114 400	247 449 200	0
	Summe Gebiet			2 114 400	247 449 200	0
	Alpenvorland					
BY	Albaching-Rechtmehring	1957	EMPG	0	1 189 882 000	0
BY	Inzenham-West (Förderfeld)	1971	RWE Dea	10 995 931	907 670 931	5
	aus aufgegebenen Vorkommen			-	15 352 992 284	
	Summe Gebiet			10 995 931	17 450 545 215	5
	Aus aufgegebenen Vorkommen					
	Nördlich der Elbe			-	231 000 000	
	Oder/Neiße-Ebe			-	920 926 744	
	Oberrheintal			-	1 052 490 217	
	Summe Deutschland			**20 263 652 970**	**865 681 840 223**	**505**

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

EEG: EEG - Erdgas Erdöl GmbH, EMPG: ExxonMobil Production Deutschland GmbH, GdFPEG: Gaz de France Produktion Exploration Deutschland GmbH, RWE Dea: RWE Dea AG, Wintershall: Wintershall AG

Die Angabe der Sondenanzahl bezieht sich auf den Stichtag 31. Dezember 2004.

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^3(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o = 9,7692 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 Grenzraten 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 2005

Die Summe der inländischen sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven lag am 1. Januar 2005 mit 51 Mio. t um 2,8 Mio. t oder gut 5 Prozent unter denen des Vorjahres (Tab. 17 u. Anl. 11).

Nach Berücksichtigung der Jahresproduktion (Erdöl inkl. Kondensat) in 2004 in Höhe von 3,5 Mio. t ergibt sich also eine Zunahme der initialen Reserven von 0,7 Mio. t gegenüber dem letzten Berichtsjahr. Dies beruht größtenteils auf einem Anstieg der niedersächsischen Erdölreserven im Gebiet „westlich der Ems“ und geht auf eine Neubewertung entsprechender Felder zurück. Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen inländischen Erdölreserven, also die Reichweite des Erdöls bei angenommenem gleich bleibendem Verbrauch, lag am 01.01.2005 bei 14,5 Jahren (Vorjahreswert: 14 Jahre). Die leichte Erhöhung der Reichweite gegenüber dem letzten Jahr geht vor allem auf die gegenüber 2003 gesunkene Jahresförderung zurück (Anl. 12).

Nach wie vor liegen die meisten sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven in Schleswig-Holstein (63 Prozent), gefolgt von Niedersachsen (33 Prozent).

In Sandsteinen von Dogger und Unterkreide lagen am Jahresende fast 95 Prozent der Reserven.

Die Tabelle 17 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2005 und der Förderung 2004, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2004			Produktion	Reserven am 1. Januar 2005		
	sicher	**wahrsch.**	**gesamt**	2004	**sicher**	**wahrsch.**	**gesamt**
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bundesland							
Bayern	0,384	0,175	0,560	0,031	0,563	0,175	0,739
Brandenburg	0,201	0,423	0,624	0,021	0,140	0,135	0,275
Hamburg	0,143	0,213	0,356	0,020	0,217	0,103	0,320
Mecklenburg-Vorpommern	0,028	0,007	0,035	0,009	0,011	0,004	0,015
Niedersachsen	15,350	1,597	16,947	1,273	13,179	3,629	16,808
Nordsee	0,325	0,060	0,385	0,101	0,206	0,086	0,292
Rheinland-Pfalz	0,628	0,055	0,683	0,050	0,287	0,056	0,343
Schleswig-Holstein	18,575	15,600	34,175	2,010	16,573	15,600	32,173
Gebiet							
Nordsee	0,325	0,060	0,385	0,101	0,206	0,086	0,292
Nördlich der Elbe	18,718	15,813	34,532	2,022	16,737	15,703	32,440
Oder/Neiße-Elbe	0,229	0,430	0,659	0,029	0,151	0,139	0,290
Elbe-Weser	1,804	0,248	2,052	0,209	1,529	0,185	1,714
Weser-Ems	5,197	0,275	5,471	0,380	3,682	1,623	5,306
Westlich der Ems	8,349	1,075	9,424	0,692	8,021	1,820	9,841
Oberrheintal	0,628	0,055	0,683	0,050	0,287	0,056	0,343
Alpenvorland	0,384	0,175	0,560	0,033	0,563	0,175	0,739
Summe Deutschland	**35,634**	**18,131**	**53,765**	**3,516**	**31,176**	**19,788**	**50,965**

Summe der Produktion inkl. Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg bzw. Niederrhein-Münsterland

5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2005

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betrug die Summe der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven am Stichtag 270,4 Mrd. $m^3(V_n)$ und war damit 22,6 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 7,7 Prozent niedriger als im Vorjahr (Anl. 11). Unter Berücksichtigung der Jahresproduktion in Höhe von 20,3 Mrd. $m^3(V_n)$ ergibt sich also auch für das Berichtsjahr 2004 insgesamt eine Abnahme der initialen sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven, dieses Jahr in der Größenordnung von 2,4 Mrd. $m^3(V_n)$. Dies geht auf entsprechende Bohrergebnisse, Neuinterpretationen von Lagerstätten und das Produktionsverhalten bzw. die Überarbeitung von Lagerstättenmodellen zurück.

Die statische Reichweite der geschätzten sicheren und wahrscheinlichen inländischen Erdgasreserven (Rohgas) beträgt zurzeit 13,3 Jahre und befindet sich damit, trotz weiterer Abnahme der Reserven, auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr. Dies ist auf die niedrigere Jahresproduktion in 2004 zurückzuführen. Bei gleicher Produktionshöhe wie in 2003 (22,1 Mrd. m^3) läge die statische Reichweite am 1. Januar 2005 nur noch bei gut 12 Jahren (Anl. 12).

Tabelle 18 und Anlage 10 zeigen die aktuellen Rohgasreserven und die letzte Jahresförderung im Vergleich zum Vorjahr, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. In Niedersachsen liegen 97 Prozent der gesamten sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven der Bundesrepublik Deutschland und es ist mit einem Produktionsanteil (Rohgas) von rund 88 Prozent auch weiterhin das führende Bundesland bei der inländischen Erdgasproduktion.

Fast 84 Prozent der deutschen Erdgasreserven befinden sich in Lagerstätten des Perm. Davon wiederum sind rund 43 Prozent in Sandsteinen des Rotliegend und knapp 41 Prozent in Karbonatgesteinen des Zechstein enthalten. Die übrigen Reserven liegen im O-

Tab. 18: Erdgasreserven (Rohgas) am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2004			Produktion	Reserven am 1. Januar 2005		
	sicher	**wahrsch.**	**gesamt**	2004	**sicher**	**wahrsch.**	**gesamt**
	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3
Bundesland							
Bayern	0,337	-	0,337	0,011	0,325	-	0,325
Niedersachsen	208,168	72,727	280,895	17,908	194,748	67,270	262,018
Nordrhein-Westfalen	0,359	-	0,359	0,002	-	-	-
Nordsee	5,367	3,000	8,367	1,136	4,281	1,814	6,095
Sachsen-Anhalt	2,674	0,203	2,877	1,158	1,763	0,044	1,807
Thüringen	0,068	0,091	0,159	0,049	0,083	0,039	0,122
Gebiet							
Nordsee	5,367	3,000	8,367	1,136	4,281	1,814	6,095
Elbe-Weser	95,857	44,699	140,555	9,339	88,915	39,067	127,981
Weser-Ems	114,026	27,352	141,378	9,414	106,242	27,888	134,130
Westlich der Ems	0,960	0,879	1,839	0,313	1,354	0,360	1,714
Thüringer-Becken	0,068	0,091	0,159	0,049	0,083	0,039	0,122
Niederrhein-Münsterland	0,359	-	0,359	0,002	-	-	-
Alpenvorland	0,337	-	0,337	0,011	0,325	-	0,325
Summe Deutschland	**216,973**	**76,020**	**292,993**	**20,264**	**201,200**	**69,167**	**270,367**

Volumenangaben in Normkubikmetern

Tab. 19: Erdgasreserven (Reingas) am 1. Januar 2005 aufgeteilt nach Bundesländern und Gebieten.

Bundesland/Gebiet	Reserven am 1. Januar 2004			Produktion	Reserven am 1. Januar 2005		
	sicher	**wahrsch.**	**gesamt**	2004	**sicher**	**wahrsch.**	**gesamt**
	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3	Mrd. m^3
Bundesland							
Bayern	0,381	-	0,381	0,012	0,369	-	0,369
Niedersachsen	198,163	68,756	266,919	17,489	184,990	63,441	248,431
Nordrhein-Westfalen	0,420	-	0,420	0,002	-	-	-
Nordsee	6,535	3,653	10,188	1,380	5,212	2,209	7,421
Sachsen-Anhalt	0,964	0,073	1,037	0,420	0,639	0,016	0,655
Thüringen	0,042	0,056	0,099	0,030	0,052	0,024	0,076
Gebiet							
Nordsee	6,535	3,653	10,188	1,380	5,212	2,209	7,421
Elbe-Weser	97,052	45,165	142,217	8,751	90,455	39,691	130,145
Weser-Ems	101,083	22,778	123,860	8,830	93,772	23,438	117,210
Westlich der Ems	0,993	0,886	1,879	0,327	1,402	0,329	1,731
Thüringer-Becken	0,042	0,056	0,099	0,030	0,052	0,024	0,076
Niederrhein-Münsterland	0,420	-	0,420	0,002	-	-	-
Alpenvorland	0,381	-	0,381	0,012	0,369	-	0,369
Summe Deutschland	**206,506**	**72,538**	**279,044**	**19,333**	**191,262**	**65,690**	**256,952**

Volumenangaben der Produktion (ohne Erdölgas) nach Angaben Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Reingasmengen beziehen sich auf Normalbedingungen und einen Brennwert von 9,77 kWh/$m^3(V_n)$

berkarbon, in der Trias, im Jura und ganz untergeordnet im Tertiär.

Die Tabelle 19 zeigt die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven und die Förderung 2004, aufgeteilt nach Fördergebieten und Bundesländern. Diese auf den Energieinhalt von 9,7692 kWh/$m^3(V_n)$ normierten Reserven beliefen sich am 1. Januar 2005 auf 257 Mrd. $m^3(V_n)$ und lagen damit um 22 Mrd. $m^3(V_n)$ oder 7,9 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.

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

Weitere Kohlenwasserstoff-Ressourcen werden in der deutschen Nordsee vermutet. Dies muss aber noch durch Explorationsbohrungen bestätigt werden.

6 Untertage-Erdgasspeicherung

6.1 Grundzüge der Untertage-Erdgasspeicherung

Deutschland ist ein Energie-Importland. Da zurzeit etwa 80 Prozent des Erdgasaufkommens importiert werden, müssen leistungsfähige Untertage-Erdgasspeicher zur Sicherstellung der Erdgasversorgung bereitstehen. Neben ihrer technischen Aufgabe als Puffer zwischen Erdgasversorger und Erdgasverbraucher kommt ihnen zunehmend auch eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung zu. Etwa 20 Prozent der Erdgasversorgung stammen aus heimischen Erdgaslagerstätten (s. Kap. 4).

Da die Erdgasfelder in ihren Aufbereitungsanlagen nur Gasmengen innerhalb der Anlagenkapazität durchsetzen können, ist eine Veränderung der Förderraten nur in begrenztem Umfang nach oben oder unten möglich. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich festgeschrieben und ebenfalls nicht ohne weiteres veränderbar. Die am schlechtesten kalkulierbare Größe bei einer Erdgasversorgung stellen jahreszeitliche (temperaturabhängige) sowie tageszeitliche Verbrauchsschwankungen dar. Erdgasspeicher „puffern“ sowohl Sommer- als auch Winterbedarf und sie gleichen die tageszeitliche Verbrauchsspitzen, die neben dem Verbrauch in Haushalten und Kleinverbrauchern gleichzeitig durch Großverbraucher (Industrie) beeinflusst werden, aus. Im Netzgebiet von Hannover kann dabei z.B. der Winterverbrauch an Erdgas 15-mal so hoch sein wie im Sommer.

Bei den Typen der Gasspeicherung unterscheidet man in Poren- und Kavernenspeicher. Vom Grundsatz her werden Erdgasspeicher in warmen Monaten (bei niedrigem Gasbedarf) befüllt und bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf entleert. Einige Porenspeicher dienen der saisonalen Grundlastabdeckung in Kombination mit Kavernenspeichern, wobei letztere besonders für Spitzenlastabdeckungen geeignet sind. Dies hängt damit zusammen, dass Porenspeicher durch die natürlichen Fließwege im Speichergestein langsamer auf Veränderungen der Förderraten reagieren können als Kavernenspeicher. Daneben lassen sich die Erdgasspeicher abweichend von der o.g. traditionellen Fahrweise auch unter spekulativen Aspekten oder zur Bezugsoptimierung betreiben. D.h. auch in Winterperioden oder im Sommer kann eine temporäre Einspeisung bzw. Entnahme von Gas erfolgen. Diese Fahrweise wird international z.B. für Speicher in den Vereinigten Staaten von Amerika berichtet, d.h. hier sind auch mehrfache Umschläge des Arbeitsgasvolumens möglich.

Tab. 20: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch (DIW 2005).

Energieträger	Anteile in %	
	2003	**2004**
Mineralöl	36,4	36,6
Erdgas	22,5	22,4
Steinkohle	13,7	13,5
Braunkohle	11,3	11,4
Kernenergie	12,5	12,6
Wasser- und Windkraft	0,9	1,2
Sonstige	2,5	2,5

Tab. 21: Struktur des Erdgasaufkommens nach Herkunftsland (DIW 2005).

Bezugsland	Anteil in %	
	2003	**2004**
Deutschland	18	16
Niederlande	17	19
Norwegen	26	24
Russland	32	35
Dänemark/Großbritannien	7	6

Das Gesamtvolumen der Speicher ist die Summe aus Arbeitsgas- und Kissengasvolumen. Das Arbeitsgasvolumen ist das im Jahresverlauf bewegte Gasvolumen (Umschlagsmenge). Das Kissengas stellt das energetische Polster eines Speichers dar. Ein hoher Kissengasanteil sichert über einen möglichst langen Zeitraum eine konstant hohe Entnahmerate (Plateau-Rate). Je höher der Anteil des Arbeitsgasvolumens am nationalen Erdgasaufkommen ist und je schneller es ein- und ausgespeichert werden kann, umso leistungsfähiger ist eine nationale Erdgas- und Energieversorgung.

6.2 Erdgas als Primärenergieträger, Aufkommen und Verbrauch

Wie das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin in seiner jährlichen Energiebilanz veröffentlichte, hat sich der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland kaum verändert und stieg gegenüber dem Vorjahr nur um 0,3 Prozent (DIW 2005).

Die Anteile der Energieträger am PEV sind in Tabelle 20 dargestellt. Erdgas liegt nach wie vor auf Platz zwei der Rangfolge. Sein Anteil am PEV hat sich kaum verändert.

Das Erdgasaufkommen in Deutschland (Summe aus Importen und heimischer Förderung) betrug im Jahr 2004 etwa 19 Mrd. $m^3(V_n)$ an inländischer Produktion[1] aus 80 Erdgaslagerstätten und etwa 100 Mrd. $m^3(V_n)$ (DIW 2005) Importmenge aus den in Tabelle 21 aufgeführten Nationen. Der tatsächliche Gasverbrauch betrug etwa 102 Mrd. $m^3(V_n)$ und lag damit auf Vorjahresniveau. Die Tabelle 22 zeigt Förderung, Import, Aufkommen und Verbrauch von Erdgas in Deutschland.

6.3 Lage und Kenndaten der Speicher im Jahr 2004 (Stichtag: 31.12.2004)

Anlage 14 zeigt die geografische Lage der Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland. Ergänzend dargestellt sind die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe. Bei den Porenspeichern dominieren ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland. Als Speicherhorizonte dienen vorwiegend poröse

[1] alle Volumenangaben beziehen sich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o mit 9,77 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 kWh/$m^3(V_n)$ gebräuchlich, der sich auf die durchschnittliche Qualität von Nordseegas bezieht. Bei der Angabe von Wärmeinhalten für Erdgase wird gelegentlich auch der untere Heizwert H_u als Bezugsgröße verwendet.

Tab. 22: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch (DIW 2005).

	Einheit	Jahr		Veränderung
		2003	**2004**	**%**
Inländische Erdgasförderung	Mrd. kWh	206	191	-7,2
Einfuhr	Mrd. kWh	909	975	7,2
Erdgasaufkommen	Mrd. kWh	1115	1166	4,6
Ausfuhr	Mrd. kWh	133	146	10,0
Speichersaldo	Mrd. kWh	10	-24	-
Verbrauch	Mrd. kWh	992	996	0,3
Primärenergieverbrauch von Erdgas	Mill. t. SKE	110	110	0,3
Inländische Erdgasförderung[1]	*Mrd. $m^3(V_n)$*	20,9	19,3	-7,7
Erdgasaufkommen[1]	*Mrd. $m^3(V_n)$*	114,0	119,3	4,6
Verbrauch[1]	*Mrd. $m^3(V_n)$*	101,6	102	0,4

[1] 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 kWh/$m^3(V_n)$ entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und –verbrauch.

Sandsteinformationen. Aquiferspeicher spielen bei der Gesamtbilanz eine untergeordnete Rolle, haben aber an Standorten mit fehlenden Erdöl-Erdgaslagerstätten bzw. Salzstrukturen für Kavernen eine große Bedeutung.

Die Lage der durch einen bergmännischen „Solprozess“ hergestellten Kavernenspeicher ist auf das Vorkommen von mächtigen Salinaren des Zechsteins in Form von Salzstöcken in Norddeutschland beschränkt; die südlichste Verbreitung liegt etwa im Raum von Fulda.

In den Tabellen 25 und 26 sind die aktuellen Kenndaten aller Erdgasspeicher in Deutschland aufgeführt, die in Betrieb oder in Planung und Bau sind. Seit dem letzten Jahr werden die Firmendaten durch das Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld (LBA) als zentrale Erfassungsstelle u.a. an das NLfB gemeldet und in der hier vorliegenden Form ausgewertet.

Der Tabellenwert für 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 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 alle Eigentümer oder Konsortialpartner genannt.

In Tabelle 23 sind die Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung zusammengefasst. Im Jahr 2004 waren danach 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Die Kavernenspeicher bestehen derzeit aus 149 Einzelkavernen. Das momentan technisch nutzbare (installierte) maximale Arbeitsgasvolumen beträgt 18,9 Mrd. $m^3(V_n)$. Das „Arbeitsgasvolumen in Betrieb nach Endausbau“ hat sich gegenüber 2003 von 19,6 Mrd. $m^3(V_n)$ um 0,6 Mrd. $m^3(V_n)$ auf 20,2 Mrd. $m^3(V_n)$ erhöht. Etwa 3,4 Mrd. $m^3(V_n)$ mit Schwerpunkt auf den Kavernenspeichern sind auf der Grundlage bergrechtlicher Betriebspläne in Planung oder in

Tab. 23: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung (Stand 31.12.2004).

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. $m^3(V_n)$	12,6	6,3	18,9
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau" ①		13,1	7,1	20,2
Plateau-Entnahmerate	Mio. $m^3(V_n)/d$	201,7	263,3	465
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases *	Tage	62	24	41
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	20	43
Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" ②	Mrd. $m^3(V_n)$	0,2	3,2	3,4
Anzahl der Speicher "in Planung oder Bau"		2	13	15
Summe Arbeitsgas (①+②)	Mrd. $m^3(V_n)$	13,3	10,3	23,6

* rechnerischer Wert bezogen auf Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"

Bau. Wie in den Vorjahren sind etwa 2/3 des Arbeitsgases in Porenspeichern und 1/3 in Kavernenspeichern verfügbar.

Anlage 15 zeigt die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens seit Beginn der Speichernutzung im Jahr 1955. Durch die Ausweisung zweier Zahlenangaben für das Arbeitsgas wird ab dem Jahr 2003 die Kategorie „Arbeitsgas in Betrieb nach Endausbau" dargestellt. Die historische Entwicklung zeigt eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens seit den 1990er Jahren, da ab diesem Zeitraum einige Großprojekte begonnen und weitestgehend abgeschlossen wurden.

Sollten alle in den Tabellen angegebenen Projekte realisiert werden, wird in deutschen Speichern in den nächsten Jahren ein maximales Arbeitsgasvolumen von 23,6 Mrd. $m^3(V_n)$ verfügbar sein. Dieser Wert liegt 0,5 Mrd. $m^3(V_n)$ über dem Vorjahreswert.

Im Rahmen der Berichterstattung der Speicherkenndaten wurden von den Betreibern einige ergänzende Angaben übermittelt:

Porenspeicher:
Die Zahlenangaben für die Plateau-Raten der beiden im Verbund fahrenden Speicher in Bad Lauchstädt beziehen sich auf einen Gesamtdurchsatz von 1,167 Mio. m³/h, wobei der Porenspeicher 238 000 m³/h als Maximalrate darstellen kann, welche dann bei rückläufiger Ausspeicherrate über den Kavernenspeicher zeitweise auf die o.g. Gesamtrate kompensiert werden kann.

Nach einem Zwischenfall auf einem Sondenplatz im Gasspeicher Berlin im April 2004 (die Presse berichtete umfangreich) liefen dort zeitweise Reparaturarbeiten.

Im Speicher Bierwang wurde eine weitere Beobachtungsbohrung (BW B8) abgeteuft. Beim Gasspeicher Lehrte erfolgte ein Wechsel der Betriebsführung (bis 1.10.2004 Gaz de France). Die Erweiterung des Erdgasspeichers Wolfersberg wird ab 2005 mit dem Abteufen einer weiteren Speicherbohrung in die Realisierungsphase eintreten.

Kavernenspeicher
Die Kaverne K6 in Huntorf ging im Jahr 2004 in den Erstbefüllbetrieb. Ursprünglich war dort ein geometrisches Volumen von 750 000 m³ geplant. Es konnte aufgrund besonders günstiger Geologie und Form auf ein Volumen von 1,1 Mio. m³ gesteigert werden. Die Kaverne gehört damit zu den größten Gaskavernen Europas.

In Nüttermoor befinden sich die Kavernen K17 und K18 weiterhin, in Rüdersdorf die K101 seit Mai 2003 im Solprozess. In Reckrod wird die Kaverne K3 voraussichtlich bis Ende 2005 zu Ende gesolt sein und ab 2006 erstmalig mit Gas befüllt werden.

Die Arbeitsgasmengen für Empelde „in Betrieb“ und „nach Endausbau“ beziehen sich auf das Jahr 2012, wobei dann die Kaverne K1 geflutet, K2 nachgesolt und K4 neu gesolt worden sein sollen (Gesamtvolumen dann 284 Mio.m^3(V_n)).

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. Dort wurde die 2. Kaverne geflutet. Die zuvor geflutete Kaverne wurde repariert und steht zur Nachsolung bereit.

Über zwei weitere Kavernen-Speicherprojekte liegen dem NLfB Informationen vor, sind aber noch nicht in den Tabellen berücksichtigt, da bisher keine Betriebsdaten für die Berichterstattung vorliegen. Das Unternehmen ESSENT ENERGIE Gasspeicher GmbH soll von der Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH (SGW) auf der Kavernenanlage Epe vier Solekavernen für den zukünftigen Betrieb mit L-Gas übernommen 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.

Nach einer Mitteilung der Kali und Salz AG sowie Informationen beim NLfB ist im Zuge Rückbaus des Salzbergwerkes Niedersachsen-Riedel eine Flutung durch Süßwasser aus der Fuhse ab Ende 2006, wahrscheinlich erst ab 2007, geplant. Das für eine alternative Soleeinleitung (Kavernensolung) zur Verfügung stehende Flutungsvolumen beträgt nach Angaben der KplusS – Inaktive Werke des im Entwurf vorliegenden Stilllegungsbetriebsplan 25,3 Mio m^3. Bei einem Verhältnis von m^3 neu zu schaffendem Kavernenraum zu m^3 anfallender Sole von 1:7 bis 1:8 erscheinen damit rechnerisch 3 Mio. m^3 Kavernenraum möglich. Die Entnahmeraten aus der Fuhse sollen bei etwa 200 m^3/h liegen. Dies wären damit zumindest größenordnungsmäßig auch die Raten, mit denen für den Fall einer Anlage von Kavernen auf der Struktur Wathlingen selber gesolt werden könnte. Jedes Jahr der Süßwasser-Flutung verringert das für Sole zur Verfügung stehende Volumen um rd. 1,8 Mio. m^3. Ein großer Vorteil für die mögliche Anlage von Kavernen auf dem Salzstock Wathlingen ist der aus der langjährigen Bergbautätigkeit resultierende gute geologische Kenntnisstand sowie die Bereitschaft und das Eigeninteresse des Bergwerksbetreibers, diese Kenntnisse zur Verfügung zu stellen. Am Standort liegen in den Kommunen und in der Bevölkerung langjährige Erfahrungen mit dem Bergbau vor. Vorteilhaft ist außerdem eine „doppelte Nutzung“ des Fuhse-Wassers.

6.4 Die deutsche Erdgasspeicherung im weltweiten Vergleich

Die Zahlen der Internationalen Gas Union (IGU 2003) wurden auch für das Jahr 2004 fortgeschrieben und um aktuelle Werte für Deutschland ergänzt (Tab. 24). Gegenwärtig sind weltweit etwa 640 Erdgasspeicher in Betrieb, davon etwa ein Viertel in Europa und zwei Drittel in den USA. Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die viertgrößte Speichernation (Arbeitsgasvolumen). Etwa 75 Prozent der Speicher sind ehemalige Erdöl- und Erdgasfelder und etwa 15 Prozent Aquiferspeicher. Die Porenspeicher stellen damit etwa 90 Prozent der Speicher, nur 10 Prozent sind Kavernenspeicher. Die IGU plant eine Fortsetzung der weltweiten Datenerhebung und erarbeitet derzeit in einer Arbeitsgruppe ein Glossar über gebräuchliche Definitionen, um Begrifflichkeiten im Hinblick auf einen internationalen Vergleich der Kapazität und Leistung von Speichern transparent zu gestalten. Nach Angaben der deutschen Delegation der IGU hat die American Gas Association eine Beteiligung für die Speicher in den USA angeboten. Ergänzend zu diesem Jahresbericht werden die nationalen Speicherdaten auf der Website des NLfB in einer interaktiven Karte dargestellt: www.nlfb.de/rohstoffe/anwendungsgebiete/BRD-UGS.

6.5 Ausblick, politisches Umfeld

Deutschland besitzt aus geologischer Sicht mit Schwerpunkt auf Norddeutschland günstige Bedingungen für die Einrichtung weiterer Speicher. Im Norden existiert ein hohes Speicherpotenzial sowohl in Erdöl-Erdgaslagerstätten und Salzstöcken als auch in begrenztem Umfang in Aquiferen. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in gewissem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt daher nicht von geologischen Faktoren sondern von der Entwicklung des Erdgasmarktes ab. Nach allen Prognosen soll der Anteil des Erdgases am Primärenergieverbrauch weiter ansteigen.

Nach der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts werden die Gasnetz- und Elektrizitätsbetreiber künftig einer staatlichen Aufsicht unterliegen. Die Aufsicht soll die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post in Bonn übernehmen. Dabei werden auch Gasspeicher und ihre Nutzung im Rahmen des Netzzuganges eine Rolle spielen. Welche Speicherdaten dabei durch die Regulierungsbehörde von den Firmen erhoben werden sollen, bleibt abzuwarten. Durch das existierende und das geplante zusätzliche Speicherpotenzial, eine Diversifizierung des Erdgasbezuges (einschließlich der heimischen Produktion) sowie durch die günstigen geologischen Randbedingungen für die Planung neuer Speicher existiert unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge in Deutschland derzeit für Erdgas eine hohe Versorgungssicherheit.

In den letzten Jahren sind verstärkt neue Themen wie die tiefe Geothermie zur Wärme- und Stromgewinnung sowie Überlegungen zur Speicherung von CO_2 zum Klimaschutz für die Nutzung des tieferen Untergrundes hinzugekommen. Bei beiden Themen werden die technologischen Erfahrungen der E&P- und der Gasspeicher-Firmen genutzt. Einen wichti-

Tab. 24: Erdgasspeicher in der Welt (IGU 2003).

Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicher-betriebe	Nation	Arbeitsgas-volumen	Anzahl Speicher-betriebe
	Mill. m³			Mill. m³	
USA	110485	417	Spain	1990	2
Russia*	90045	23	Poland	1572	6
Ukraine*	34065	13	Romania	1470	5
Germany	18900	43	Japan	1143	6
Italy	17300	10	Azerbaijan*	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
			Summe	**338916**	**636**

Angaben für Deutschland per 31.12.2004 ergänzt.
* Staaten der GUS

gen neuen Aspekt stellen konkurrierende Interessen der Antragsteller und der Betreiber von tiefen Geothermie-Bohrungen und von Speicherbetrieben dar. Eine frühzeitige Begleitung der bergrechtlichen Antragsverfahren durch Genehmigungs- und Fachbehörden (Ministerien, Bergbehörden, Geologische Landesämter) stellt sicher, dass es zu keiner Kollision wirtschaftlicher Interessen oder der bergbaulichen Sicherheit bestehender Gasspeicher kommt, wenn die Betriebe in geografischer und geologischer Nachbarschaft liegen.

6.6 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas

Ergänzend zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Anlage 14 und Tabelle 27 die geografische Lage und die Kenndaten der im Jahr 2004 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas dargestellt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist derzeit mit rd. 97 Prozent von Mineralölimporten abhängig. Die Speicher dienen, neben oberirdischen Lagerbehältern, der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem Erdölbevorratungsgesetz sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe (ErdölBevG von 1998: Berechnung der Vorratspflicht für 90 Tage gemäß §3).

Nach dem Bericht des Erdölbevorratungsverbandes (EBV 2004), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die nationale Institution zur Krisenbevorratung darstellt, lag die Vorratsmenge im Geschäftsjahr 2003/2004 (Stichtag 1.4.2004) mit 23,2 Mio. t etwa 5 Prozent über der derzeitigen Vorratspflichtmenge von 22,1 Mio. t an Rohöl und Mineralölprodukten in den drei Erzeugnisklassen, Motorbenzine, Mitteldestillate und schwere Heizöle.

7 Literatur und nützliche Links

AMERICAN GAS ASSOCIATION (2004): Survey of Underground Storage of Natural Gas in the United States and Canada 2004. – Arlington.

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

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2005): Primärenergieverbrauch in Deutschland von hohen Energiepreissteigerungen und konjunktureller Belebung geprägt. - Wochenbericht 7/05; Berlin. www.diw.de

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

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2004): Geschäftsbericht 2003/2004. - Hamburg. 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.

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.

WIRTSCHAFTVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (WEG) (2005): Jahresbericht 2004. - Hannover. www.erdoel-erdgas.de.

Tab. 25: Erdgas-Porenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Speichertyp	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	1000 m^3/h
Allmenhausen	Gasversorgung Thüringen GmbH	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	Aquifer	750-1000	Buntsandstein	1 085	780	780	450
Bierwang	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1560	Tertiär (Chatt)	2 457	1 300	1 300	1 200
Breitbrunn/Eggstätt	RWE Dea AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	1900	Tertiär (Chatt)	2 075	1 080	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	1 665	2 025	840
Eschenfelden	E.ON Ruhrgas AG, N-ergie Aktiengesellschaft	Aquifer	600	Keuper, Muschelkalk	168	72	72	130
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	600	Jungtertiär II (A-Sand)	170	60	70	100
Fronhofen-Illmensee	GdF Produktion Exploration Deutschland GmbH (GdFPEG) für Gasversorgung Süddeutschland	ehem. Ölfeld	1750-1800	Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit)	143	38	70	75
Hähnlein	E.ON Ruhrgas AG	Aquifer	500	Tertiär (Pliozän)	160	80	80	100
Inzenham-West	RWE Dea AG für E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	680-880	Tertiär (Aquitan)	880	500	500	300
Kalle	RWE WWE Netzservice GmbH	Aquifer	2100	Buntsandstein	630	315	315	450
Kirchheilingen	Verbundnetz Gas AG	ehem. Gasfeld	900	Zechstein	250	190	190	125
Lehrte	Avacon, E.ON	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	2 400
Reitbrook	GdFPEG und MEEG für E.ON Hanse AG	ehem. Ölfeld	640-725	Oberkreide	521	350	350	350
Sandhausen	E.ON Ruhrgas AG für Gasversorgung Süd-deutschland	Aquifer	600	Tertiär	60	30	30	45
Schmidhausen	GdFPEG für Stadtwerke München	ehem. Gasfeld	1000	Tertiär (Aquitan)	300	150	150	150
Stockstadt	E.ON Ruhrgas AG	ehem. Gasfeld	500	Tertiär (Pliozän)	94	45	45	45
Stockstadt	E.ON 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
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	538	320	320	210
Summe					**23 358**	**12 606**	**13 137**	**8 403**
in Planung oder Bau								
Frankenthal	Saar-Ferngas AG	Aquifer	1000	Jungtertiär I (C-Sand)	130	35	35	-
Wolfersberg	RWE Dea AG für Bayerngas	ehem. Gasfeld	2930	Tertiär (Lithoth.-Kalk)	130	130	130	90
Summe					**260**	**165**	**165**	**-**

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2004

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

Tab. 26: Erdgas-Kavernenspeicher.

Ort	Gesellschaft	Anzahl Einzel-speicher	Teufe	Speicherformation	Gesamt-volumen*	max. nutzbares Arbeitsgas	Arbeitsgas nach Endausbau	Plateau-Entnahmerate
in Betrieb			m		Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	Mio. $m^3(V_n)$	1000 m^3/h
Bad Lauchstädt	Verbundnetz Gas AG	18	780-950	Zechstein 3	857	546	546	929
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	30	500-700	Zechstein 2	1 107	848	848	1 458
Bremen-Lesum	swb Netze GmbH & Co. KG	2	1050-1350	Zechstein	90	73	73	160
Bremen-Lesum	ExxonMobil Production Deutschland GmbH	2	1315-1780	Zechstein	269	204	204	360
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	171	300
Epe	E.ON Ruhrgas AG	32	1090-1420	Zechstein 1	2 109	1 661	1 976	2 450
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	7	1100-1420	Zechstein 1	373	291	291	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	650-1400	Zechstein	201	139	139	350
Kiel-Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	2	1250-1600	Rotliegend	100	60	60	100
Kraak	E.ON Hanse AG	2	900-1100	Zechstein	130	117	250	440
Krummhörn	E.ON Ruhrgas AG	3	1500-1800	Zechstein 2	73	51	320	100
Neuenhuntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	750-1000	Zechstein	33	17	17	100
Nüttermoor	EWE Aktiengesellschaft	16	950-1300	Zechstein	1 243	930	930	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	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH, RWE WWE Netzservice GmbH	4	400-1130	Zechstein	254	210	210	250
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	8	1000	Zechstein	220	190	190	280
Summe		**149**			**8 509**	**6 328**	**7 070**	**10 972**
in Planung oder Bau								
Bernburg	Verbundnetz Gas AG	7	500-700	Zechstein 2	406	308	308	-
Empelde	GHG-Gasspeicher Hannover GmbH	1	1300-1800	Zechstein 2	145	113	113	-
Epe	RWE WWE Netzservice GmbH, Thyssengas GmbH	3	1300	Zechstein 1	262	206	206	-
Huntorf	EWE Aktiengesellschaft	1	1000-1400	Zechstein	194	151	151	-
Jemgum/Holtgaste	Wintershall AG	10	1000-1300	Zechstein	1 000	700	700	-
Kiel/Rönne	Stadtwerke Kiel AG, E.ON Hanse AG	1	1250-1600	Rotliegend	90	54	54	-
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	-
Reckrod-Wölf	Wintershall AG	2	700-900	Zechstein 1	150	120	120	-
Rüdersdorf	EWE Aktiengesellschaft	4	900-1200	Zechstein	360	300	300	-
Staßfurt	Kavernenspeicher Staßfurt GmbH	4	850-1150	Zechstein	380	290	290	-
Xanten	RWE WWE Netzservice GmbH	5	1000	Zechstein	150	125	125	-
Summe		**51**			**4 463**	**3 174**	**3 174**	**-**

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2004

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

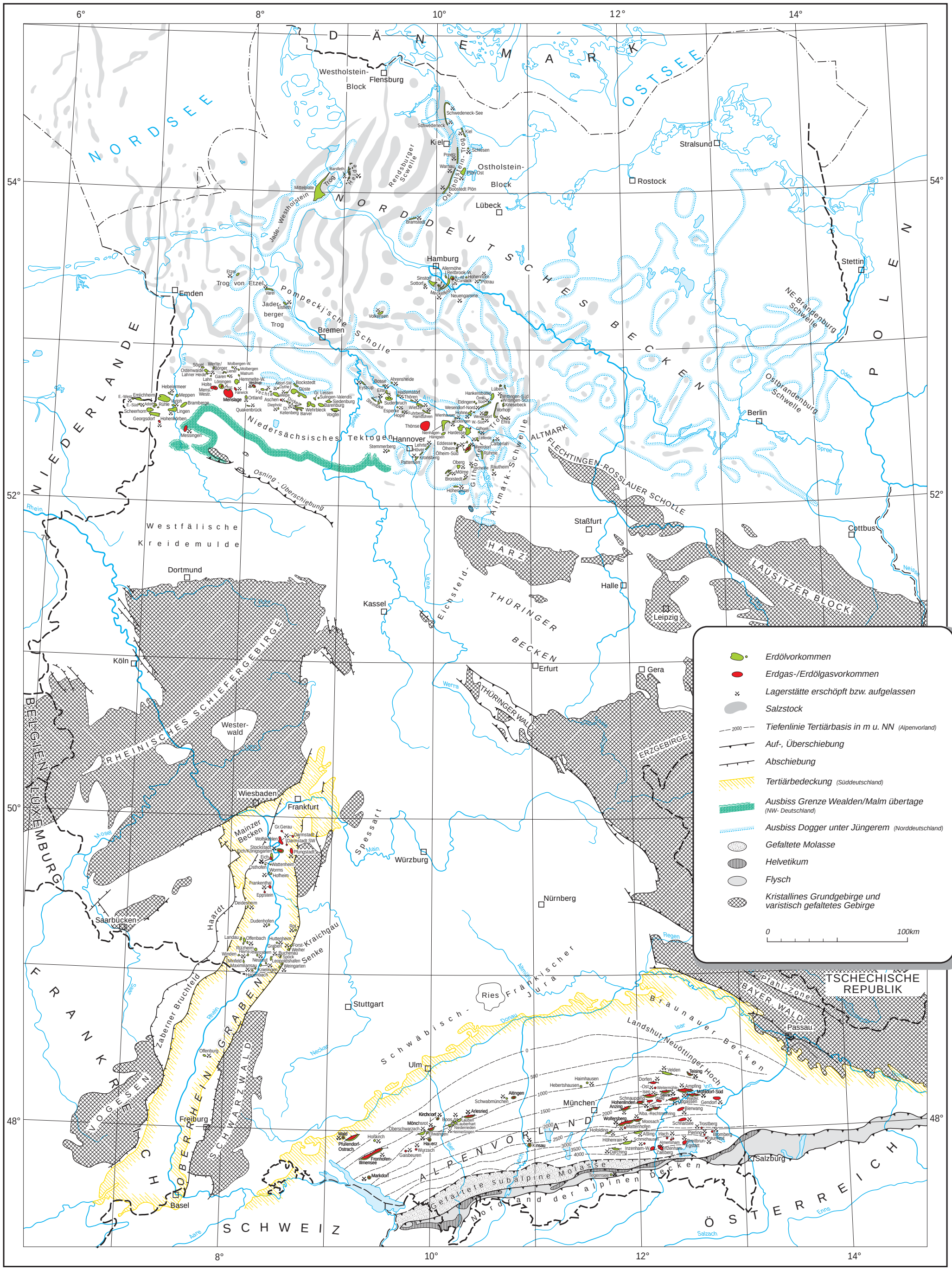
Tab. 27: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

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	5 3	Rohöl Benzin	in Betrieb in Betrieb
Bremen-Lesum	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-900	5	Leichtes Heizöl	in Betrieb
Epe	Deutsche BP AG	Salz-Kavernen	1000-1400	5	Rohöl, Mineralöl-produkte	in Betrieb
Etzel	IVG Logistik GmbH	Salzstock-Kavernen	800-1600	30	Rohöl, Mineralöl-produkte	in Betrieb
Heide	Nord-West Kavernen GmbH für Erdölbevorratungsverband	Salzstock-Kavernen	600-1000	9	Rohöl, Mineralöl-produkte	in Betrieb
Heide 101	RWE Dea AG	Salzstock-Kaverne	660-760	1	Butan	in Betrieb
Hülsen	Wintershall AG	stillgelegtes Bergwerk	550-600	(1)	Rohöl, Mineralöl-produkte	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, Mineralöl-produkte	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, Mineralöl-produkte	in Betrieb
Summe				**111**		

Quelle: Betreiberfirmen, Stand 31. Dez. 2004

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



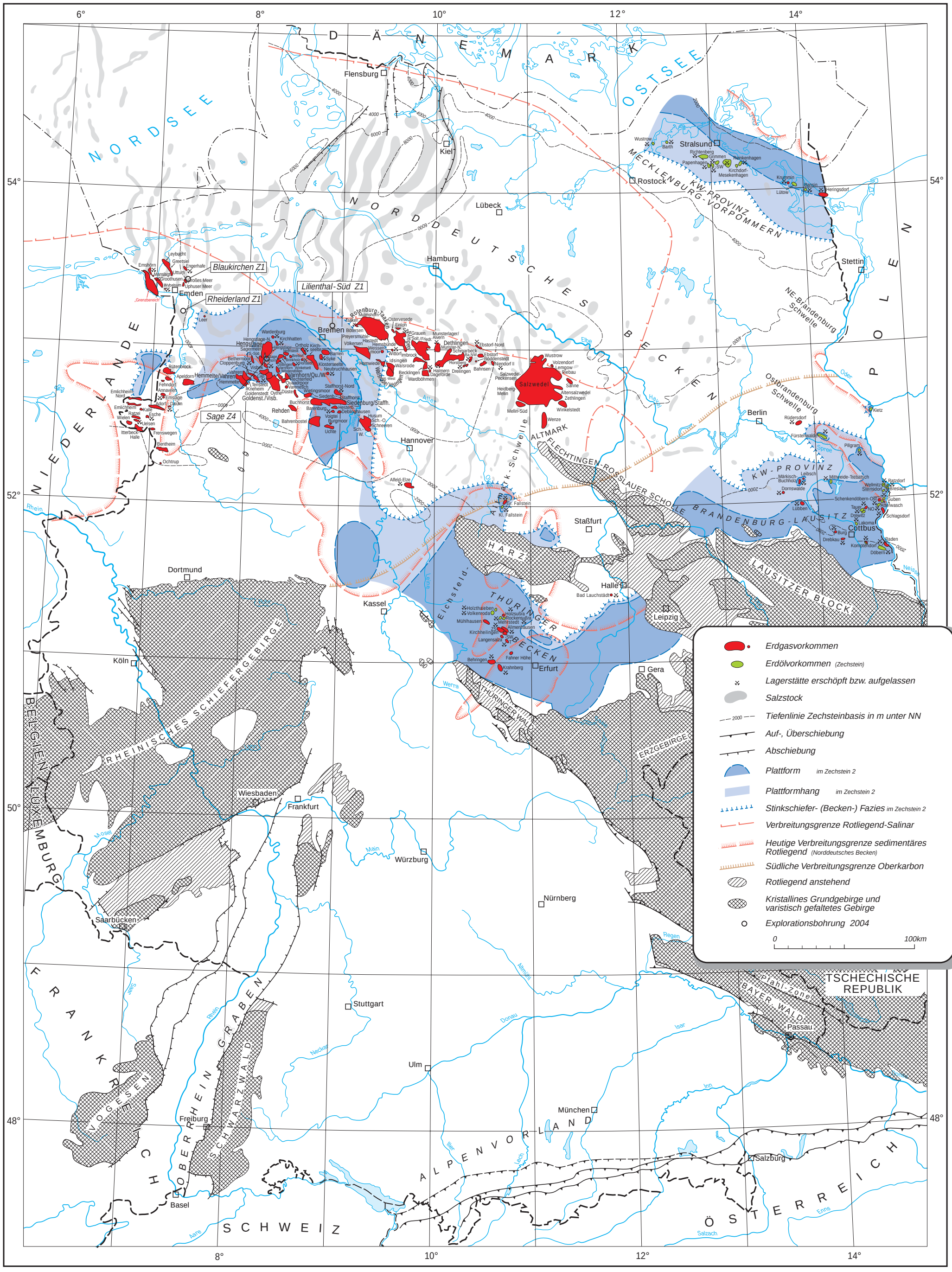
Anlage 1

NLfB Hannover - N1.3 Gez.: B. Herrmann *Anl_01 Jura-Kreide.FH9*

Stand: 31.12.2004

Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

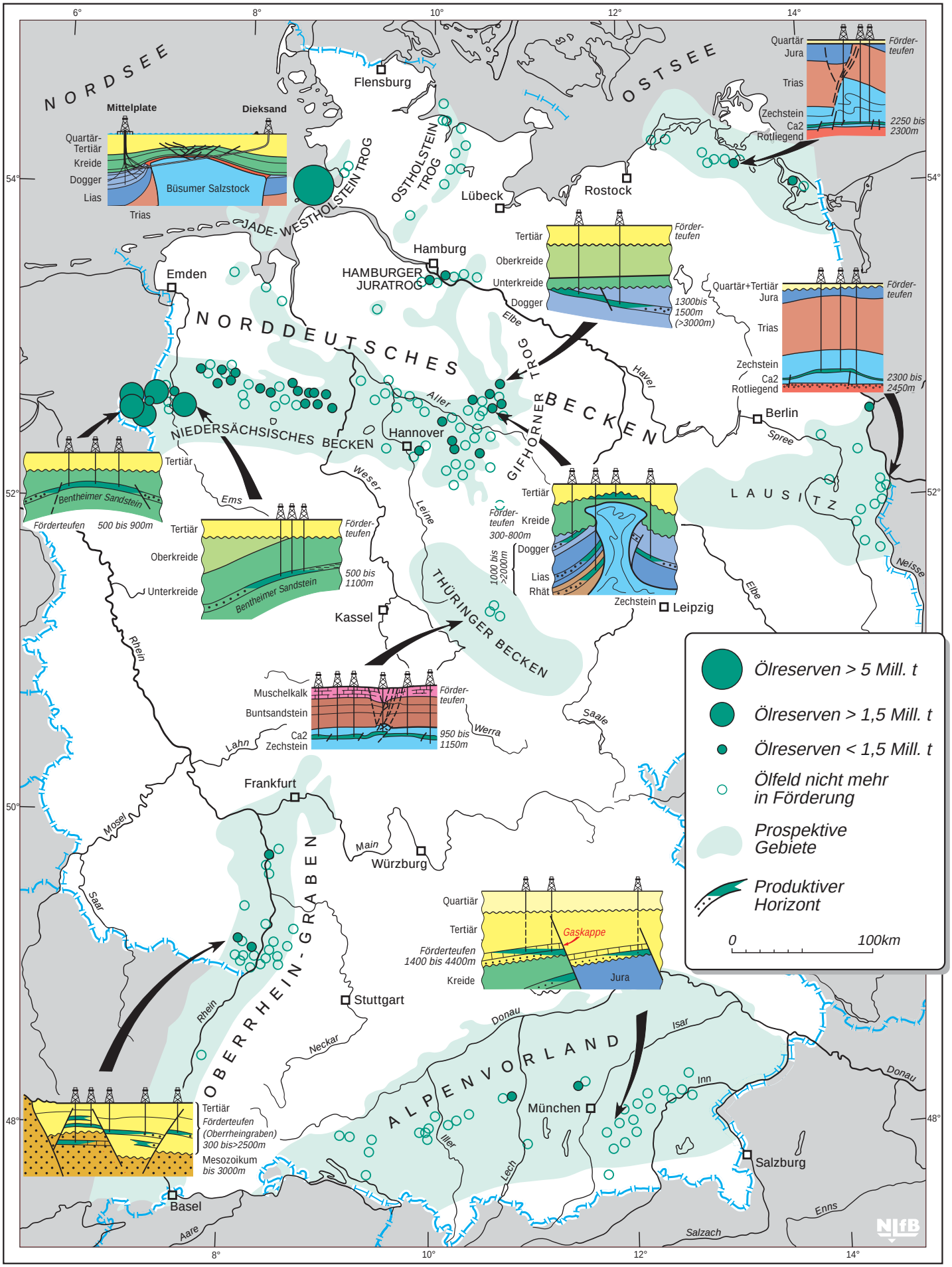
Paläozoikum und Buntsandstein



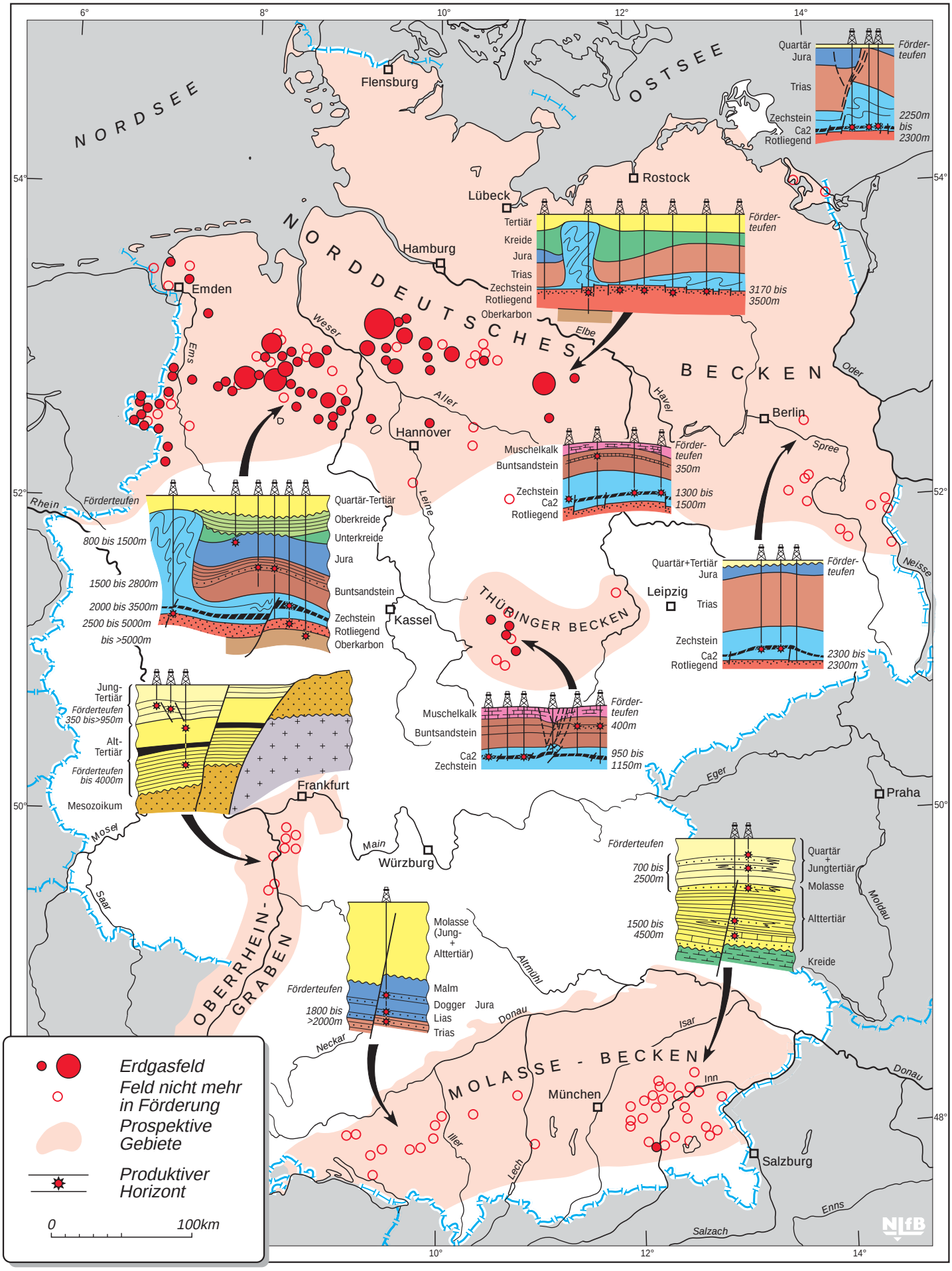
Anlage 2

NIfB Hannover - N1.3 Gez.: B. Herrmann *Anl_02 Buntsandstein.FH9*

Stand: 31.12.2004



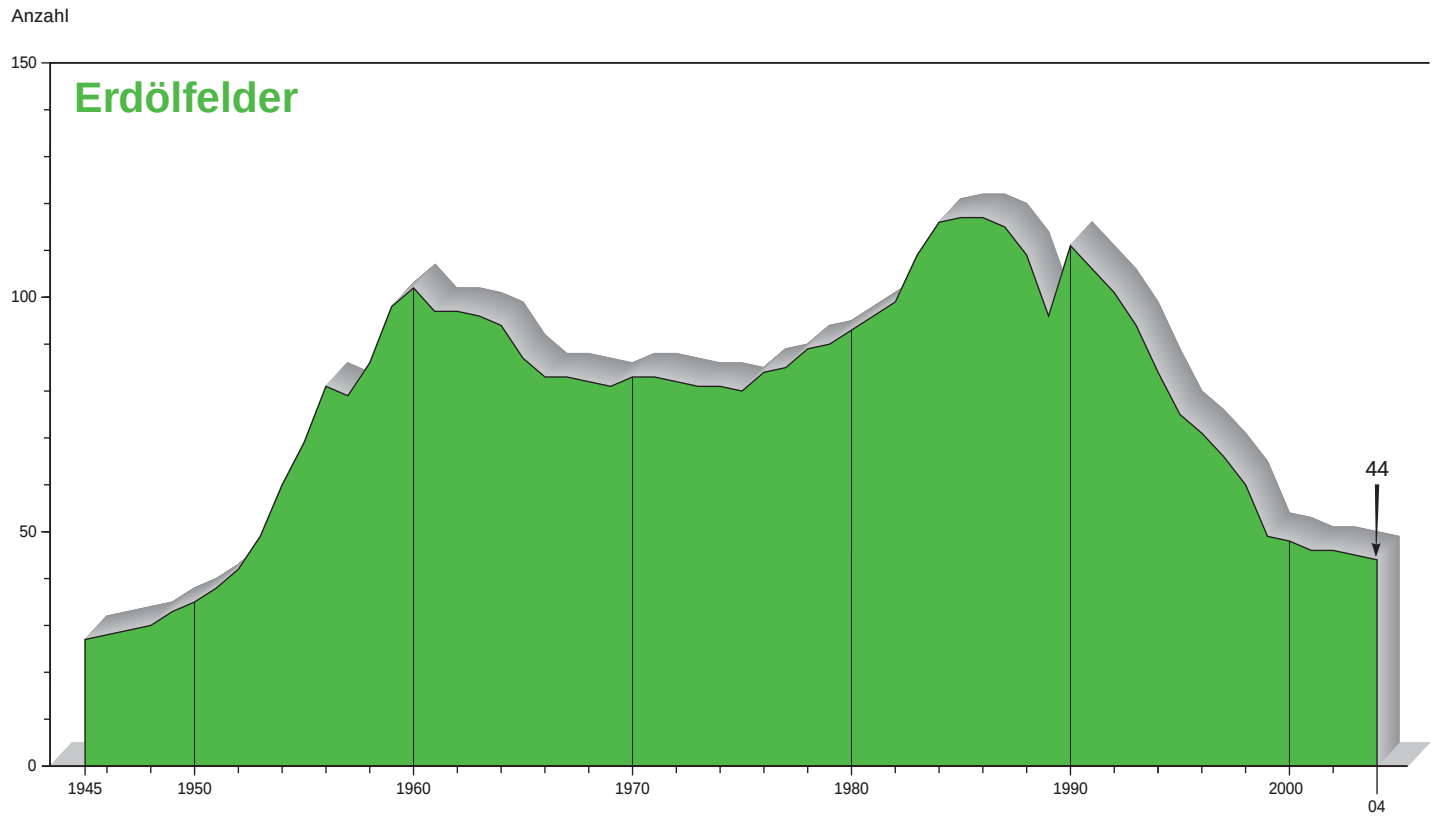
Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen.

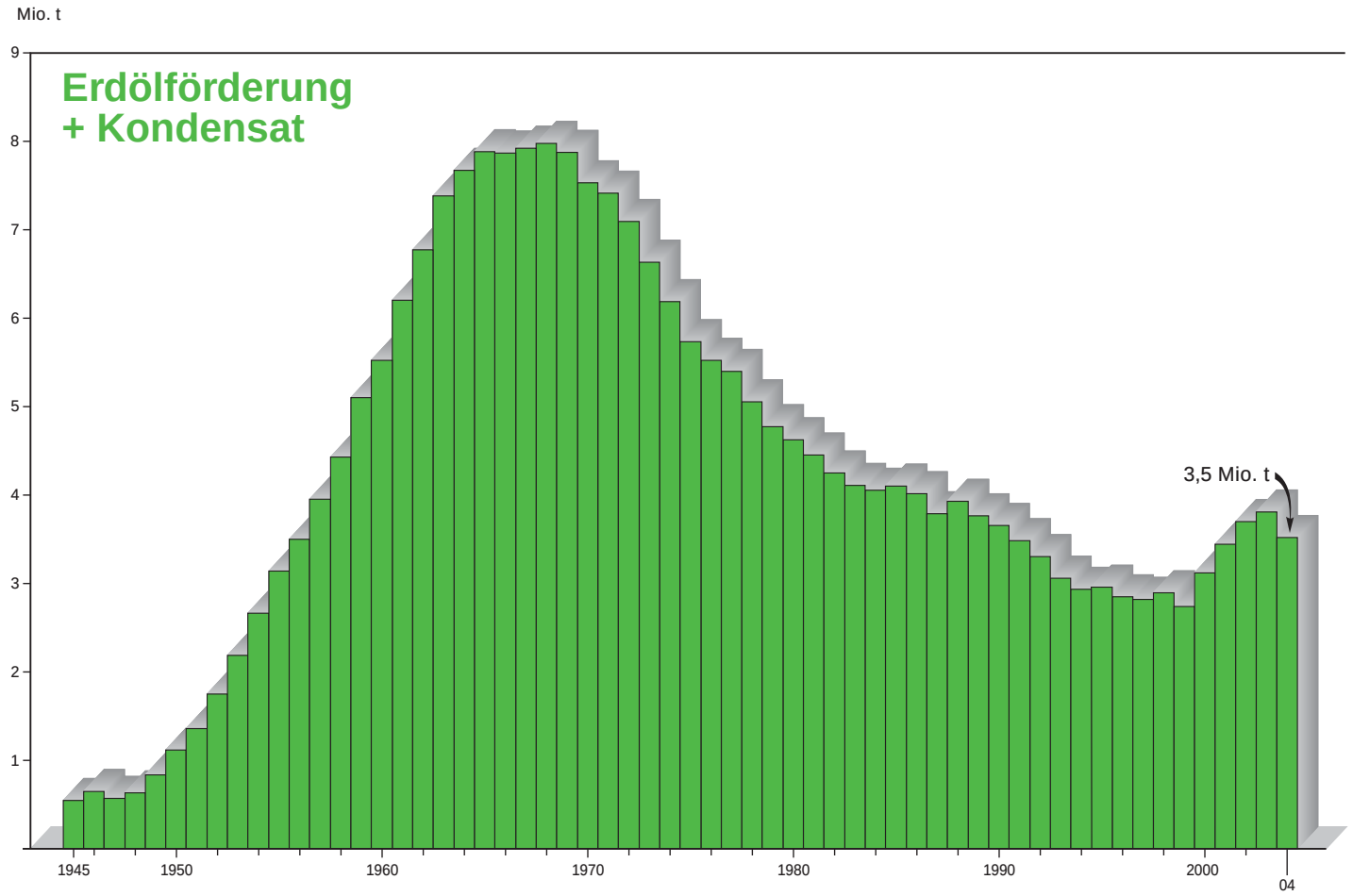


NIfB Hannover - N1.3 - *anl_03 Gebiete und Erdgasstrukturen.fh9*

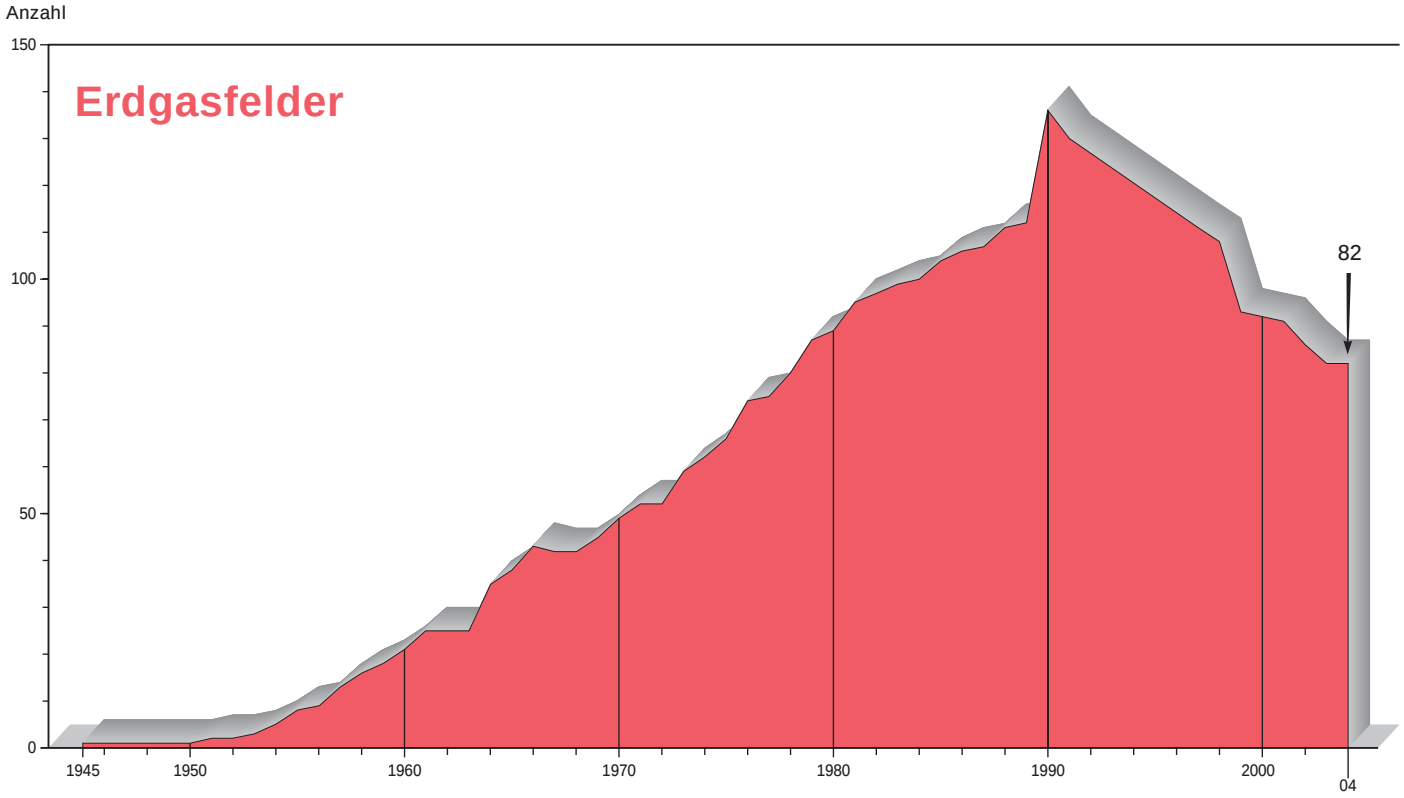
Stand: 31.12.2004

Prospektive Gebiete, Erdgasfelder und charakteristische Erdgasstrukturen.

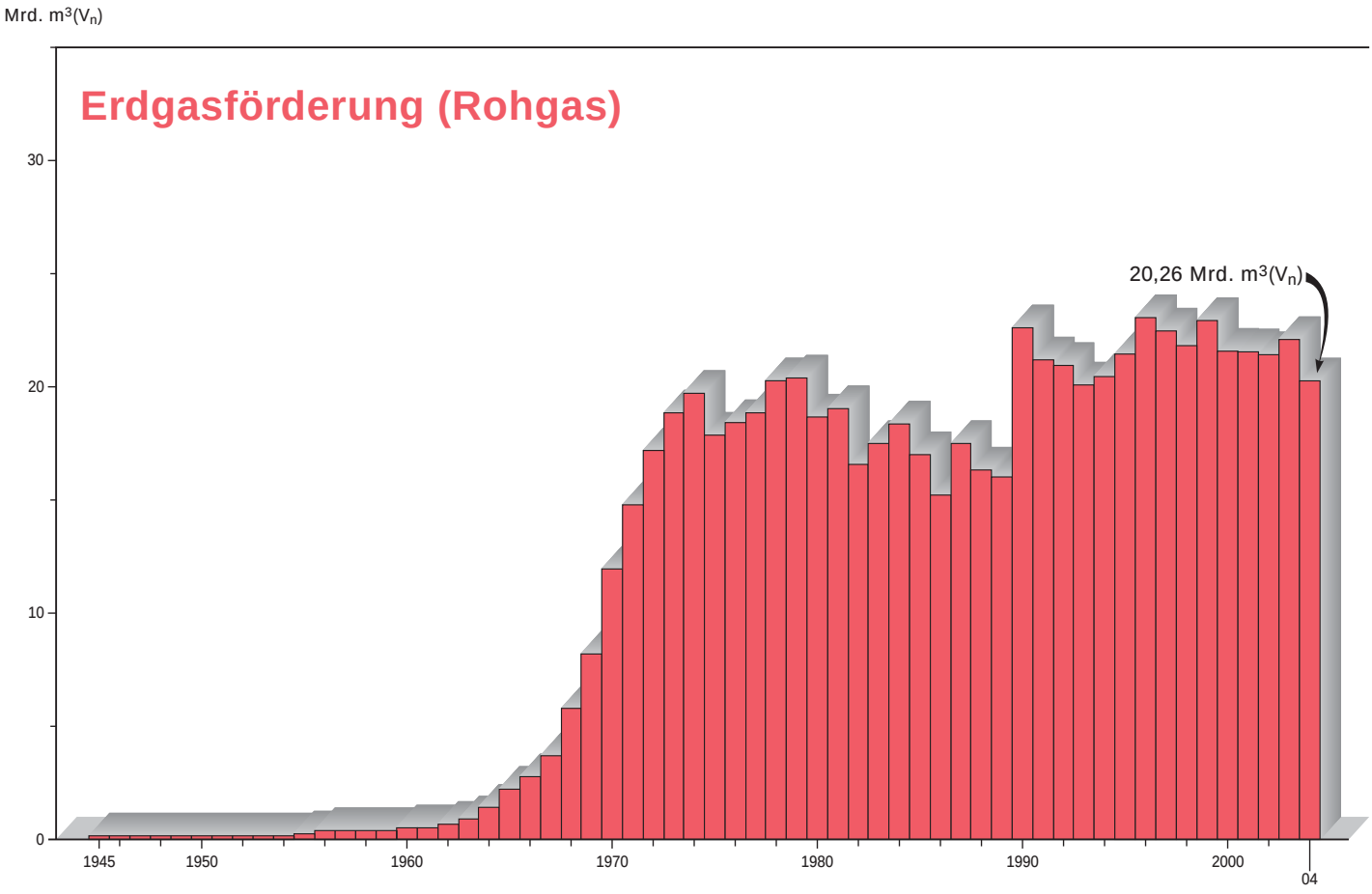




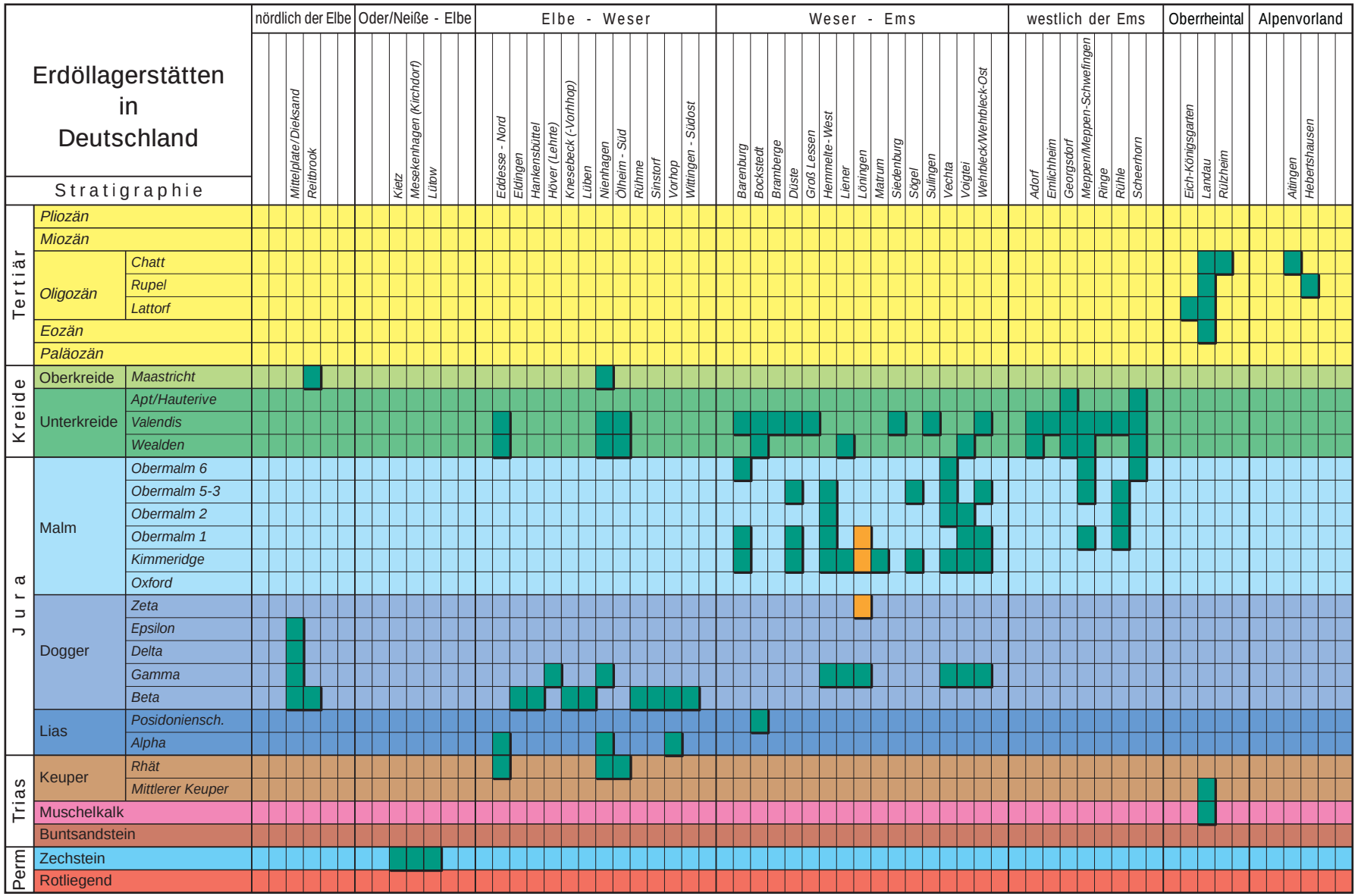
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2004.



1999 Neuzuordnung der Erdgasfelder



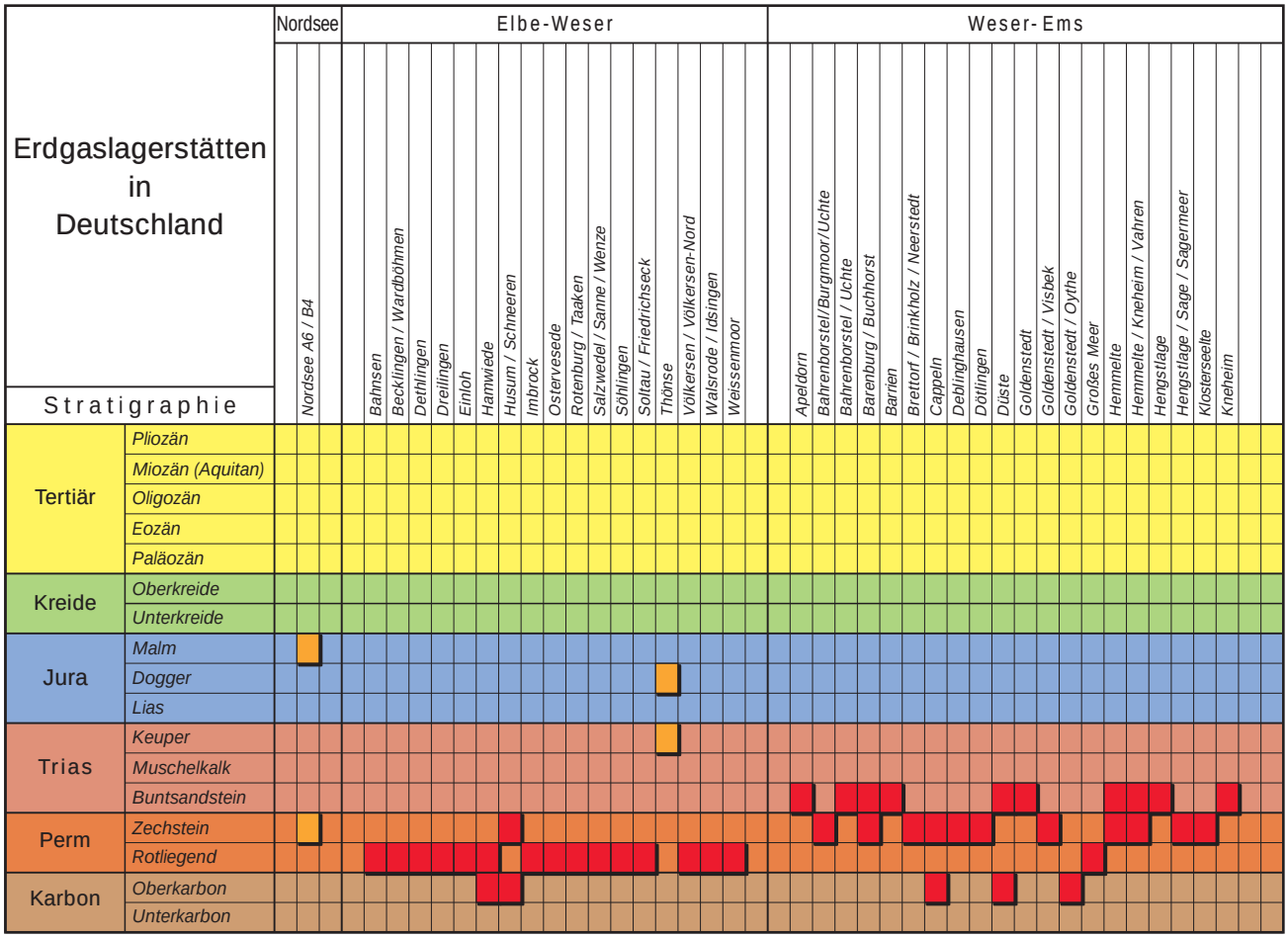
Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2004.

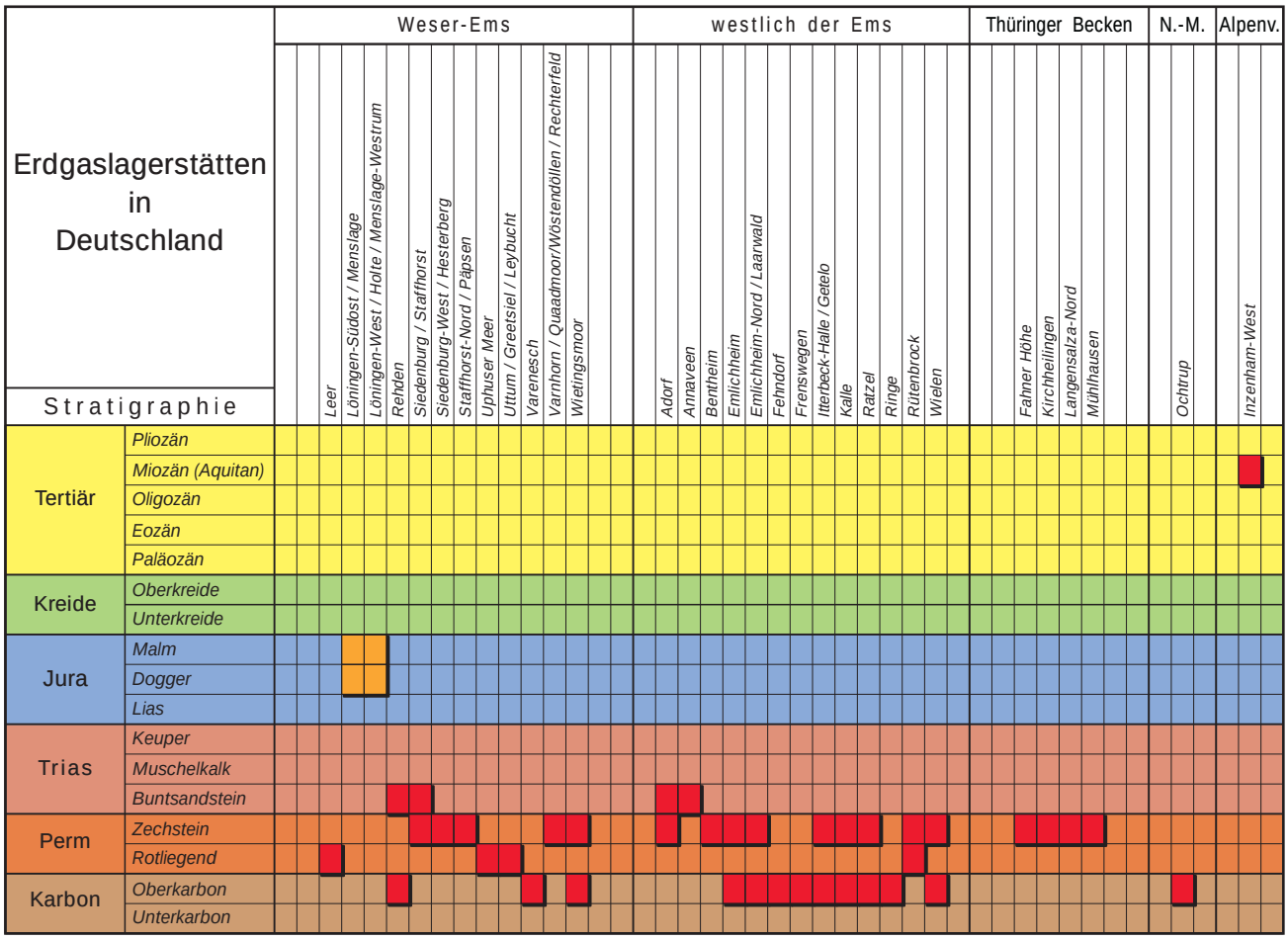


NLfB Hannover - N1.3 - Stand: 31.12.2004 *Anl_07 Stratigraphie Erdoel in Deutschland.FH9*

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdöllagerstätten in Deutschland.

Anlage 7

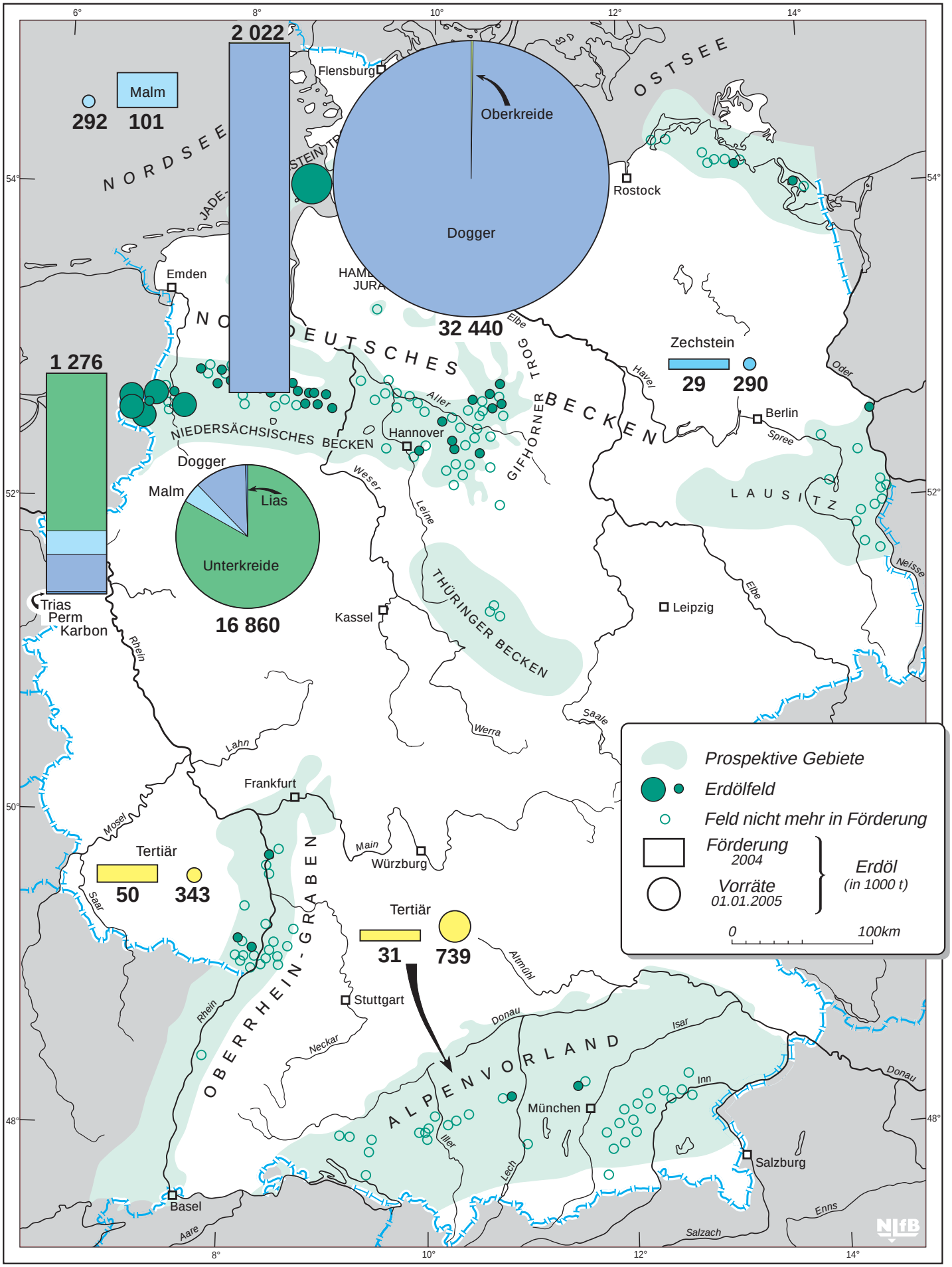




NLfB Hannover - N1.3 - Stand: 31.12.2004 *Anl_08 Stratigraphie Erdgas in Deutschland.FH9*

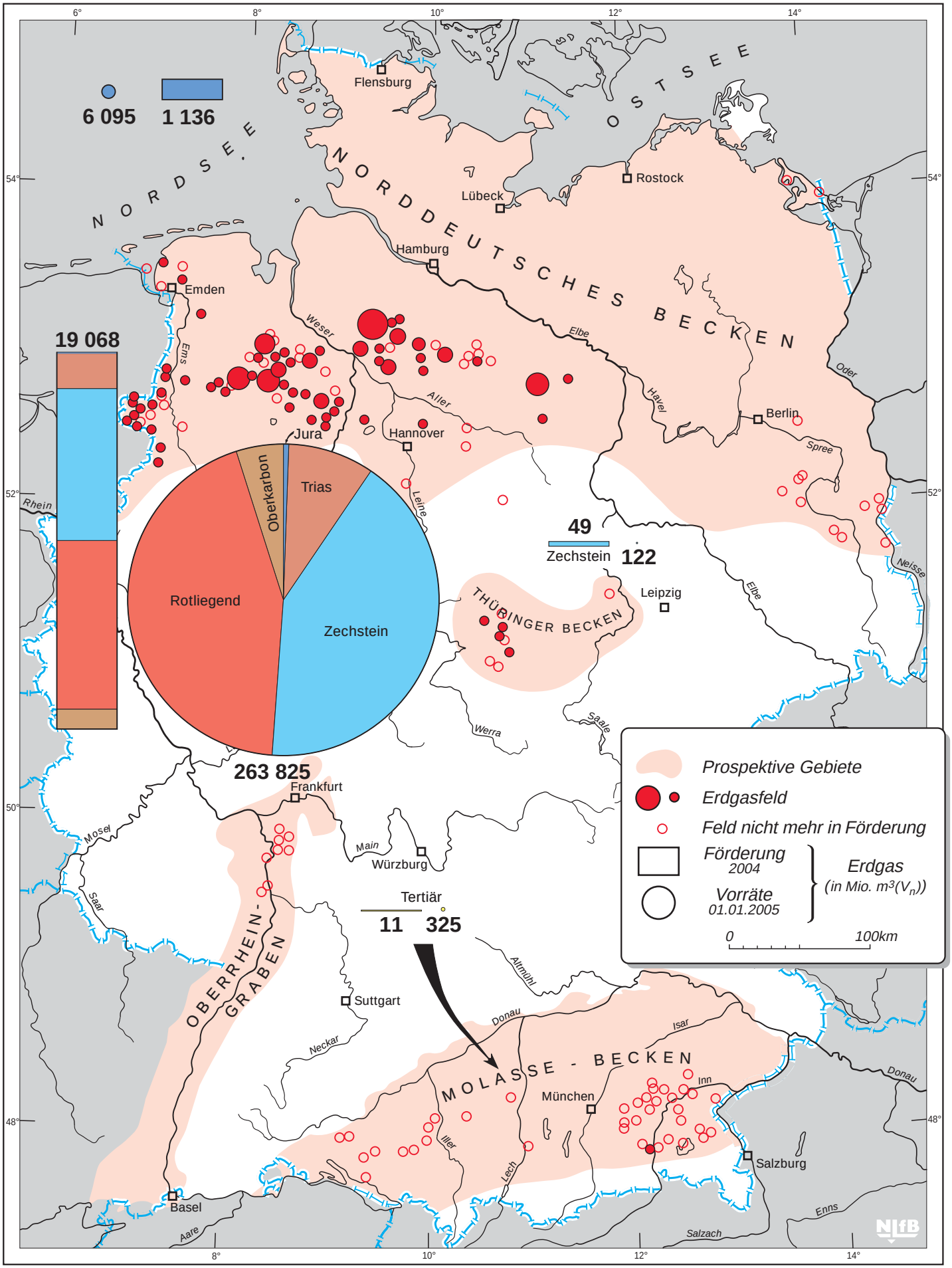
Erdgas *Erdgas mit hohem Kondensatanteil*

Stratigraphische Tabelle der produzierenden Erdgaslagerstätten in Deutschland.



NLfB Hannover - N1.3 - *Anl_09 Erdölförderung und Vorräte Gebiete nach Formationen.FH9*

Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

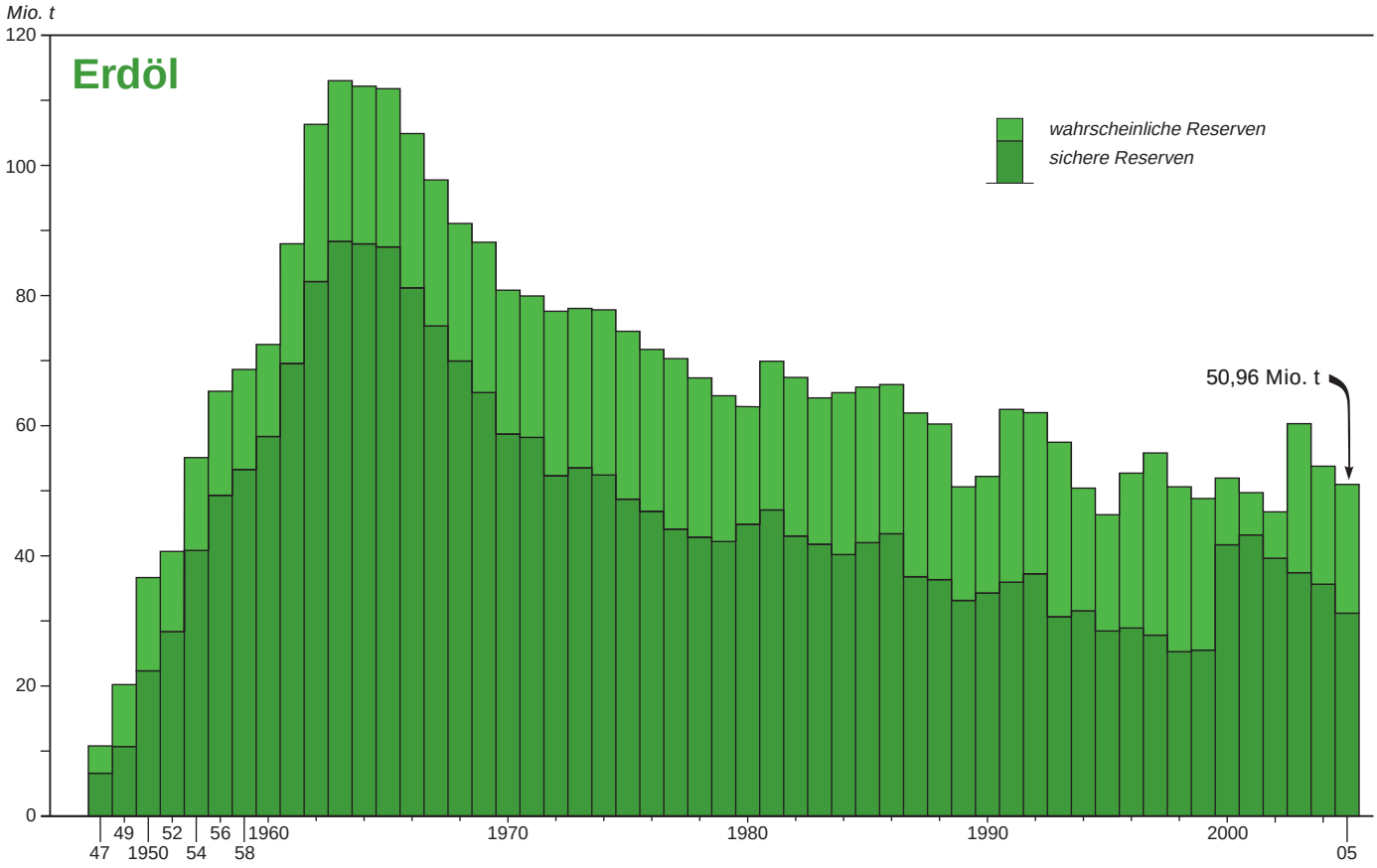


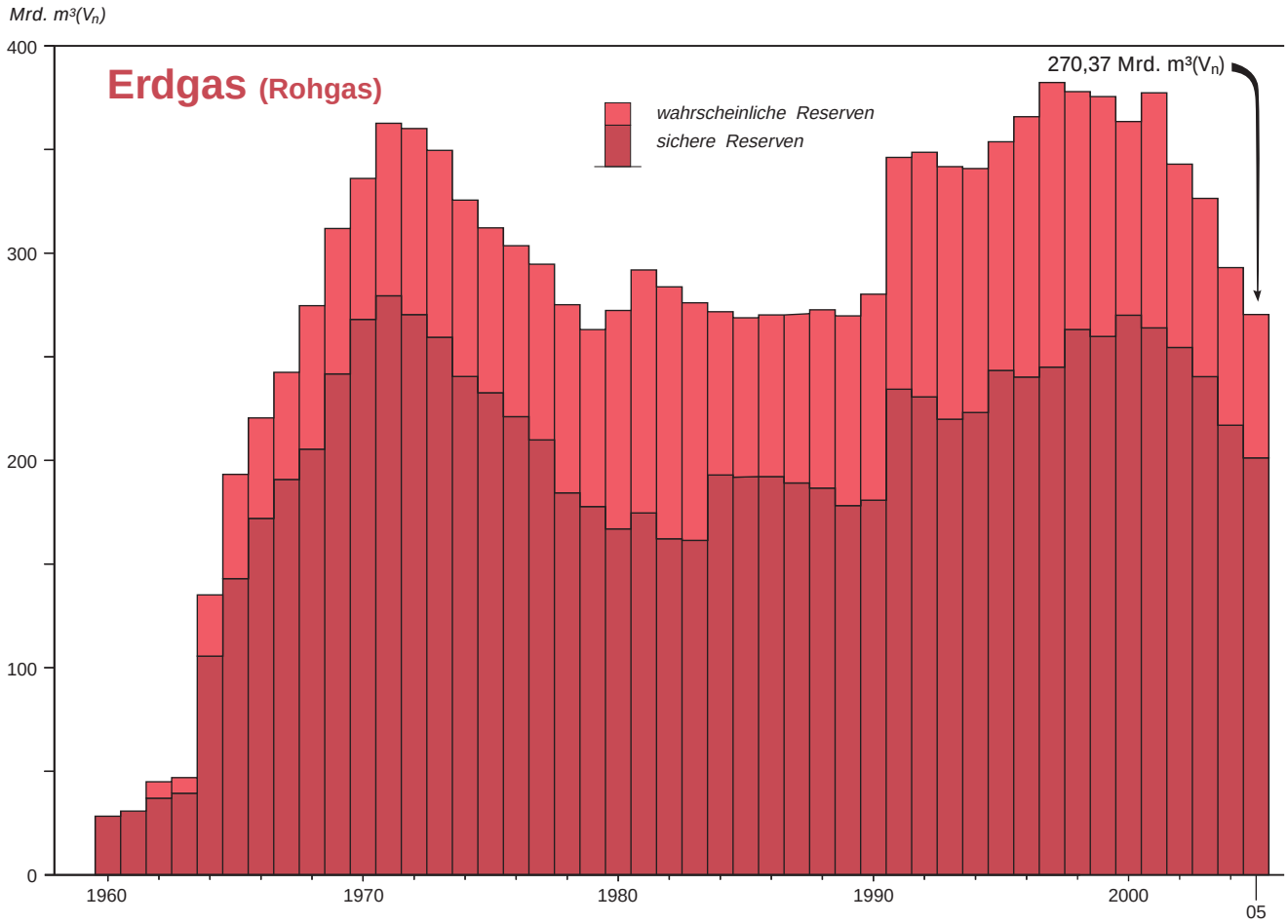
NIfB Hannover - N1.3 - *Anl_10 Erdgasförderung und Vorräte Gebiete nach Formationen.FH9*

Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

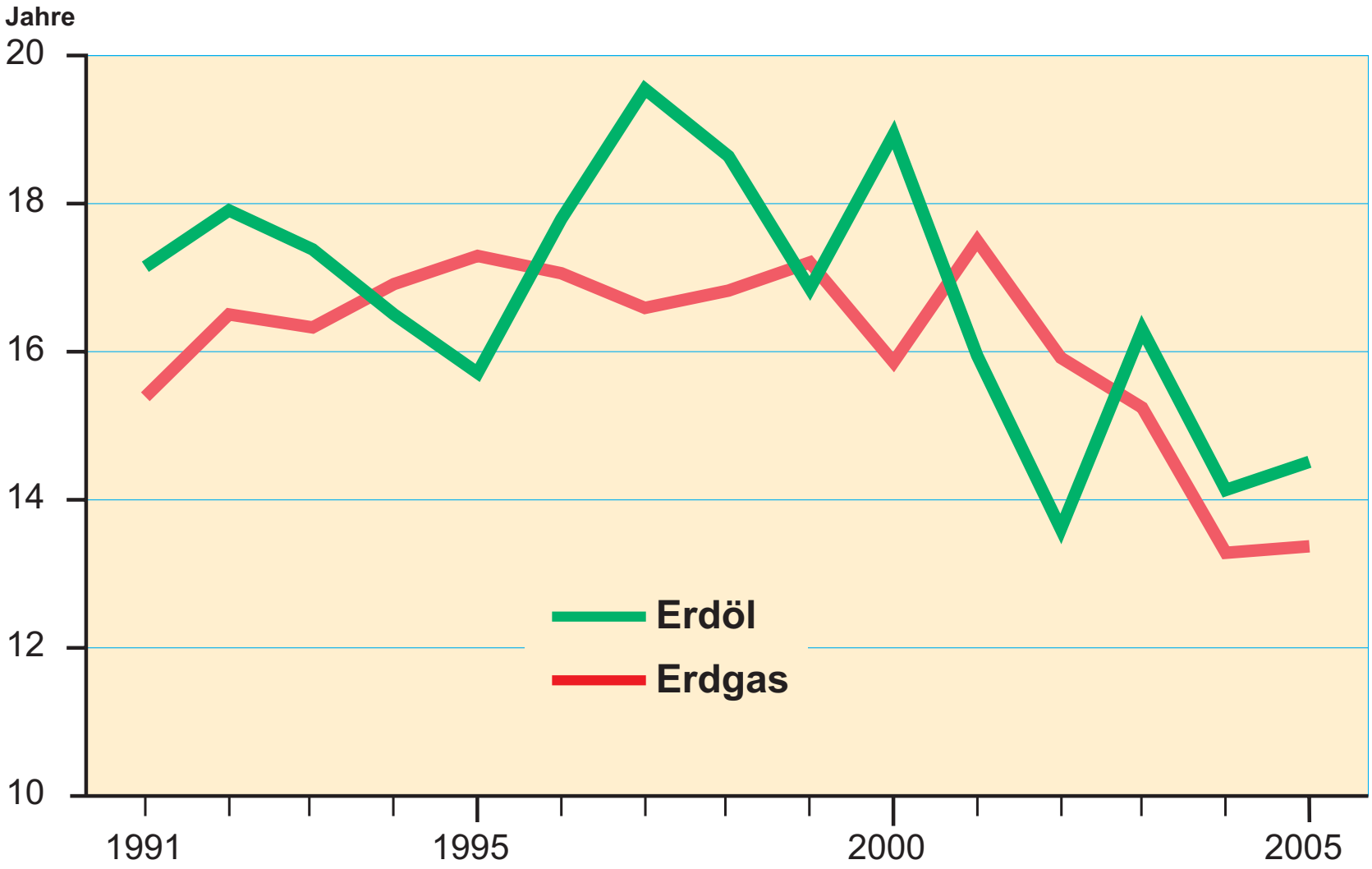
Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland

(Stand jeweils am 1. Januar)



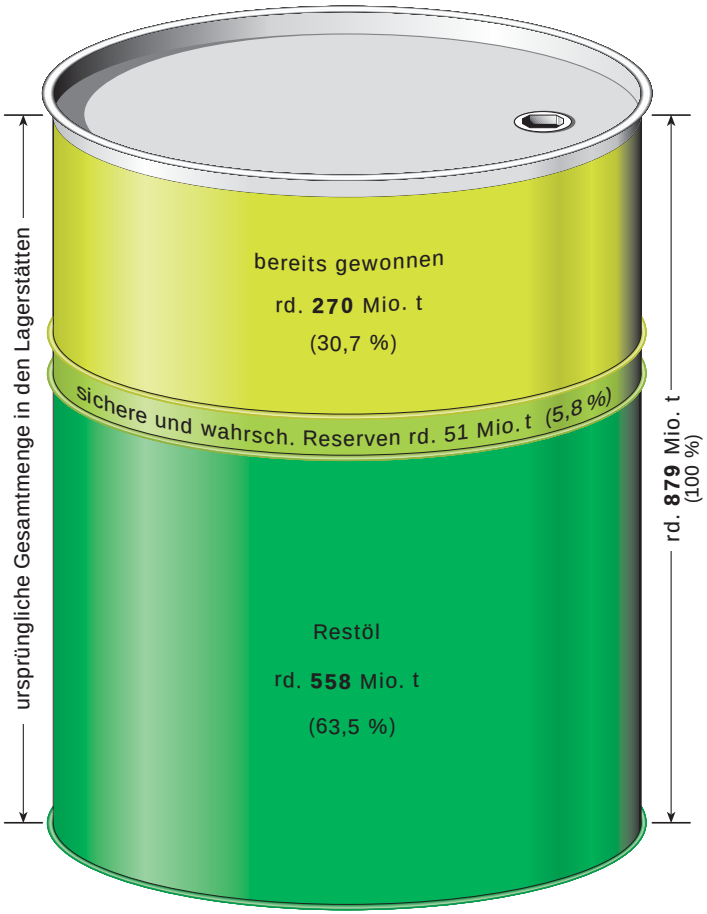


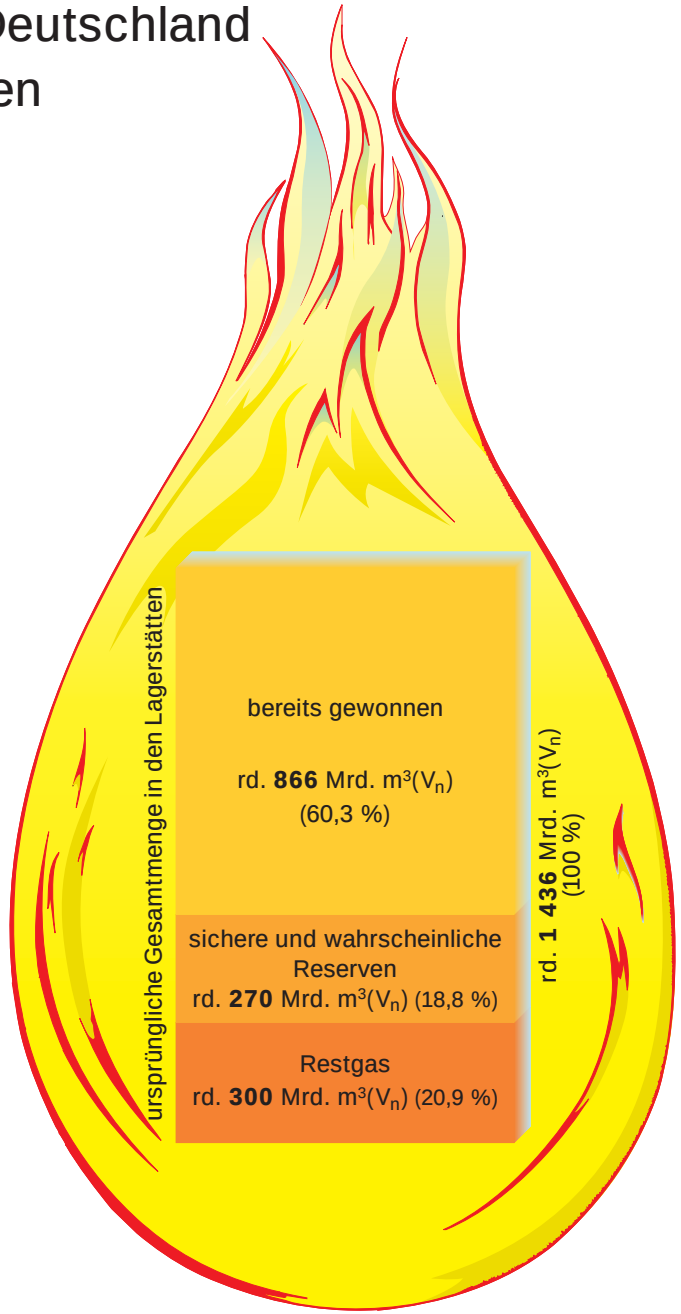
Statische Reichweiten der Reserven



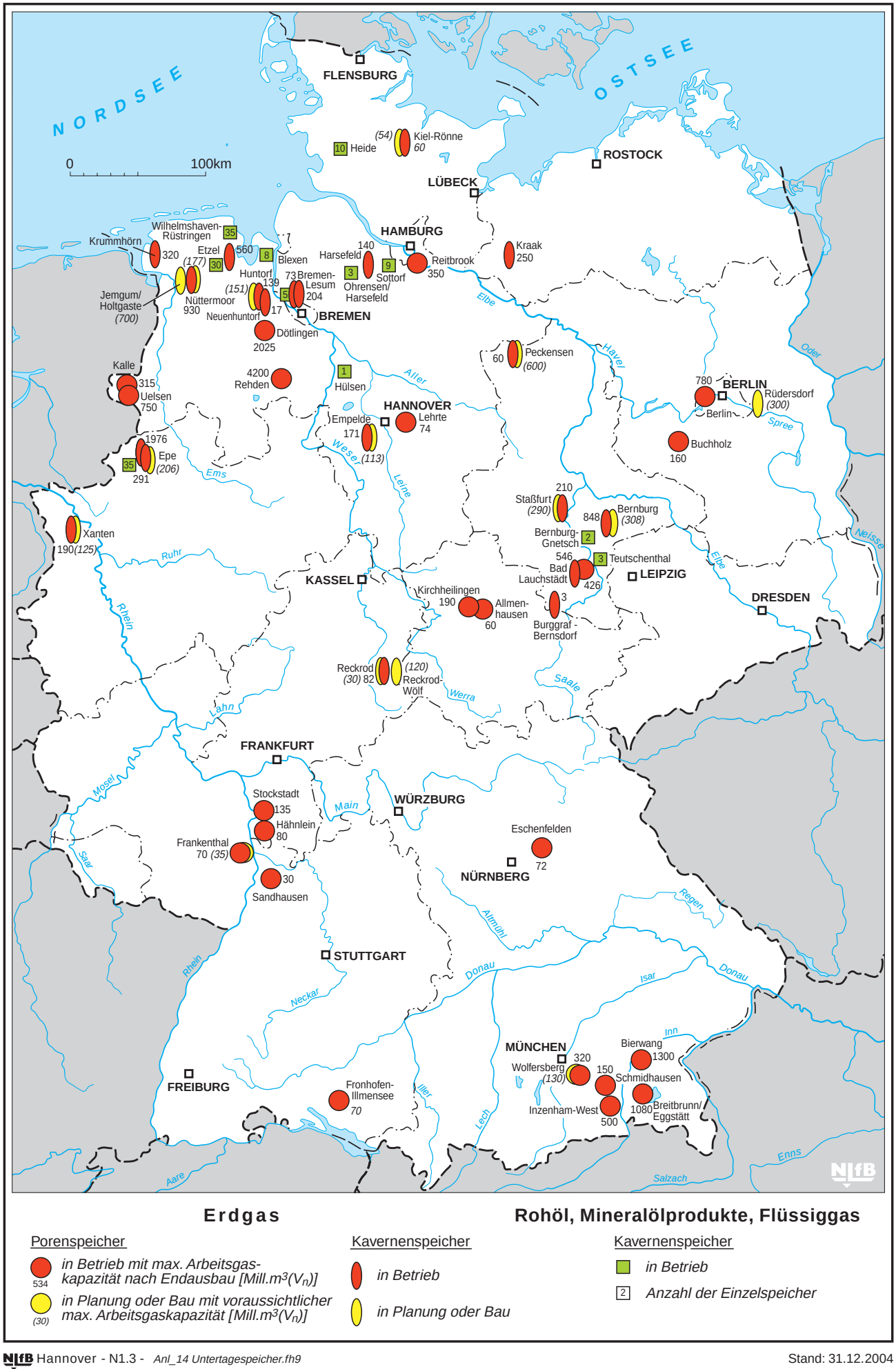
Gez.: B. Herrmann Anl_13 Fass+Flamme.FH9

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





* Rohgas (natürlicher Brennwert)



Erdgas

Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas

Porenspeicher

534 *in Betrieb mit max. Arbeitsgaskapazität nach Endausbau [Mill.m³(Vn)]*

(30) *in Planung oder Bau mit voraussichtlicher max. Arbeitsgaskapazität [Mill.m³(Vn)]*

Kavernenspeicher

in Betrieb

in Planung oder Bau

Kavernenspeicher

in Betrieb

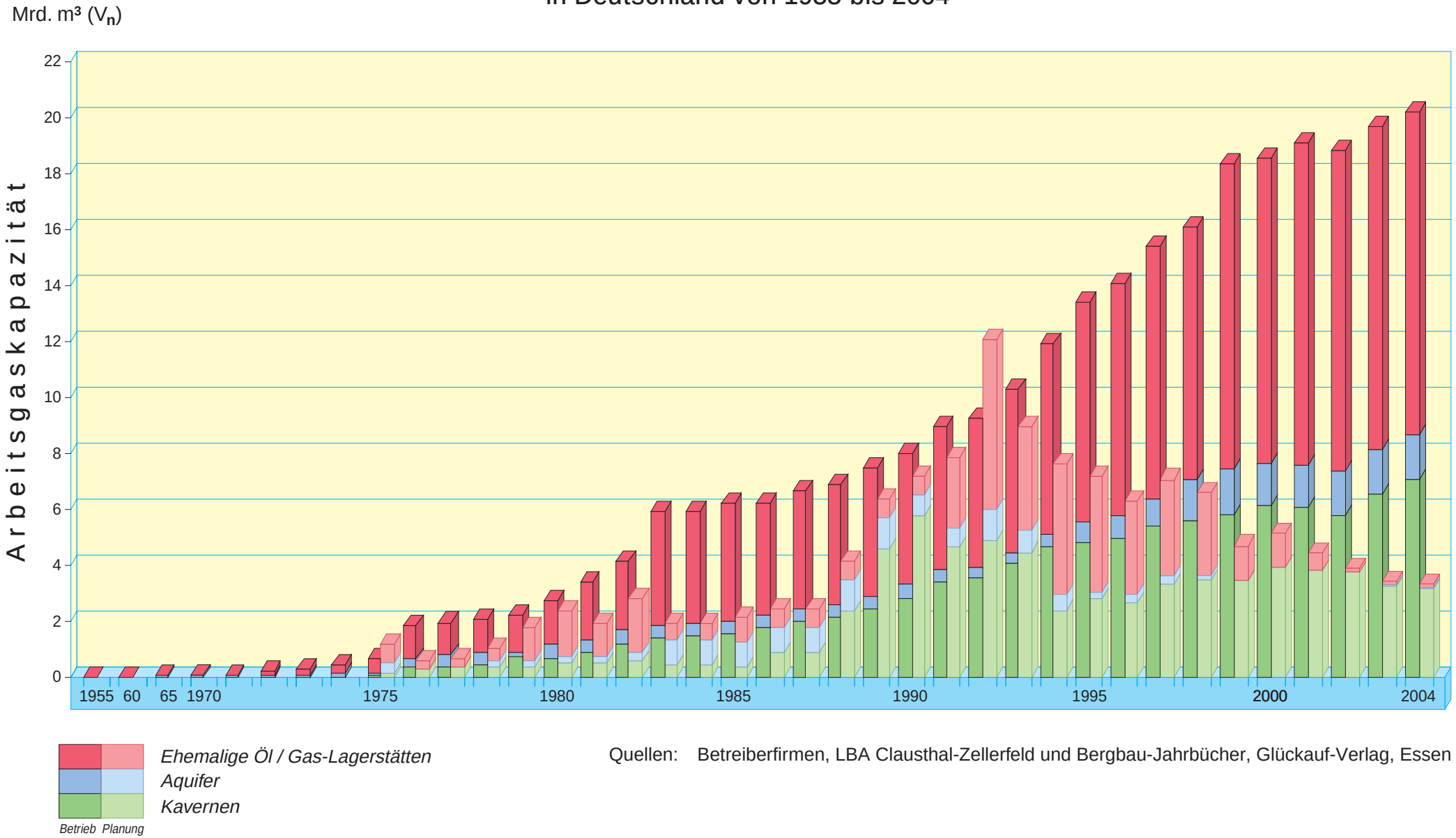
2 *Anzahl der Einzelspeicher*

NIfB Hannover - N1.3 - *Anl_14 Untertagespeicher.fh9*

Stand: 31.12.2004

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

Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 2004



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