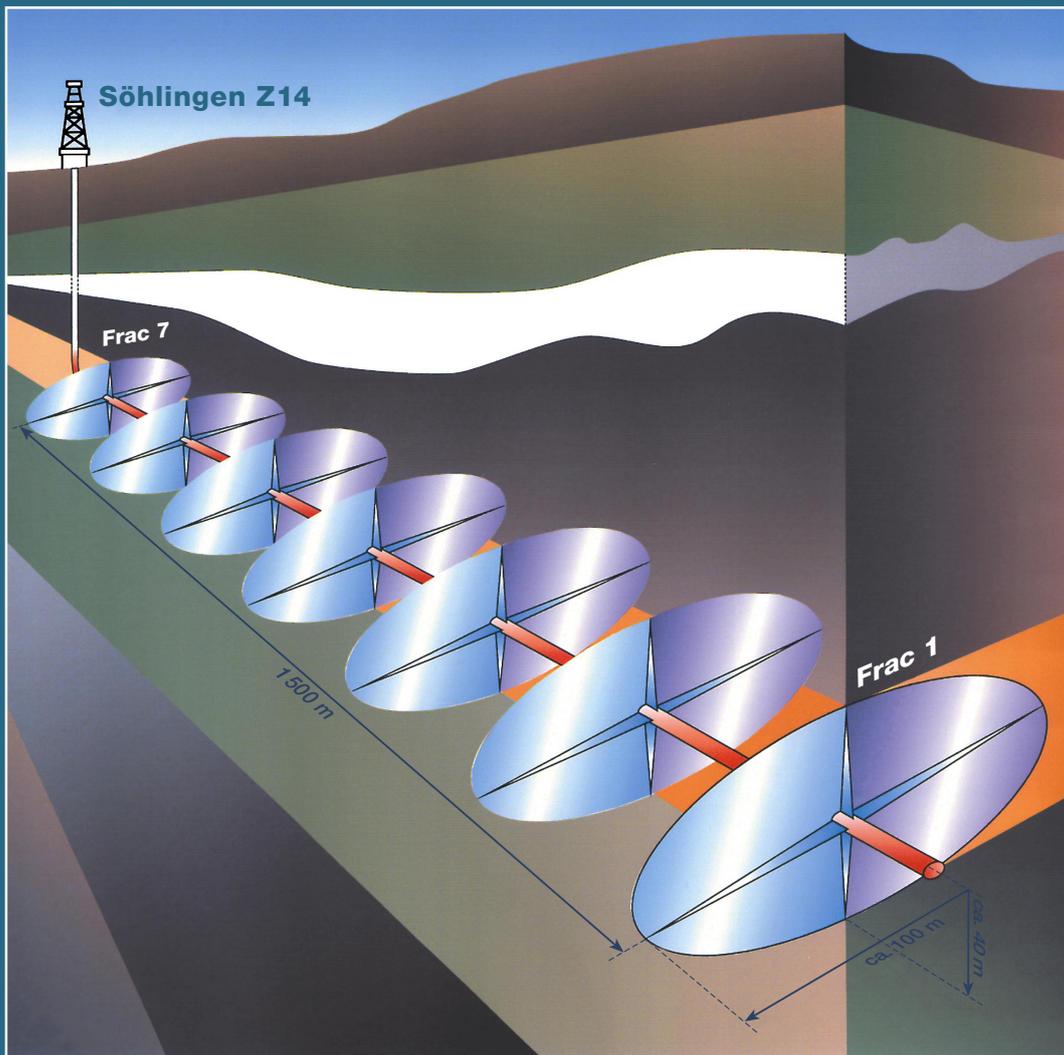


Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2001



Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover



Niedersächsisches Landesamt
für Bodenforschung, Hannover

Geological Survey of Lower Saxony

**Erdöl und Erdgas
in der
Bundesrepublik Deutschland
2001**

MICHAEL PASTERNAK, MICHAEL KOSINOWSKI, JOACHIM LÖSCH,
JÜRGEN MESSNER & ROBERT SEDLACEK

Hannover 2002

Titelbild:

Bei der Erschließung von Erdgasvorkommen aus extrem dichten Gesteinen wurde in Deutschland ein neuer Meilenstein in der Bohr- und Fractechnologie erreicht. Das Söhlingen-Konsortium, in dem die BEB Erdgas und Erdöl GmbH, die RWE-DEA AG und die Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (Operator) mit jeweils 30 Prozent, sowie die Wintershall AG mit 10 Prozent beteiligt sind, hat mit der Bohrung Söhlingen Z14 mittlerweile die dritte mehrfach gefracte Horizontalbohrung im dichten Dethlingen-Sandstein des Rotliegend abgeteuft.

Mit der Söhlingen Z14 wurde dabei in einer Teufe von knapp 5.000 Metern erstmals eine Horizontalstrecke von 1.500 Metern erbohrt. Um eine wirtschaftliche Förderrate zu erzielen, wurden entlang der Horizontalstrecke im Abstand von jeweils 250 Metern sieben hydraulische Fracs erzeugt. Nun kann das Erdgas großräumig in die mit keramischem Stützmittel gefüllten Risse im Gestein fließen, die wiederum das Gas weiter zum Bohrloch leiten. Trotz der sehr niedrigen Gesteinsdurchlässigkeit, die nur ein Hundertstel bis ein Tausendstel der Durchlässigkeit konventioneller Lagerstätten beträgt, können nun bis zu 25.000 Kubikmeter Erdgas pro Stunde aus dieser Bohrung gefördert werden. Die Anwendung innovativer Technologien ist dabei der Schlüssel zum wirtschaftlichen Erfolg.

Mit derartig neuen Technologien sollen künftig die bisher wirtschaftlich nicht förderbaren Erdgasressourcen aus dichten Lagerstätten in Deutschland entwickelt werden.

(Quelle: Mobil Erdgas-Erdöl GmbH)



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Referat Kohlenwasserstoffgeologie

Stilleweg 2
D-30655 Hannover
Tel. (0511) 643-0
Fax (0511) 643-3667

Download unter www.nlfb.de/n306

Vorwort

Nach mehrjähriger Pause wurden im Jahr 2001 erstmals wieder Aufschlussbohrungen in nennenswertem Umfang abgeteuft, darunter zwei im Alpenvorland. Insgesamt ist im Berichtsjahr die Bohrtätigkeit gegenüber 2000 deutlich angestiegen. Ob damit die Umkehr eines jahrelangen Trends zu verzeichnen ist, muss die Zukunft erweisen.

Auch im Jahr 2001 konnte die inländische Ölproduktion gegenüber dem Vorjahr deutlich gesteigert werden: mit 3,4 Millionen t war sie so hoch wie zuletzt 1992. Die Produktionssteigerung ist ausschließlich auf die erfolgreiche Fortsetzung der Entwicklung des Feldes Mittelplate zurückzuführen. Die übrigen Ölfelder zeigen weiter eine lagerstättenbedingte Abnahme der Förderung.

Auf der ersten Förderplattform für Erdgas in der deutschen Nordsee wurde die Produktion – wie bereits im Vorjahr berichtet – im Oktober 2000 aufgenommen. Dieses Feld war 2001 erstmals ganzjährig in Betrieb und hat zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils von Schleswig-Holstein an der inländischen Gasproduktion beigetragen. Auf Niedersachsen entfallen jetzt nur noch weniger als 90 % der etwas mehr als 20 Mrd. m³ Erdgas, die im Jahr 2001 in Deutschland gefördert wurden.

Die staatlichen Geologischen Dienste begleiten die industrielle Erdöl- und Erdgasexploration- und –produktion in Deutschland auch weiterhin konstruktiv im „Verbund Kohlenwasserstoffgeologie“. In dieser vertraglich vereinbarten Kooperation berät das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung Geologische Dienste und Bergbehörden in allen geowissenschaftlichen Fragen, die mit der Suche und Förderung von Erdöl und Erdgas sowie der Untertagespeicherung in Zusammenhang stehen.

Die Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle (DGMK) hat ein Forschungsprogramm zur Erschließung von Gas aus gering permeablen Lagerstätten aufgelegt. Es werden mehrere Ansätze zur Entwicklung von Technologien verfolgt, die die wirtschaftliche Produktion von bereits nachgewiesenen Gasvorkommen aus schlecht durchlässigen Gesteinsformationen ermöglichen sollen. Das Land Niedersachsen unterstützt die Erschließung derartiger Lagerstätten, indem für die daraus gewonnene Erdgasproduktion ab Januar 2002 eine zeitlich befristete Ermäßigung der Förderabgabe eingeführt wurde. Diese Maßnahme mag dazu beitragen, die Reservensituation der deutschen Erdölindustrie zu verbessern.

Nach wie vor werden die Gasmengen, die in den schlecht durchlässigen Rotliegendesandsteinen liegen und im Raum Söhlingen und Schneverdingen konzentriert sind, als großes Potenzial für die inländische Reservengrundbasis gesehen. Die Quantifizierung des nutzbaren Anteils an diesem Potenzial bleibt schwierig, könnte aber ein Vielfaches der jetzigen inländischen Jahresproduktion betragen.

Die Dokumentation historischer Daten aus der industriellen Kohlenwasserstoffexploration wird in den staatlichen Geologischen Diensten fortgesetzt. Die Sicherung von Daten und Informationen über den tiefen Untergrund ist unter anderem für die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie von Bedeutung

Dem Ziel der Datensicherung dienen auch einige internationale Kooperationen: Im EU-Projekt „EUROSEISMIC“ unter Leitung des British Geological Survey wird eine Nachweisdatenbank über seismische Messungen im Atlantik, im Mittelmeer und in der Ostsee aufgebaut. Unter Wahrung von Eigentumsrechten und Vertraulichkeit entsteht ein Nachweissystem über Messungen, deren Akquisition viele Milliarden Euro gekostet hat. Vielleicht wird das System den Handel mit diesen Daten für eventuelle Nachnutzungen oder Forschungsvorhaben ermöglichen. Positive Erfahrungen bestehen bereits mit einem Nachweissystem für Bohrungen, das in einem Vorläuferprojekt mit der Bezeichnung „EUMARSIN“ aufgebaut wurde.

Ein anderes Beispiel für die erfolgreiche internationale Zusammenarbeit ist der regelmäßige Austausch von Explorationsergebnissen zwischen Vertretern der Geologischen Dienste der Nordseeanrainerstaaten.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Verzeichnis der Tabellen | 6 |
| Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen | 7 |
| Zusammenfassung | 8 |
| Summary | 9 |
| 1 Bohraktivität | 10 |
| 1.1 Explorationsbohrungen | 10 |
| 1.1.1 Aufschlussbohrungen | 11 |
| 1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen | 12 |
| 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 | 29 |
| 4.1 Erdöl | 30 |
| 4.2 Erdgas | 33 |
| 5 Erdöl- und Erdgasreserven | 37 |
| 5.1 Reservendefinitionen | 37 |
| 5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2002 | 38 |
| 5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2002 | 39 |
| 6 Untertage-Erdgasspeicherung | 41 |

Anlagen 1-15: Übersichtskarten, Diagramme

Verzeichnis der Tabellen

- Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2001.
- Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 2001.
- Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1996 bis 2001, aufgeteilt nach Bohrungskategorien.
- Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2001 auf die Bundesländer.
- Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2001 auf die Explorations-/Produktionsgebiete.
- Tab. 6: Geophysikalische Messungen des Jahres 2001.
- Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas.
- Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2001.
- Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1997 bis 2001.
- Tab. 10: Erdölförderung und Erdölgasförderung der Felder in 2001.
- Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1999 bis 2001 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 12: Jahresförderungen 2000 und 2001 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.
- Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1997 bis 2001.
- Tab. 14: Erdgasförderung der Felder in 2001.
- Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1999 bis 2001 auf die Produktionsgebiete.
- Tab. 16: Jahresförderungen 2000 und 2001 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.
- Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Januar 2002.
- Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2002.
- Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Januar 2002 (Rohgas).
- Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2002 (Rohgas).
- Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Januar 2002 (Reingas).
- Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2002 (Reingas).
- Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2001.
- Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens in Deutschland.
- Tab. 25: Erdgasförderung, -importe und -verbrauch in Deutschland.
- Tab. 26: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung.
- Tab. 27: Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich.
- Tab. 28: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Porenspeicher.
- Tab. 29: Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland - Kavernenspeicher.
- Tab. 30: Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

Verzeichnis der Abbildungen und Anlagen

- Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen von 1945 bis 2001 in Deutschland.
- 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 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 - 2001.
- Anl. 6: Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2001.
- 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 2002 bzw. von 1960 bis 2002.
- Anl. 12: Erdöl in Deutschland, kumulative Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 13: Erdgas in Deutschland, kumulative Produktion, Reserven, Ressourcen.
- Anl. 14: Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.
- Anl. 15: Entwicklung der Arbeitsgaskapazität in den Untertagespeichern in Deutschland.

Zusammenfassung

Nach dem Tiefststand der Explorationsaktivitäten der letzten Jahre war das Jahr 2001 durch einen deutlichen Aufschwung der Exploration gekennzeichnet. Dieses äußerte sich einerseits in der Anzahl der durchgeführten Aufschlussbohrungen und andererseits im Umfang der seismischen Messungen. Zwei der vier Aufschlussbohrungen (new field wildcat) wurden in 2001 beendet, jedoch ohne einen neuen Fund erzielt zu haben. Eine der drei weiteren Explorationsbohrungen (new pool test, new tectonic block) wurde gasfündig.

In der Feldesentwicklung waren neun von zwölf Bohrungen erfolgreich.

Die Bohrleistung stieg gegenüber dem Vorjahr um 25 % auf 54 030 Bohrmeter. Im historischen Vergleich belegt dieser Wert aber immer noch den vorletzten Rang seit 1945 neben dem absoluten Tiefststand im vergangenen Jahr. Der Anstieg der Bohrleistung ist ausschließlich auf die Exploration zurückzuführen. Die Bohrleistung der Feldesentwicklung ist dagegen leicht gefallen.

Auf dem Sektor der geophysikalischen Vorerkundung erreichte der Umfang der 3D-Seismik ein Niveau wie zu Zeiten des Maximums der inländischen Seismikaktivitäten. Mit einer Fläche von insgesamt 2400 km² wurde das bisherige Maximum sogar übertroffen. Den wesentlichen Beitrag lieferte ein Survey im deutschen Nordseesektor. Der Umfang der 2D-Seismik fiel mit 450 Profilkilometern eher gering aus.

Die Konzessionsfläche zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas hat sich weiter verkleinert. Wie in den Vorjahren wurden Teilflächen aufgegeben und für mehrere abgelaufene Erlaubnisse keine Verlängerungen beantragt. Neben der Erteilung einer größeren Erlaubnis bei Bremen, entstanden zwei neue Gebiete durch Reorganisation vorhandener Gebiete bzw. durch Gebietsanpassungen. Drei kleinere Erlaubnisse, die auf die Nutzung von Erdgas aus stillgelegten Bergwerken zielen, wurden in Nordrhein-Westfalen erteilt.

Die Erdölproduktion konnte bedingt durch die Produktionssteigerung des Feldes Mittelplate auf etwa 1,6 Mio. t nochmals auf nunmehr 3,44 Mio. t erhöht werden. In den anderen Feldern nahmen die Fördermengen aufgrund des natürlichen Förderabfalls der Lagerstätten weiter ab. Die inländischen Erdölreserven sanken etwa entsprechend der Jahresproduktion um 3 Mio. t auf 46,8 Mio. t.

Entgegen dem Trend der letzten Jahre sanken die Erdgasreserven (Rohgas) aufgrund der Förderung und Neubewertung von Lagerstätten und um 34,4 Mrd. m³ auf 342,9 Mrd. m³ und lagen damit 9 % unter dem Vorjahreswert. Die Produktion lag mit 21,5 Mrd. m³ auf dem Niveau des Vorjahres.

Auf dem Sektor der Untertageerdgasspeicherung hat sich der Wachstumstrend fortgesetzt. In 2001 waren wie im Vorjahr 23 Porenspeicher und 19 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Das Arbeitsgasvolumen konnte mit 19,1 Mrd. m³ gegenüber 18,6 Mrd. m³ im Vorjahr weiter angehoben werden. Derzeit sind 4,4 Mrd. m³ Arbeitsgasvolumen durch den Bau von neuen Speichern bzw. durch Speichererweiterungen in Planung.

Summary

After the last years had seen the lowest level of exploration activities, the year 2001 marked a distinct increase of exploration activities. This became quite visible in the number of completed exploration wells and in the extent of seismic surveys. Two of four new-field wildcats were completed in 2001, however without success. One of the three additional exploration wells (new-pool test and new-tectonic block) found gas.

In production drilling nine of twelve wells were successful.

Footage increased by near 25 % compared to the preceding year and amounted to 54 030 metres. Seen in the light of history since 1945, this value marks the last but one rank compared to the last rank of the previous year. The rise of footage was achieved exclusively by exploration drilling. Footage of production drilling was slightly down.

In geophysical prospecting the activities in 3D seismics reached the same level as in times of maximum seismic activities. The total area of 2400 square kilometres even exceeded the previous maximum. The main contribution was delivered by only one offshore survey in the German North Sea. 2D seismic was rather low and amounted to 450 kilometres in total.

The license area for oil and gas exploration was reduced even further. As in previous years several expired licences were not extended and in some cases parts of the licence areas were relinquished. One licence around the city of Bremen was newly awarded. Two licences were awarded due to reorganisation of licence areas respectively due to adaptation to frontiers. In the state of Nordrhein-Westfalen three smaller licence areas were newly awarded aiming at producing gas from abandoned coal mines.

German oil production could increase to 3.44 million metric tons due to the increase in production from the oil field Mittelplate to 1.6 million tons. In all other fields oil production decreased because of normal decline in production. Total remaining proven and probable oil reserves are reduced by 3 million tons to 46.8 million tons.

Contrary to the trend of the last years the total remaining proven and probable natural gas reserves (raw gas) dropped by 34.4 billion cubic metres to 342.9 billion cubic metres due to production and the reassessment of existing fields. Reserve figures were 9 % below the value of the preceding year. The gas production amounted to 21.5 billion cubic metres and equals the previous year value.

The growth in underground gas storage continued. As in the preceding year 23 gas storage facilities in porous rocks and 19 gas storage facilities in salt caverns were in operation. The working gas volume increased by 0.5 billion cubic metres to 19.1 billion cubic metres. At present it is planned to raise the working gas volume by 4.4 billion cubic metres by building new storage facilities respectively by extension of existing facilities.

1 Bohraktivität

Die Situation der Bohraktivität hat sich im Jahre 2001 leicht entspannt, nachdem in 2000 das Minimum seit Bestehen der Bundesrepublik erreicht wurde. Grundsätzliche Veränderungen, die die Aktivitäten nachhaltig positiv beeinflussen könnten, sind nicht eingetreten. Die großen inländischen Erdgasproduzenten, die auch über die größte Konzessionsfläche verfügen, sind nach wie vor in ihren Möglichkeiten, Bohrprojekte zu realisieren, eingeschränkt, da die Projekte dem Rentabilitätsranking ihrer global operierenden ausländischen Mutterkonzerne unterworfen sind und Deutschland als erdöl-/erdgasgeologisch sehr reifes Gebiet nicht mehr über viele potenziell hochrentable Projekte verfügt. Gerade vor dem Hintergrund der Misserfolge der jüngsten Explorationsbohrungen bleibt abzuwarten, wie sich die Situation entwickeln wird.

1.1 Explorationsbohrungen

Nachdem in den letzten Jahren kaum Explorationsbohrungen, mit dem Ziel neue Lagerstätten zu finden, abgeteuft wurden, bohrten in 2001 vier Aufschlussbohrungen. Zwei dieser Bohrungen, Moosham C1 und Tittmoning R1, suchten im bayerischen Alpenvorland - leider erfolglos - nach Erdgas. Ein drittes in diesem Raum geplantes Projekt wurde aufgrund dieser Misserfolge vorerst nicht realisiert. Die Projekte waren Bestandteil der Explorationskampagne der österreichischen Rohöl-Aufsuchungs AG, die mit der Akquisition einer 3D-seismischen Messung in den Jahren 1998/99 eingeleitet wurde.

In Norddeutschland wurde mit zwei Projekten versucht, neue Gaslagerstätten im Rotliegend nachzuweisen. Das Zielgebiet der Bohrung Hohne Z1 lag bezüglich der Horizonte im Rotliegend in einer relativ unerforschten Region, südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend Gasfelder. Leider war dieser Bohrung kein Erfolg beschieden. Das Ergebnis wird sicher zu einer erneuten kritischen Bewertung des Raumes nahe der Allertal-Linie führen. Die Bohrung Emtinghausen-West Z1 suchte im südlichen Arsten-Graben nach Gas. Im laufenden Jahr konnte diese Bohrung beendet werden, wurde aber ebenfalls nicht fündig. In der Statistik werden noch zwei Projekte geführt, die schon in den Vorjahren gebohrt wurden, bislang aber kein endgültiges Ergebnis erhalten haben (Tab. 1).

In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen (zur Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen siehe Abschnitt 1.4) wurden in 2001 zwei neue Projekte begonnen. Mit der Bohrung Blaukirchen Z1 sollten in Ostfriesland neue Gasreserven nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer erschlossen werden. Die Bohrung hatte im Rotliegend zwar Gas nachgewiesen, doch stimmen erste vorläufige Ergebnisse nicht sehr optimistisch. Die Bohrung Burgmoor Z3 wurde im Bereich des Feldeskomplexes Uchte/Burgmoor im Zechstein gasfündig. Die Bohrungen Lindhoop Z1a und Verden-Ost Z1, die in der direkten südlichen Fortsetzung des Gasfeldes Völkersen im Rotliegend nach Erdgas suchten, hatten schon in 2000 ihre Endteufe erreicht, aber noch kein abschließendes Ergebnis erhalten. Obwohl beide Bohrungen Erdgas nachgewiesen hatten, mussten sie als nicht fündig eingestuft werden, da eine wirtschaftliche Förderung nicht möglich war.

Im Folgenden sollen die Ziele und Ergebnisse der laufenden Explorationsbohrprojekte kurz dargestellt werden.

1.1.1 Aufschlussbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

Einige Kilometer nördlich der Aller wurde innerhalb der Erlaubnis Gifhorn die Bohrung **Hohne Z1** (RWE-DEA¹) (Anl. 2) abgeteuft. Das Ziel der Bohrung waren die Speicher des Rotliegend, die nach Interpretation des seismischen 3D-Surveys "Gifhorn-Hohne" in einer Hochlage identifiziert wurden. Das Zielgebiet liegt bezüglich der Horizonte im Rotliegend in einer relativ unerforschten Region, südlich des Gürtels der bekannten Rotliegend Gasfelder. Die nächstgelegenen Stützpunkte mit bekannten Rotliegendprofilen befinden sich in einer Entfernung von 20-30 km. U.a. sind dieses die Bohrungen Bokel Z1 im Norden, Ehra Z1 im Osten und Texas Z1 im Westen aus den 60er bzw. 80er Jahren. Bis zum Jahreswechsel hatte die Bohrung die Schichtenfolge bis in den Grenzbereich zwischen der Hannover-Formation und der Dethlingen-Formation des Rotliegend in einer Teufe von 5103 m abgeschlossen ihre Endteufe aber noch nicht erreicht. Bis zu diesem Zeitpunkt war das Bohrloch weder im tieferen Teil vermessen noch getestet worden und es lagen noch keine zuverlässigen Ergebnisse vor. Anfang Januar 2002 hatte die Bohrung dann aber ihre Endteufe bei 5152 m im Vulkanit des Rotliegend erreicht und wurde wegen unzureichender Speichereigenschaften als fehl eingestuft.

Bereits 1993 war an der Westflanke des südlichen Schneverdingen-Grabens die Bohrung **Walsrode-Ost Z1** (MEEG) (Anl. 2) abgeteuft worden. Der Wustrow- und der Havel-Sandstein des Rotliegend waren gasführend angetroffen worden, die schlechten Speichereigenschaften der Träger ließen aber keine wirtschaftliche Förderung erwarten. Eine geplante Ablenkung der Bohrung steht weiterhin zur Diskussion.

Ebenfalls im südlichen Schneverdingen-Graben hatte Ende 1997 die Bohrung **Wisselschorst Z1** (Preussag) (Anl. 2) den Wustrow- und den Elbe/Havel-Sandstein des Rotliegend gasführend aufgeschlossen. Aufgrund der schlechten Testergebnisse wurde in 1998 eine Frac-Behandlung durchgeführt. Die Förderrate konnte aber nicht in dem erhofften Umfang gesteigert werden, so dass nach wie vor keine wirtschaftliche Produktion möglich ist. Seitdem wurden keine weiteren Arbeiten an der Bohrung vorgenommen. Das Ergebnis der Bohrung steht noch aus. Eine Ablenkung der Bohrung zur Entwicklung der Tight-Gas Ressourcen wird derzeit geprüft.

Gebiet Weser-Ems

Mit der Bohrung **Emtinghausen-West Z1** (Wintershall) (Anl. 2) wurde die Rotliegend-Exploration an der Ostflanke des Oldenburg-Hochs wieder aufgenommen. Die letzte Bohrung, die das Rotliegend im Arsten-Graben erkundete, war die etwa 35 km nordwestlich gelegene nicht fündige Bohrung Ganderkesee Z2 aus dem Jahre 1996. Die Bohrung Emtinghausen-West Z1 zielte auf eine tektonisch begrenzte Scholle im südlichen Teil des Arsten-Grabens etwa 6 km südlich der Bohrung Emtinghausen 8Z, die im höheren Teil des Rotliegend dichte Sandsteine und im tieferen Teil fanglomeratisch entwickelte Sedimente angetroffen hatte. Als Zielhorizonte der Bohrung Emtinghausen-West Z1 wurden Sandsteine der

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

Elbe- und Havel-Subgruppe ausgewiesen. Am Jahresende 2001 stand die Bohrung bei etwa 4500 m Teufe in Salzen des Zechstein.

Alpenvorland

Wie die Bohrung Tittmoning R1 (s.u.) wurde das Bohrprojekt **Moosham C1** (RAG) (Anl. 1) aus der Interpretation des seismischen 3D-Surveys "Palling" abgeleitet. Es befindet sich in der tertiären Tiefwassermolasse zwischen den nicht fündigen Bohrungen Hörpolding A1 und Trostberg A1 und ist von diesen etwa jeweils 1,5 km entfernt. Das Hauptziel der Bohrung stellten Sandsteine des Chatt dar, das Nebenziel Sandsteine des Burdigal. Auf gute Erfolgchancen ließen die Ergebnisse der Bohrung Trostberg A1 hoffen. In dieser strukturtief positionierten Bohrung brachte ein Test auf die Sandsteine des Burdigal einen Flüssigkeitszufluss mit mäßigen Gasanteilen. Mit der Bohrung Moosham C1 wurden die Sandsteine des Burdigal zwar etwas strukturiert höher als in der Bohrung Trostberg A1 erbohrt, waren nach Log- und Bohrbefunden aber verwässert. Die Sandsteine des Chatt waren faziell schlecht entwickelt und wiesen nach Loginterpretation keine porösen Lagen auf. Aufgrund der guten Gasanzeigen während des Bohrens wurde dennoch ein Test auf die Chatt-Sandsteine durchgeführt, der aber nur einen marginalen nicht wirtschaftlichen Zufluss erbrachte. Die Bohrung wurde nicht fündig erklärt und verfüllt.

Die Bohrung **Tittmoning R1** (RAG) (Anl. 1) wurde bereits im Jahre 2000 im Bereich der tertiären Tiefwassermolasse zwischen den Bohrungen Kirchheim C1 und Lanzing C1 nahe der Salzach abgeteuft, hatte ihre Endteufe aber erst in 2001 erreicht. Entwickelt wurde der Prospekt aus der Interpretation des seismischen 3D-Surveys "Palling" aus den Jahren 1998/99. Das Hauptziel dieser Erdgasaufschlussbohrung lag im Rupel, das Nebenziel im Aquitan. Nach Interpretation der Seismik werden die potenziellen Träger in beiden Fällen von Sandsteinpaketen gebildet, die an subaquatische Ausräumungszonen gebunden sind. Zum Jahresende 2000 stand die Bohrung bei 1828 m im Aquitan. In 2001 wurden das tiefere Aquitan und das Chatt durchteuft und die Bohrung bei 2950 m Endteufe im Rupel eingestellt. Die Sandsteine des Aquitan (Nebenziel) wurden in der erwarteten Teufe porös aber leider verwässert angetroffen. Auch die Sandsteine des Rupel (Hauptziel) wurden in der erwarteten Teufenlage und in guter Mächtigkeit angetroffen. Allerdings stellten sich die potenziellen Speicher des Rupel bis auf eine geringmächtige poröse aber verwässerte Lage als dicht heraus. Auf der Grundlage der Messergebnisse des Formationstesters (MDT) und der Loginterpretation wurde die Bohrung als nicht fündig bewertet und ohne Teste verfüllt.

1.1.2 Teilfeldsuchbohrungen

Gebiet Elbe-Weser

In 2000 wurde die wirtschaftlich nicht fündige Bohrung Lindhoop Z1 nach Nordnordwesten als **Lindhoop Z1a** (RWE-DEA) (Anl. 2) abgelenkt. Die Ablenkbohrung traf die Rotliegendesandsteine im Südteil des Wümme-Grabens (südlich des Gasfeldes Völkersen) mit besseren Gasindikationen und tieferer Gasführung an als die Stammbohrung. Ein erster auf einen tieferen, GWC-nahen Abschnitt durchgeführter Test ergab einen stark rückläufigen Kapazitätstrend. Ein weiterer, nach Zusatzperforation des Top-Bereichs des Dethlingen-Sandsteins in 2001 ausgeführter Summentest erbrachte einen vergleichsweise stabileren Zufluss (Rate

7000 m³/h bei zuletzt 275 bar, Fließdruck-Trend fallend). Wegen der kleinräumigen Kompartimentalisierung wurde das dynamisch beeinflussbare Gasvolumen als zu klein, die Ablenkbohrung damit ähnlich wie die Stammbohrung als wirtschaftlich nicht fündig bewertet.

Ebenfalls an der Ostflanke des südlichen Wümme-Grabens, etwa 5 km südwestlich der Bohrung Lindhoop Z1/Z1a wurde in 2000 die Bohrung **Verden-Ost Z1** (Wintershall) (Anl. 2) niedergebracht. Auch hier waren die Sandsteine des Rotliegend in der südlichen Fortsetzung des Gasfeldes Völkersen das Ziel. Die Bohrung hatte die Rotliegend-Sandsteine wie erwartet gasführend angetroffen. Während eines Fördertests sanken die anfänglich deutlich höheren Raten und Drücke auf die nicht stabilisierten Werte von 6000 m³/h und etwa 210 bar Kopffließdruck ab. Die Testergebnisse deuten auf ein zu kleines Drainagegebiet, aus dem keine wirtschaftliche Förderung zu erwarten ist. In 2001 wurde die Bohrung für nicht fündig befunden. Bis zur Klärung der geologisch/tektonischen Verhältnisse und der sich daran anschließenden Entscheidung, ob eine Ablenkung gebohrt werden soll, soll die Bohrung offen gehalten werden.

Gebiet Weser-Ems

In der Rotliegend-Provinz Ostfriesland wurde die Bohrung **Blaukirchen Z1** (Preussag) (Anl. 2) etwa 2 km nordöstlich der Lagerstätte Großes Meer abgeteuft. Das Projekt Blaukirchen ist durch eine Hochlage des Rotliegend unterhalb des Salzstockes Bedekaspel, die erst im Rahmen einer Neubearbeitung der 3D-Seismik "Ostfriesland" interpretiert werden konnte, definiert. In der Struktur wurden als primäre Ziele die potenziellen Reservoir-Sandsteine der tieferen Hannover-Formation (Wustrow- und Ebstorf-Member) gasführend erwartet. 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, und wurde in der tiefsten Dethlingen-Formation in 5055 m Teufe eingestellt. Die durchgeführten Tests waren bis Jahresende noch nicht endgültig ausgewertet. Die Bohrung wurde eingeschlossen, da eventuelle Folgearbeiten aus Naturschutzgründen frühestens im Sommer 2002 durchgeführt werden können.

An der Nordflanke des Hochs von Uchte/Bahrenborstel im Bereich des Gasfeldes Uchte/Burgmoor wurde die Bohrung **Burgmoor Z3** (BEB) (Anl. 2) abgeteuft. Sie zielte auf das Staßfurt-Karbonat in einer von Störungen begrenzten Bruchscholle zwischen den produzierenden Sonden Burgmoor Z1 im Osten und Burgmoor Z2 im Westen. Ein Vergleich von dynamisch und volumetrisch abgeschätzten Gasmengen ließ vermuten, dass es sich bei dem Zielgebiet um einen dynamisch separaten Block handelt. Dass in diesem Bereich eine starke Kompartimentalisierung des Reservoirs vorliegt, verdeutlichen neben dem Produktionsverhalten der Sonden unter anderem die unterschiedlichen Gasqualitäten: Die Sonde Burgmoor Z1 fördert Sauggas, die Sonde Burgmoor Z2 Süßgas. Die Bohrung Burgmoor Z3 traf den Träger etwas höher als vorhergesagt und süßgasführend an. Entgegen der Prognose, dass das Zielgebiet in einer dynamisch eigenständigen Bruchscholle liegt, wurde ein stark abgesenkter Druck angetroffen, der auf eine Verbindung zu einem bereits drainierten Bereich schließen lässt. Ein Vergleich der Lagerstättendrücke und der Gasqualitäten lässt eine Verbindung zur Lagerstätte Uchte vermuten. Bei einem Drei-Stufen-Fördertest konnte eine Rate von etwa 23 000 m³/h bei 135 bar Kopffließdruck gefördert werden. Die Bohrung wurde gasfündig eingestuft.

1.2 Bohrergergebnisse

Die Anzahl der in Bearbeitung befindlichen Bohrvorhaben hat sich etwa auf dem Niveau des Vorjahres gehalten und ging um ein Projekt auf 27, einschließlich geologischer Ablenkungen, zurück. In den Tabellen 1 und 2 sind die Explorations- und Feldesentwicklungsbohrungen mit ihren Ergebnissen zusammengestellt. Insgesamt wurden 9 Projekte öl- oder gasfündig.

Von den vier aktuellen Aufschlussbohrungen gingen die Bohrungen Moosham C1 und Tittmoning R1 in Süddeutschland (Anl. 1) fehl. Die norddeutschen Rotliegend-Bohrungen Emtinghausen-West Z1 und Hohne Z1 (Anl. 2) waren zum Jahresende 2001 noch nicht fertig gestellt. Inzwischen wurden die Bohrungen Hohne Z1 und Emtinghausen-West Z1 nicht fündig gemeldet. Über zukünftige Maßnahmen an den vor 2001 fertig gestellten und bislang ohne endgültiges Ergebnis gebliebenen Bohrungen Walsrode-Ost Z1 und Wisselshorst Z1 ist noch nicht entschieden worden. Sie wurden weiterhin offen gehalten.

Die Ergebnisse der Explorationstätigkeiten südlich des Gasfeldes Völkersen waren nicht sehr erfolgreich. Zwar haben die Bohrungen Lindhoop Z1a und Verden-Ost Z1 (Anl. 2) Erdgas nachgewiesen und man kann von einer flächenhaften Verbreitung der Gasführung ausgehen, doch ist das Gas nach bisherigen Ergebnissen aufgrund zu kleiner Drainagegebiete mit diesen Bohrungen nicht wirtschaftlich förderbar. Beide Bohrungen wurden als nicht wirtschaftlich fündig bewertet. Die Bohrung Blaukirchen Z1, nordöstlich des Gasfeldes Großes Meer gelegen, hatte Ende 2001 noch kein Ergebnis. In der Zechstein-Region konnte die Bohrung Burgmoor Z3 gasfündig beendet werden. Die Fündigkeitsquote der abschließend bewerteten Teilfeldsuchbohrungen erreichte damit 33 % (2000: 33 %, 1999: 100 %).

In der Feldesentwicklung des Sauergasreviers im Gebiet Weser-Ems wurden die Bohrungen Siedenburg Z30 (Gasfeld Siedenburg-West/Hesterberg) und Päpsen Z1c (Gasfeld Staffhorst-

Tab. 1: Übersicht der Explorationsbohrungen des Jahres 2001. Bohrlokationen s. Anl. 1 u. 2.

| Name | Operator | Rechtswert | Hochwert | Status | Ziel/ Fundhorizont | ET in m | Horizont bei ET |
|-----------------------------------|-------------|------------|----------|-----------|-----------------------|------------|--------------------|
| Aufschlussbohrungen (A3) | | | | | | | |
| <i>Alpenvorland</i> | | | | | | | |
| Moosham C1 | RAG | 4543415 | 5317778 | fehl | Burdigal, Chatt | 2730,0 | Chatt |
| Tittmoning R1 | RAG | 4556656 | 5323836 | fehl | Rupel, Aquitan | 2950,0 | Rupel |
| <i>Elbe-Weser</i> | | | | | | | |
| Hohne Z1 | RWE-DEA | 3593626 | 5829969 | bohrt | Rotliegend | - | - |
| Walsrode-Ost Z1* | MEEG | 3543584 | 5860412 | n.k.E. | Rotliegend | 5189,9 | Oberkarbon |
| Wisselshorst Z1* | Preussag | 3546574 | 5865255 | n.k.E. | Rotliegend | 5144,3 | Rotliegend |
| <i>Weser-Ems</i> | | | | | | | |
| Emtinghausen-West Z1 | Wintershall | 3496788 | 5857965 | bohrt | Rotliegend | - | - |
| Teilfeldsuchbohrungen (A4) | | | | | | | |
| <i>Elbe-Weser</i> | | | | | | | |
| Lindhoop Z1a* | RWE-DEA | 3519554 | 5868363 | fehl | Rotliegend | 5295,0 | Rotliegend |
| Verden-Ost Z1* | Wintershall | 3522527 | 5864354 | fehl | Rotliegend | 5048,5 | Rotliegend |
| <i>Weser-Ems</i> | | | | | | | |
| Blaukirchen Z1 | Preussag | 2588178 | 5921363 | n.k.E. | Rotliegend | 5055,0 | Rotliegend |
| Burgmoor Z3 | BEB | 3489207 | 5820446 | gasfündig | Straßfurt-Karb. | 3138,0 | Zechstein |

Status mit Stand vom 31. Dezember 2001; *: Endteufe vor 2001 erreicht; n.k.E.: noch kein Ergebnis.

Nord/Päpsen) im Zechstein fündig. Nicht so erfolgreich verlief die Feldesentwicklung in der niedersächsischen Rotliegend-Erdgasprovinz im Gebiet Elbe-Weser. Die Bohrungen Idsingen Z3 (Gasfeld Walsrode/Idsingen) und Bötersen Z5 (Gasfeld Rotenburg-Taaken) hatten die Sandsteine gasführend angetroffen, aufgrund der schlechten Speichereigenschaften war aber keine wirtschaftliche Förderung möglich. Mit dem inzwischen dritten Tight-Gas-Projekt im Gasfeld Söhlingen, Söhlingen Z14, konnte das Erdgas eines geringpermeablen Horizonts der Lagerstätte durch den Einsatz von Horizontalbohrtechnik und mehrfachen Frac-Behandlungen förderbar gemacht werden.

Die Bohraktivität im Ölfeld Mittelplate vor der Westküste Schleswig-Holsteins wurde mit vier Bohrungen wieder auf hohem Niveau fortgesetzt. Neben zwei weiteren Extended-Reach-Bohrung von Land (Dieksand 5 und 6, inzwischen beide fündig) wurden zwei Produktionsbohrungen (Mittelplate-A 13 und 14, beide fündig) und eine Wasserversenkbohrung (Mittelplate-A H1) zur Druckunterstützung von der Plattform aus gebohrt. Die Bohrung Ringe 3 entwickelte den Ölfund der Bohrung Ringe Z1. Weitere Aktivitäten auf dem Erdölsektor beschränkten sich auf die Felder Emlichheim und Rühle im Westernsland.

Tab. 2: Übersicht der Feldesentwicklungsbohrungen des Jahres 2001.

| Name | Operator | Zielhorizont | Status |
|-----------------------------------|-------------|-----------------------|--------------------|
| Erweiterungsbohrungen (B1) | | | |
| <i>Weser-Ems</i> | | | |
| Siedenburg Z30 | MEEG | Staßfurt-Karbonat | gasfündig |
| Produktionsbohrungen (B2) | | | |
| <i>Nördlich der Elbe</i> | | | |
| Dieksand 5 | RWE-DEA | Dogger-Sandsteine | ölfündig |
| Dieksand 6 | RWE-DEA | Dogger-Sandsteine | bohrt |
| Mittelplate-A 13 | RWE-DEA | Dogger-Sandsteine | ölfündig |
| Mittelplate-A 14 | RWE-DEA | Dogger-Sandsteine | ölfündig |
| <i>Elbe-Weser</i> | | | |
| Bötersen Z5a | RWE-DEA | Rotliegend-Sandsteine | fehl |
| Idsingen Z3* | BEB | Rotliegend-Sandsteine | fehl |
| Söhlingen Z14* | MEEG | Rotliegend-Sandsteine | gasfündig |
| <i>Weser-Ems</i> | | | |
| Klosterseele Z6 | BEB | Staßfurt-Karbonat | bohrt |
| Päpsen Z1c* | Wintershall | Staßfurt-Karbonat | gasfündig |
| <i>Westlich der Ems</i> | | | |
| Emlichheim 16 | Wintershall | Bentheim-Sandstein | Ziel erreicht |
| Emlichheim 303 | Wintershall | Bentheim-Sandstein | fehl |
| Emlichheim 303a | Wintershall | Bentheim-Sandstein | ölfündig |
| Ringe 3 | Preussag | Bentheim-Sandstein | ölfündig |
| Rühlermoor 309a | Preussag | Bentheim-Sandstein | noch kein Ergebnis |
| Hilfsbohrungen (B3) | | | |
| <i>Nördlich der Elbe</i> | | | |
| Mittelplate-A H1 | RWE-DEA | Dogger-Sandsteine | bohrt |
| <i>Westlich der Ems</i> | | | |
| Emlichheim 514 | Wintershall | Bentheim-Sandstein | bohrt |

BEB – BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover

MEEG – Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Celle

Preussag – Preussag Energie GmbH, Lingen

RAG – Rohöl-Aufsuchungs AG, Wien

RWE-DEA – RWE-DEA AG für Mineraloel und Chemie, Hamburg

Wintershall – Wintershall AG, Kassel

Status mit Stand vom 31. Dezember 2001

*: Endteufe vor 2001 erreicht.

1.3 Bohrmeterleistung

Trotz der anhaltend geringen Bohraktivität konnte sich die Bohrleistung mit 54 030 m gegenüber 43 206 m im Vorjahr leicht erholen, blieb aber deutlich unter dem Mittel der vergangenen Jahre (Tab. 3). Gegenüber dem willkürlich gewählten Mittel der vorangehenden fünf Jahre fiel die Bohrleistung um knapp 28 % geringer aus, gegenüber dem Vorjahr um 25 % höher. Seit 1995 hat sich ein genereller Abwärtstrend eingestellt (Abb. 1). Gegenwärtig lässt sich nicht abschätzen, ob sich die Bohraktivität kurz- oder mittelfristig weiter abschwächen wird oder sich vielleicht auf einem mittleren Niveau von etwa 50 000 m stabilisieren wird. Für das laufende Jahr kann auf der Basis der geplanten Bohrprogramme und der bislang durchgeführten Bohrungen mit einer Bohrleistung in dieser Größenordnung gerechnet werden.

Mit etwa 40 % der Bohrleistung hat der Sektor der Explorationsbohrungen wieder einen Anteil erreicht wie schon seit einigen Jahren nicht mehr (2000: 20 %, 1999: 22 %, 1998: 32 %). Absolut ist die Bohrleistung der Exploration von etwa 8500 Bohrmeter auf knapp 22 000 Bohrmeter angestiegen, lag damit aber noch etwa 18 % unter dem Mittel der vorangehenden fünf Jahre. Außergewöhnlich war: Die Bohrleistung der Aufschlussbohrungen lag deutlich höher als die der Teilfeldsuchbohrungen.

Die Bohrleistung in der Kategorie der Feldesentwicklung wurde nicht intensiviert und erreichte einen neuen historischen Tiefststand. Mit etwa 32 000 m ist sie gegenüber dem Vorjahr (35 000 m) um etwa 7 % gesunken. Im Vergleich zum Mittel der vorangehenden fünf Jahre bedeutete dies einen Rückgang um etwa 33 %. Im Rahmen von Ölprojekten wurden 38 % der gesamten Bohrmeter abgeteuft. Allein auf die Bohraktivität im schleswig-holsteinischen Feld Mittelplate entfielen 30 % der deutschen Bohrmeterleistung.

Der Schwerpunkt der Bohraktivität lag wie gewohnt in Niedersachsen (Tab. 4). Der Anteil Niedersachsens erreichte wie in den beiden Vorjahren etwa 60 %. Die Aktivitäten in Niedersachsen verteilten sich in absteigender Reihenfolge auf die Erdgasprovinzen Weser-Ems, Elbe-Weser und untergeordnet auf die Ölprovinz westlich der Ems (Tab. 5). In Schleswig-Holstein (30 %) wurde ausschließlich im Feld Mittelplate gebohrt. Etwa 7 % entfielen auf die Explorationsaktivitäten in Bayern.

Tab. 3: Bohrmeterleistung der Jahre 1996 bis 2001, aufgeteilt nach Bohrkategorien.

| Jahr | Bohrmeter | | Explorationsbohrungen | | | | Feldesentwicklungsbohrungen | | | | | |
|-------------------------|---------------|------------|-----------------------|-------------|--------------|-------------|-----------------------------|------------|---------------|-------------|--------------|------------|
| | m | % | A3 | | A4 | | B1 | | B2 | | B3 | |
| | m | % | m | % | m | % | m | % | m | % | m | % |
| 1996 | 93 782 | 100 | 13 333 | 14,2 | 29 256 | 31,2 | 15 828 | 16,9 | 34 134 | 36,4 | 1 231 | 1,3 |
| 1997 | 83 338 | 100 | 16 663 | 20,0 | 22 228 | 26,7 | 6 851 | 8,2 | 36 642 | 44,0 | 954 | 1,1 |
| 1998 | 85 887 | 100 | 4 942 | 5,8 | 22 375 | 26,0 | 12 846 | 15,0 | 44 993 | 52,4 | 732 | 0,9 |
| 1999 | 68 231 | 100 | 0 | 0,0 | 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 | 0 | 0,0 | 34 626 | 80,1 | 0 | 0,0 |
| 2001 | 54 030 | 100 | 13 581 | 25,1 | 8 193 | 15,2 | 3 827 | 7,1 | 26 345 | 48,8 | 2 084 | 3,9 |
| Mittelwert 1996-2000 | 74 889 | 100 | 7 353 | 9,8 | 19 124 | 25,5 | 8 791 | 11,7 | 38 769 | 51,8 | 852 | 1,1 |

Tab. 4: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2001 auf die Bundesländer.

| Bundesland | Exploration | | Feldesentwicklung | | | Summe | Anteil in % |
|--------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------|
| | A3 | A4 | B1 | B2 | B3 | | |
| Bayern | 3 852,0 | - | - | - | - | 3 852,0 | 7,1 |
| Niedersachsen | 9 729,0 | 8 193,0 | 3 827,0 | 11 397,6 | 821,0 | 33 857,6 | 62,9 |
| Schleswig-Holstein | - | - | - | 14 947,0 | 1 263,0 | 16 210,0 | 30,0 |
| Summe | 13 581,0 | 8 193,0 | 3 827,0 | 26 344,6 | 2 084,0 | 54 029,6 | 100,0 |

Tab. 5: Verteilung der Bohrmeterleistung des Jahres 2001 auf die Explorations-/Produktionsgebiete.

| Gebiet | Exploration | | Feldesentwicklung | | | Summe | Anteil in % |
|-------------------|-----------------|----------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------|
| | A3 | A4 | B1 | B2 | B3 | | |
| nördlich der Elbe | - | - | - | 14 947,0 | 1 263,0 | 16 210,0 | 30,0 |
| Elbe-Weser | 5 228,0 | - | - | 3 329,0 | - | 8 557,0 | 15,8 |
| Weser-Ems | 4 501,0 | 8 193,0 | 3 827,0 | 4 514,0 | - | 21 035,0 | 38,9 |
| westlich der Ems | - | - | - | 3 554,6 | 821,0 | 4 265,6 | 8,1 |
| Alpenvorland | 3 852,0 | - | - | - | - | 3 852,0 | 7,1 |
| Summe | 13 581,0 | 8 193,0 | 3 827,0 | 26 344,6 | 2 084,0 | 54 029,6 | 100,0 |

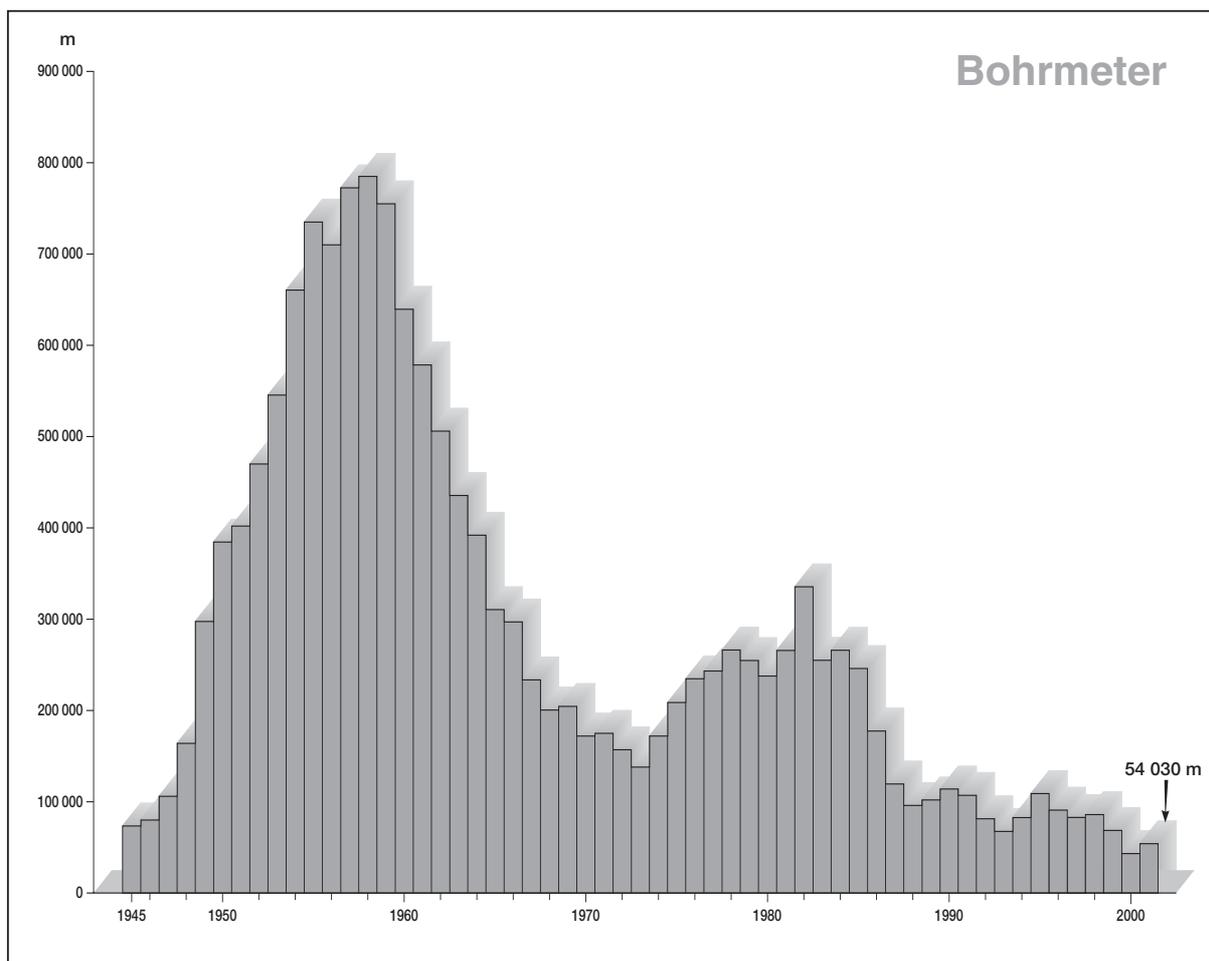


Abb. 1: Bohrmeter der Erdöl- und Erdgasbohrungen (ohne Speicherbohrungen) von 1945 bis 2001 in Deutschland.

1.4 Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen

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

A Explorationsbohrung (exploration well)

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

A1 *Untersuchungsbohrung* (shallow stratigraphic test, structure test)

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

A2 *Basisbohrung* (deep stratigraphic test)

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

A3 *Aufschlussbohrung* (new field wildcat)

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

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

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

A5 *Wiedererschließungsbohrung* (field reactivation well)

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

2 Geophysik

In den letzten Jahren waren die Aktivitäten der geophysikalischen Vorerkundung sehr verhalten. In 2001 haben die Offshore-Messungen in der Nordsee den Umfang der 3D-Seismik wieder auf ein Niveau wie zu Zeiten des Maximums der Aktivitäten in den frühen 90er Jahren gehoben. Allerdings waren am Aktivitätsmaximum ausschließlich aufwändigere Onshore-Messungen beteiligt. In 2001 wurden bei der Suche nach Erdgas und Erdöl in Deutschland seismische 3D-Surveys mit einer Gesamtfläche von etwa 2400 km² und knapp 400 Profilkilometer 2D-Seismik gemessen. Daneben wurde ein magnetotellurisches Profil mit einer Länge von 40 km aufgenommen. In Tabelle 6 ist der Umfang der durchgeführten Messungen in den Explorationsgebieten zusammengefasst.

Der Umfang der 3D-Seismik ist gegenüber dem Vorjahr sprunghaft von 150 km² auf fast 2400 km² angestiegen. Wesentlich hat dazu der Survey der Deutschen Nordsee-Gruppe unter Federführung der Wintershall AG im Bereich des "Entenschnabels" des deutschen Sektors der Nordsee im Erlaubnisgebiet B 20001 (Abb. 5) beigetragen. Dieser Survey überdeckt eine Fläche von annähernd 2000 km², davon liegen etwa 1600 km² im deutschen Sektor. Weitere Surveys wurden in den J-Blöcken der Gas de France (Erlaubnisgebiet B 20008/67) und vom Mittelplate-Konsortium im Bereich des Feldes Mittelplate im Wattenmeer vor der Küste Schleswig-Holsteins (Erlaubnisgebiet Heide) akquiriert. Onshore-Surveys wurden in den Erlaubnisgebieten Ahrensheide (Mobil Erdgas-Erdöl GmbH), Leer (Preussag Energie GmbH) und Salzach-Inn (Rohöl-Aufsuchungs AG) gemessen (Abb. 3).

Der Umfang der 2D-Seismik ist gegenüber dem Vorjahr von etwa 1500 Profilkilometern auf etwa 450 Profilkilometer zurückgegangen. In der Nordsee wurde knapp die Hälfte der Messungen vorgenommen, und zwar in den J-Blöcken der North Sea Oil Company Ltd. (Erlaubnisgebiet B 20008/66), in den zum dänischen Sektor grenznahen C- und D-Blöcken der Er-

Tab. 6: Geophysikalische Messungen des Jahres 2001 (nach Angaben der explorierenden Gesellschaften und des Landesbergamtes Clausthal-Zellerfeld).

| Gebiet | 3D-Seismik [km ²] | 2D-Seismik [km] | Magnetotellurik [km] |
|-------------------------------------|---|---------------------------|--------------------------------|
| Deutsche Ostsee | - | - | - |
| Deutsche Nordsee | 1879 | 194 | - |
| Nördlich der Elbe | 67 | 15 | - |
| Zwischen Oder/Neiße und Elbe | - | - | - |
| Zwischen Elbe und Weser | 84 | 159 | 40 |
| Zwischen Weser und Ems / Emsmündung | 118 | - | - |
| Westlich der Ems | - | - | - |
| Thüringer Becken | - | - | - |
| Niederrhein-Münsterland | - | - | - |
| Saar-Nahe-Becken | - | - | - |
| Oberrheintal | - | - | - |
| Alpenvorland | 219 | 75 | - |
| Sonstige | - | - | - |
| Summe | 2367 | 443 | 40 |

laubnisgebiete B 2008/60, /63 und /64 durch die Norsk Agip und im Erlaubnisgebiet Heide des Mittelplate-Konsortiums.

Onshore wurde 2D-Seismik in den Erlaubnisgebieten Dahlenburg und Rott (RWE-DEA AG) sowie Steinhude (Preussag Energie GmbH) akquiriert.

Gravimetrische Messungen wurden in 2001 nicht durchgeführt. Bei der Suche nach Erdöl und Erdgas eher selten eingesetzte magnetotellurische Messungen wurden von der RWE-DEA AG im Erlaubnisgebiet Rotenburg zur Untersuchung des Salzstockes Wedehof ergänzend zu den vorhandenen seismischen und gravimetrischen Daten durchgeführt.

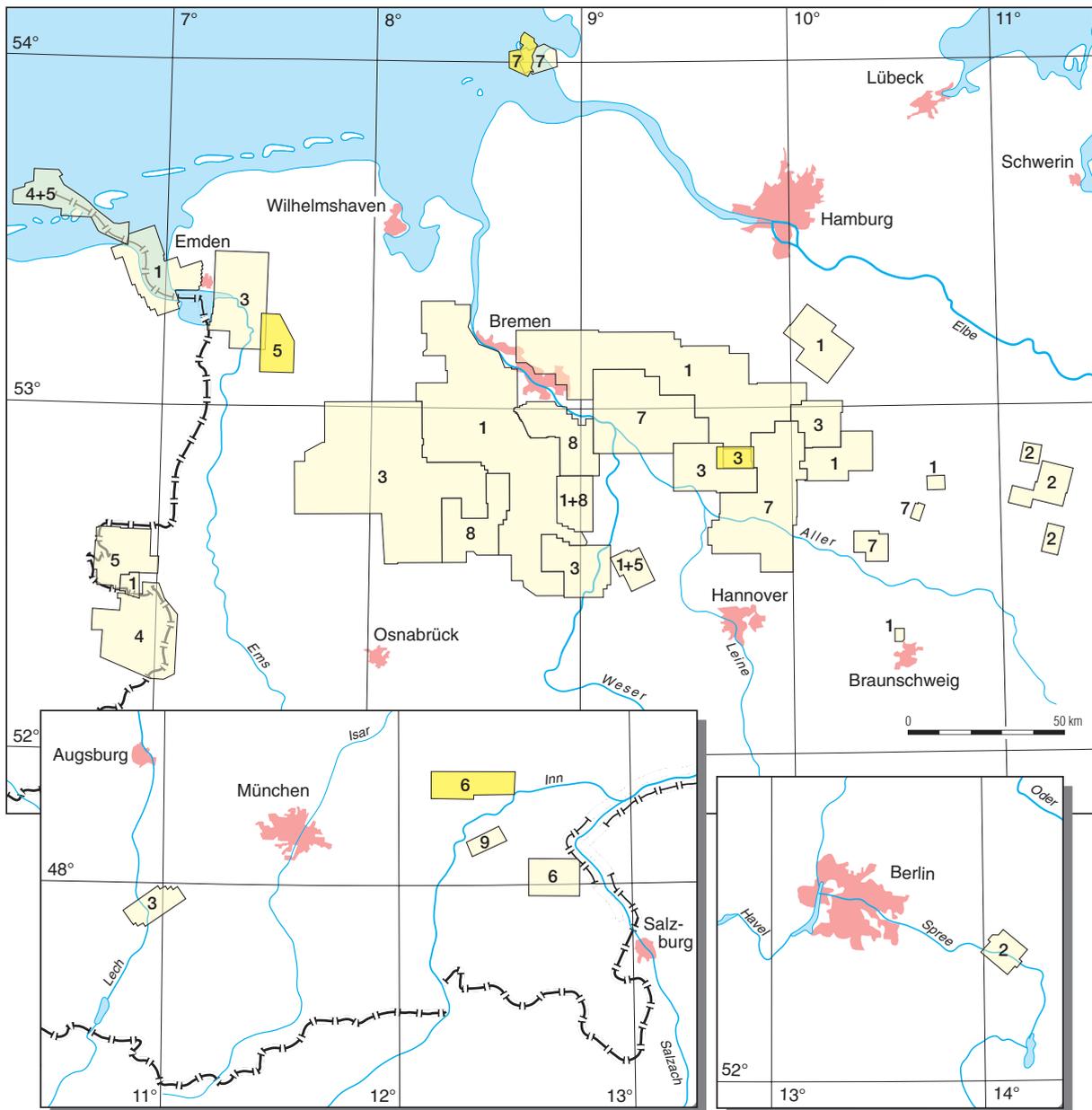


Abb. 3: 3D-seismisch überdeckte Flächen der Erdöl- und Erdgassuche und der Untertage-Erdgasspeicherung (ohne küstenferne Nordsee). Messgebiete 2001 dunkler hervorgehoben. Nach Auftraggebern bzw. federführenden Firmen zusammengefasst. 1: BEB, 2: EEG, 3: MEEG, 4: NAM, 5: Preussag, 6: RAG, 7: RWE-DEA, 8: Wintershall, 9: Ruhrgas.

3 Konzessionswesen

Entsprechend dem Trend der letzten Jahre hat sich die zur Aufsuchung von Erdöl und Erdgas vergebene Konzessionsfläche in Deutschland weiter verkleinert. In mehreren Bundesländern sind Erlaubnisse abgelaufen oder wurden aufgehoben, u.a. für einige Gebiete in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und im Saarland, in denen sich das Interesse auf Flözgas konzentrierte.

Mit dem neu vergebenen Gebiet Altmark-Nordwest in Sachsen-Anhalt wurde die Lücke zwischen dem Bergwerkseigentum Altmark und der Landesgrenze geschlossen. Die Neuvergabe der Erlaubnisse in Nordrhein-Westfalen zielt auf die Nutzung von Erdgas im Bereich stillgelegter Steinkohlenbergwerke. In Niedersachsen wurde die Erlaubnis Unterweser neu erteilt, Ridderade-West resultierte aus der Neuorganisation eines Erlaubnisgebietes. Im Detail ergaben sich gegenüber 2000 folgende Veränderungen (vgl. Abb. 4):

Neu erteilt wurden die Erlaubnisse:

| Nr. | Name | Inhaber | Bundesland |
|-------|------------------|---------------------------|---------------------|
| 00005 | Ridderade-West | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 01001 | Unterweser | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 2 | Julix | A-TEC Anlagentechnik GmbH | Nordrhein-Westfalen |
| 3 | Wan-Thal | Stadtwerke Herne AG | Nordrhein-Westfalen |
| 4 | Her-Teuto | Stadtwerke Herne AG | Nordrhein-Westfalen |
| 1 | Altmark-Nordwest | EEG - Erdgas Erdöl GmbH | Sachsen-Anhalt |

Quelle: zuständige Bergverwaltungen. Nr. entsprechend Abb. 4.

Abgelaufen sind bzw. aufgehoben wurden die Erlaubnisse:

| Nr. | Name | Inhaber | Bundesland |
|-----|------------|-------------------------------|---------------------|
| 1 | Beeskow | EEG - Erdgas Erdöl GmbH | Brandenburg |
| 019 | Strackholt | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 425 | Hildesheim | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 5 | Raesfeld | Resources International Corp. | Nordrhein-Westfalen |
| 3 | Bergland | Resources International Corp. | Rheinland-Pfalz |
| 2 | Bliesgau | Deutsche Steinkohle AG | Saarland |

Quelle: zuständige Bergverwaltungen. Nr. entsprechend Abb. 4.

Darüber hinaus gab es einige Teilaufhebungen. Dies betraf das Erlaubnisgebiet Wetttrup in Niedersachsen, die Blöcke L1 und L2 in der Nordsee (B 20008/61) sowie das Erlaubnisgebiet Südbayern. In Tabelle 7 sind die Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen mit Stand vom 31. Dezember 2001 zusammengestellt. In den Übersichtskarten der Abbildungen 4 und 5 ist die Lage der Erlaubnisfelder dargestellt.

Tab. 7: Verzeichnis der Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdöl- und Erdgas (Quelle: zuständige Bergverwaltungen; Nr. entsprechend Abb. 4 und 5).

| Nr. | Name | Inhaber | Bundesland |
|---|-------------------------|---------------------------|---------------|
| Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld | | | |
| 022 | Bedekaspel-Erweiterung | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 026 | Jemgum | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 027 | Leer | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 030 | Wildes Moor | Wintershall AG | Niedersachsen |
| 038 | Hümmeling | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 039 | Lingen (Zusammenlegung) | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 060 | Wetttrup-Verkleinerung | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 071 | Münsterland | Oldenburgische Erdöl GmbH | Niedersachsen |

Fortsetzung Tab. 7

| Nr. | Name | Inhaber | Bundesland |
|--|--|---|------------------------|
| 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 | 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 |
| 235 | Dithmarschen | RWE-DEA AG | Schleswig-Holstein |
| 367 | Gifhorn | RWE-DEA AG | Niedersachsen |
| 513 | Hamwiede | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 517 | Ahrensheide | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 561 | Schneeren | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 97003 | Dahlenburg | RWE-DEA AG | Niedersachsen |
| 97004 | Dethlingen-Erweiterung I | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 97005 | Borkum | Preussag Energie GmbH & Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 98003 | Celle | RWE-DEA AG | Niedersachsen |
| 99003 | Achim (neu) | Wintershall AG | Niedersachsen |
| 99004 | Bevensen | RWE-DEA AG | Niedersachsen |
| 00001 | Thedinghausen | Wintershall AG | Niedersachsen |
| 00002 | Steinhude | Preussag Energie GmbH | Niedersachsen |
| 00003 | Linsburg-Verkleinerung I | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 00004 | Altmark-Nord-Erweiterung I | EEG - Erdgas Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 00005 | Ridderade-West | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 01001 | Unterweser | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Niedersachsen |
| 20001 | A6, B4, B5, B7, B8, B10, B11, B12 | Deutsche Nordsee-Gruppe (DNG) | Nordsee |
| 20007/1 | L2K, L3K, M1K, M2K, M4K, M5K | RWE-DEA AG | Nordsee |
| 20008/19 | B12, B15, C13, C14, C16 | Maersk Öl und Gas GmbH | Nordsee |
| 20008/52 | C16, C13, B14, B15, B18 | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Nordsee |
| 20008/55 | A2, A3, A5, A6, A8, A9, A12 | Premier Oil BV, Amerada Hess Ltd., Dansk Olie- og Gasproduktion A/S & Newport Petroleum Corporation | 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 |
| 20008/63 | D11-12, 14-15, 17-18, E13, 16, H2, 3, 5, 6 | Maersk & Deutsche Shell AG | Nordsee |
| 20008/64 | C16, 18, D10, 13, 16, G1-12, 15, H1, 4 | Denerco Oil A/S & Intrepid Energy North Sea Ltd. | Nordsee |
| 20008/66 | J4, J5 | North Sea Oil Company Ltd. | Nordsee |
| 20008/67 | J7, J8, J10, J11, J13, J14 | Gas de France | Nordsee |
| Bergamt Stralsund | | | |
| 1 | Bergen | EEG – Erdgas Erdöl GmbH | Mecklenburg-Vorpommern |
| Landesamt für Geologie und Bergwesen Sachsen-Anhalt | | | |
| 1 | Altmark Nordwest | EEG - Erdgas Erdöl GmbH | Sachsen-Anhalt |
| Bezirksregierung Arnsberg | | | |
| 1 | Münsterland-West | Preussag Energie GmbH | Nordrhein-Westfalen |
| 2 | Julix | A-TEC Anlagentechnik GmbH | Nordrhein-Westfalen |
| 3 | Wan-Thal | Stadtwerke Herne AG | Nordrhein-Westfalen |
| 4 | Her-Teuto | Stadtwerke Herne AG | Nordrhein-Westfalen |
| Oberbergamt für das Saarland und Rheinland-Pfalz | | | |
| 1 | Dillingen-Saarbrücken-Ottweiler | Deutsche Steinkohle AG | Saarland |
| Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie | | | |
| 1 | Salzach-Inn | Rohöl-Aufsuchungs AG | Bayern |
| 2 | Rosenheim-Traunstein | Rohöl-Aufsuchungs AG | Bayern |
| 3 | Bayerisches Voralpengebiet-Ost | Bayerische Mineralöl-Industrie AG | Bayern |
| 4 | Rott | RWE-DEA AG | Bayern |
| 5 | Südbayern | Forest Oil Germany GmbH | Bayern |
| 6 | Oberallgäu | Forest Oil Germany GmbH | Bayern |

Erdöl- und Erdgaserlaubnisfelder

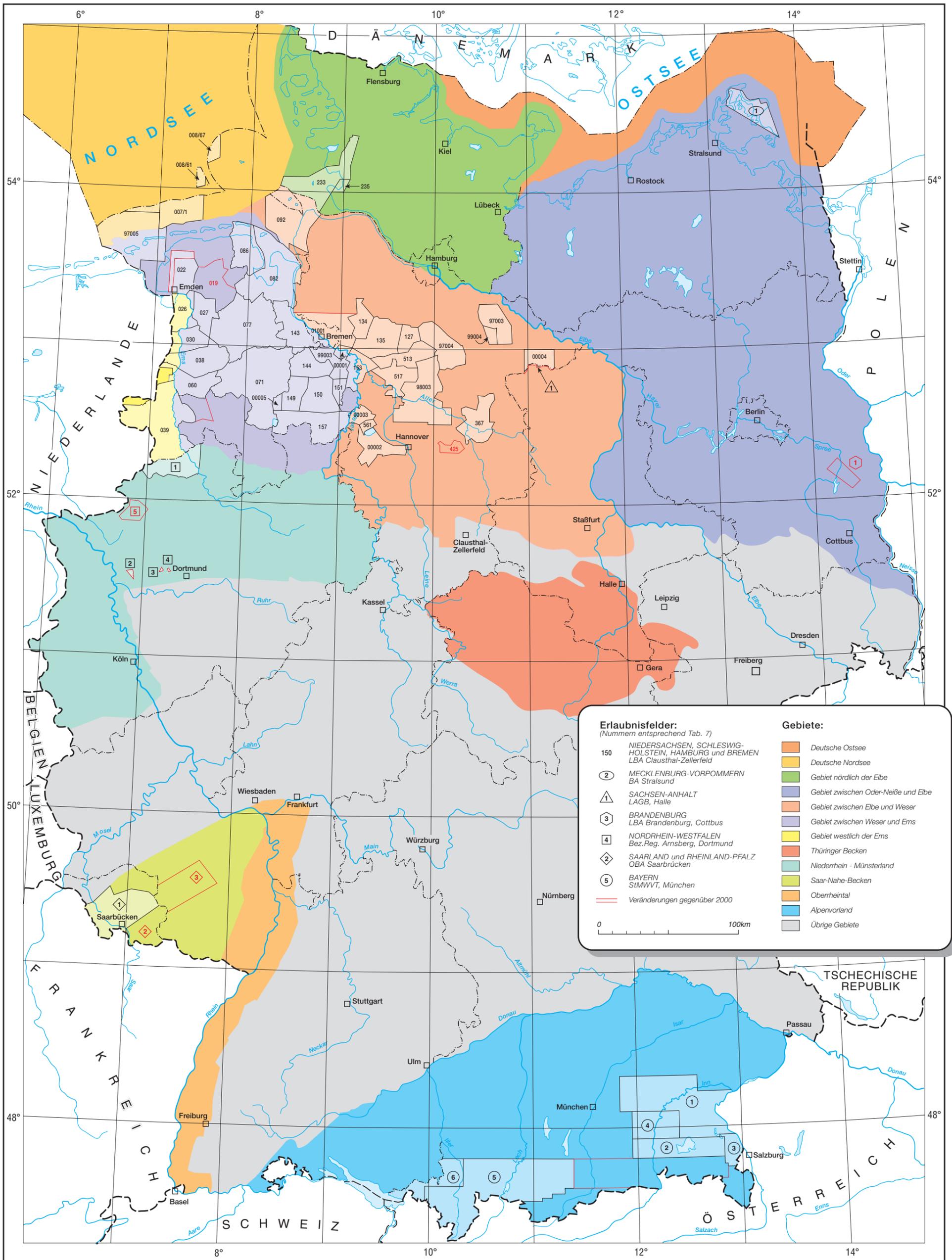


Abbildung 4

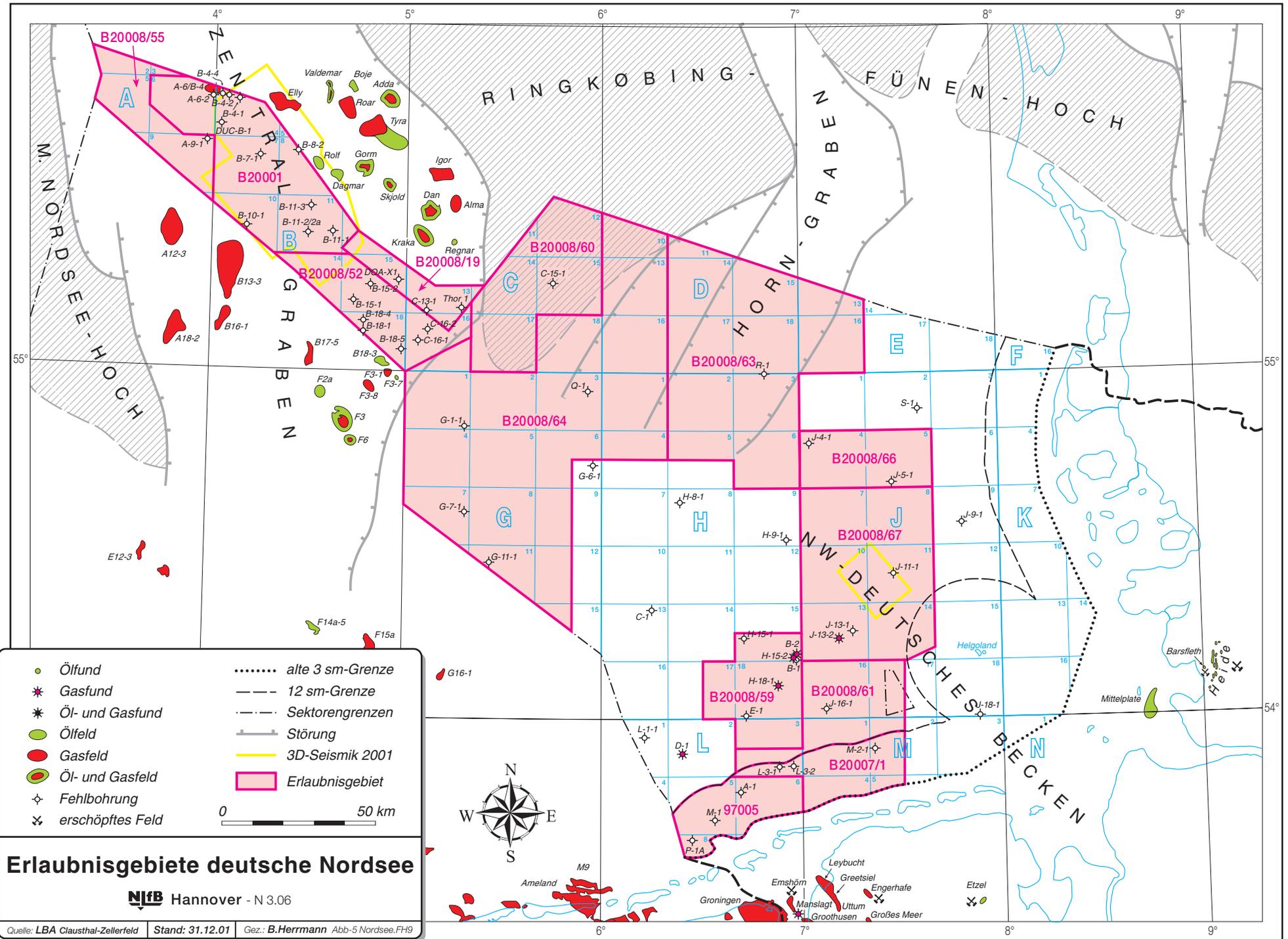


Abbildung 5

4 Erdöl- und Erdgasproduktion

Während die inländische Erdölförderung im Jahre 2001 mit 3,4 Mio. t um etwa 10 % über der des Vorjahres lag, blieb die Erdgasförderung mit 20,1 Mrd. m³(V_n) Reingas auf dem Niveau des Vorjahres. Dabei deckte die heimische Erdölproduktion 2,6 % des Erdölaufkommens (Summe der Importe und der inländischen Produktion) der Bundesrepublik Deutschland von rd. 130 Mio. t (DIW¹). Beim Erdgas betrug dieser Anteil rd. 18 % des Aufkommens von rd. 110 Mrd. m³(V_n) (H_o = 9,77 kWh/m³ (V_n)) (DIW¹).

Die Schwerpunkte der heimischen Erdölförderung in 2001 lagen mit rd. 43 % in Niedersachsen und mit rd. 47 % in Schleswig-Holstein (Tab. 8) und haben sich im Vergleich zum Vorjahr wiederum zugunsten von Schleswig-Holstein verändert. Dessen Anteil an der inländischen Förderung stieg um weitere 4 % an, begründet durch die Weiterentwicklung des Feldes Mittelplate mit entsprechenden Fördererhöhungen durch neue Produktionsbohrungen. Diese Fördersteigerung konnte den natürlichen Förderabfall der anderen deutschen Lagerstätten mehr als kompensieren. Ermöglicht wurde sie durch die von Land abgeteufte Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 2, 3, 4 und 5, die ab Mitte 2000 zusammen mit weiteren Sonden zu einer optimierten und zügigen Ausbeutung der ungefähr 7 km vor der Nordseeküste liegenden Dogger-Lagerstätte Mittelplate beitragen.

Die Anzahl der Fördersonden nahm weiter ab, u. a. begründet durch den Rückbau des in Niedersachsen gelegenen Feldes Leiferde, das aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Die in 2000 begonnenen Rückbauarbeiten der Förderanlagen von Schwedeneck-See in der Kieler Bucht sind noch nicht abgeschlossen.

In der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen mit einem Anteil von rd. 85 % in den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems. Die Zahl der produzierenden

Tab. 8: Erdöl-/Kondensat-, Erdölgas- und Erdgasproduktion 2001.

| 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 | 1.262 | 0,04 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,00 |
| Bayern | 36.980 | 1,07 | 10.934.230 | 0,05 | 2.793.531 | 1,84 | 13.727.761 | 0,06 |
| Brandenburg | 20.632 | 0,60 | 0 | 0 | 6.626.710 | 4,36 | 6.626.710 | 0,03 |
| Hamburg | 29.957 | 0,87 | 0 | 0 | 31.356.869 | 20,61 | 31.356.869 | 0,14 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 10.126 | 0,29 | 0 | 0 | 2.522.145 | 1,66 | 2.522.145 | 0,01 |
| Niedersachsen | 1.491.733 | 43,31 | 18.427.305.390 | 85,53 | 84.474.575 | 55,52 | 18.511.779.965 | 85,32 |
| Nordrhein-Westfalen | 1.792 | 0,05 | 54.970.800 | 0,26 | 0 | 0 | 54.970.800 | 0,25 |
| Nordsee | 153.420 | 4,45 | 1.221.461.070 | 5,67 | 0 | 0 | 1.221.461.070 | 5,63 |
| Rheinland-Pfalz | 65.761 | 1,91 | 0 | 0 | 1.885.413 | 1,24 | 1.885.413 | 0,01 |
| Schleswig-Holstein | 1.632.637 | 47,40 | 0 | 0 | 22.497.555 | 14,79 | 22.497.555 | 0,10 |
| Sachsen-Anhalt | 0 | 0 | 1.778.813.304 | 8,26 | 0 | 0 | 1.778.813.304 | 8,20 |
| Thüringen | 0 | 0 | 51.898.903 | 0,24 | 0 | 0 | 51.898.903 | 0,24 |
| Summe | 3.444.300 | 100 | 21.545.383.697 | 100 | 152.156.798 | 100 | 21.697.540.495 | 100 |

¹ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, Wochenbericht Nr.7/2002, www.diw.de, Rubrik: Publikationen/Wochenberichte)

Felder hat sich gegenüber 2000 nur unwesentlich von 92 auf 91 reduziert (Feld Manslagt mit einer Bohrung).

4.1 Erdöl

Tabelle 9 zeigt, dass die Anzahl von produzierenden Erdölfeldern gegenüber 2000 nur um zwei Felder (Leiferde und Schwedeneck-See) auf nunmehr 46 Felder abgenommen hat. Gleichzeitig hat sich die Anzahl der Förderbohrungen durch Außerbetriebnahme unwirtschaftlicher Sonden bzw. durch Reparaturarbeiten weiter um 49 Sonden auf 1153 reduziert.

Gegenüber dem Vorjahr (3,1 Mio. t) stieg die Förderung um rd. 10 % auf 3,4 Mio. t an (Tab. 9, Anl. 5). Tabelle 10 zeigt eine Zusammenstellung für alle zurzeit in Betrieb befindlichen deutschen Lagerstätten in den jeweiligen Fördergebieten. Tabellen 11 und 12 verdeutlichen, wie sich die Produktion auf die einzelnen Fördergebiete verteilte und welches die zehn förderstärksten Felder waren. Das seit 1987 produzierende Feld Mittelplate im Gebiet nördlich der Elbe stellt weiterhin das förderstärkste Feld dar. Hervorzuheben ist, dass Mittelplate im Berichtsjahr fast die Hälfte (rd. 47 %) der deutschen Erdölproduktion mit zuletzt 18 Förderbohrungen erbrachte. Durch den weiteren Ausbau der Produktion aus bestimmten Formationsabschnitten von der Landstation Dieksand aus konnte eine Fördersteigerung auf derzeit ca. 1,6 Mio. t pro Jahr bei einer statistischen Förderrate von etwa 250 t/Tag je Bohrung erzielt werden. Mit weiteren Bohrungen soll die Produktion in den nächsten Jahren auf ca. 2 Mio. t ausgebaut werden.

Die in der Tabelle 12 auf den Positionen 2 bis 5 liegenden Lagerstätten befinden sich im Gebiet westlich der Ems bzw. im westlichsten Teil des Gebietes Weser-Ems. Im Vergleich zum Vorjahr erfolgte die Produktion in Rühle aus nur noch 197 Bohrungen (Vorjahr: 202) mit einer durchschnittlichen Förderrate von ca. 4,5 t/Tag je Bohrung, die in Bramberge aus nunmehr 46 Bohrungen (Vorjahr: 41) mit rechnerisch rund 15 t/Tag je Bohrung.

In den Lagerstätten Rühle, mit den Feldesteilen Rühlermoor und Rühlertwist, sowie Georgsdorf und Emlichheim wurden zur Steigerung der Ausbeute sogenannte Tertiärmaßnahmen (Thermalprojekte: Dampf- oder Heiß-/Warmwasserfluten) fortgeführt. Die Mehrförderung in 2001 betrug aus 10 Projekten mit 386 509 t knapp 12 % der Gesamtförderung in Deutschland.

Die Erdölförderung aus deutschen Lagerstätten stammt zu rd. 35 % aus Sandsteinen der Unterkreide, z.B. in den Feldern Rühle, Bramberge, Georgsdorf, Emlichheim und Barenburg. Etwa 54 % werden aus Sandsteinen des Dogger, der nördlich der Elbe (z.B. in Mittelplate) und zwischen Elbe und Weser ölführend ist, produziert (Anl. 9).

Tab. 9: Erdöl- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1997 bis 2001.

| Jahr | Erdöl/Kondensat in Mio. t | Erdölgas in Mio. m ³ (V _n) | in Betrieb Erdöl- | |
|-------------|------------------------------|--|----------------------|--------------|
| | | | Felder | Fördersonden |
| 1997 | 2,820 | 141,974 | 66 | 1.369 |
| 1998 | 2,895 | 142,864 | 60 | 1.296 |
| 1999 | 2,740 | 139,227 | 49 | 1.251 |
| 2000 | 3,120 | 143,750 | 48 | 1.202 |
| 2001 | 3,444 | 152,157 | 46 | 1.153 |

Erdölförderung (einschließlich Kondensat aus der Erdgasförderung) und Erdölgasförderung 2001 *)

| Land | Gebiet / Lagerstätte | Fundjahr | Operator | Förderung | | | | Förder- sonden am 31.12.2001 |
|---------------------------------------|-----------------------------------|----------|-------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|----------------------|------------------------------------|
| | | | | Erdöl / Kondensat in t | | Erdölgas in m³(V _n) | | |
| | | | | 2001 | kumulativ | 2001 | kumulativ | |
| 1 Deutsche Ostsee | | | | | | | | |
| 2 Deutsche Nordsee | | | | | | | | |
| DNS | Nordsee A6 / B4 * | | | 153.420 | 186.137 | | | * |
| | Summe Gebiet | | | 153.420 | 186.137 | | | |
| 3 Nördlich der Elbe | | | | | | | | |
| SH | Mittelplate | | | 1.632.637 | 7.806.021 | 22.497.555 | 112.232.184 | 18 |
| SH | Mittelplate / Dieksand | 1980 | RWE-DEA | 1.632.637 | 7.806.021 | 22.497.555 | 112.232.184 | |
| HH | Reitbrook | | | 20.398 | 5.805.523 | 31.192.010 | 823.147.287 | 12 |
| HH | Allermöhe | 1979 | Preussag | 901 | 83.324 | 16.688 | 1.368.102 | 1 |
| HH | Reitbrook-Alt | 1937 | Preussag | 13.174 | 2.481.574 | 31.058.618 | 771.255.961 | 4 |
| HH | Reitbrook-West | 1960 | Preussag | 6.323 | 3.240.625 | 116.704 | 50.523.224 | 7 |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 20.061.986 | | 880.593.612 | |
| | Summe Gebiet | | | 1.653.035 | 33.673.530 | 53.689.565 | 1.815.973.083 | 30 |
| 4 Zwischen Oder/Neiße und Elbe | | | | | | | | |
| BB | Kietz | 1987 | EEG | 20.632 | 51.935 | 6.626.710 | 16.552.861 | 2 |
| MV | Lütow | 1965 | EEG | 6.789 | 1.292.215 | 1.940.945 | 634.350.057 | 7 |
| MV | Mesekenhagen / Kirchdorf | 1988 | EEG | 3.337 | 91.639 | 581.200 | 21.826.437 | 2 |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 1.553.991 | | 613.929.038 | |
| | Summe Gebiet | | | 30.758 | 2.989.780 | 9.148.855 | 1.286.658.393 | 11 |
| 6 Zwischen Elbe und Weser | | | | | | | | |
| NI | Eddesse (-Nord) | 1876 | Preussag | 2.582 | 833.057 | 37.537 | 16.081.489 | 15 |
| NI | Eldingen | 1949 | BEB | 17.974 | 3.189.788 | 52.380 | 26.414.933 | 21 |
| NI | Hankensbüttel | | | 61.529 | 14.584.143 | 1.441.408 | 3.220.434.168 | 31 |
| NI | Mitte, Nord, Ost (Pool) | 1954 | BEB | 33.453 | 2.513.213 | 460.477 | 39.512.691 | 11 |
| NI | Süd | 1954 | RWE-DEA | 28.076 | 12.070.930 | 980.931 | 3.180.921.477 | 20 |
| NI | Knesebeck (Vorhop-) | 1958 | Preussag | 20.433 | 3.200.355 | 198.924 | 25.227.913 | 20 |
| NI | Lehrte | | | 1.742 | 333.646 | 73.326 | 11.692.827 | 7 |
| NI | Höver | 1956 | Preussag | 1.742 | 333.646 | 73.326 | 11.692.827 | 7 |
| NI | Lüben | | | 36.301 | 2.164.638 | 276.060 | 12.107.994 | 13 |
| NI | Bodenteich | 1960 | BEB | 1.623 | 65.473 | 2.629 | 236.451 | 1 |
| NI | Lüben / Lüben-West | 1955 | BEB | 34.678 | 2.099.165 | 273.431 | 11.871.543 | 12 |
| NI | Nienhagen | | | 5.176 | 3.655.699 | 22.264 | 2.462.792 | 9 |
| NI | Nienhagen, Elwerath | 1861 | BEB | 5.176 | 3.655.699 | 22.264 | 2.462.792 | 9 |
| NI | Ölheim-Süd | | | 23.460 | 1.388.750 | 1.209.423 | 50.756.954 | 23 |
| NI | Ölheim-Süd, Rhät | 1960 | Preussag | 602 | 32.481 | 9.667 | 803.159 | 1 |
| NI | Ölheim-Süd, Unterkreide | 1968 | Preussag | 22.859 | 1.356.269 | 1.199.756 | 49.953.795 | 22 |
| NI | Rühme | 1954 | BEB | 38.844 | 1.876.684 | 384.586 | 17.809.977 | 34 |
| NI/HH | Sinstorf | | | 11.173 | 2.916.282 | 192.705 | 52.376.510 | 6 |
| NI/HH | Groß Hamburg | 1960 | Preussag | 3.279 | 1.899.580 | 56.534 | 33.991.406 | 1 |
| NI/HH | Meckelfeld-West | 1960 | Preussag | 6.287 | 705.127 | 108.440 | 12.757.059 | 3 |
| NI/HH | Sottorf-Ost | 1960 | Preussag | 1.608 | 311.576 | 27.731 | 5.628.045 | 2 |
| NI | Thönse * | 1952 | BEB | 4.772 | 171.302 | 0 | 0 | * |
| NI | Vorhop | 1952 | Preussag | 20.120 | 2.707.012 | 3.476.044 | 146.327.851 | 23 |
| NI | Wittingen-Südost | 1970 | Preussag | 992 | 71.626 | 0 | 1.048.152 | 1 |
| NI | Kondensat aus der Erdgasförderung | | | 3.559 | 35.958 | | | |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 37.961.940 | | 1.327.523.393 | |
| | Summe Gebiet | | | 248.658 | 75.090.879 | 7.364.657 | 4.910.264.953 | 203 |
| 7 Zwischen Weser und Ems | | | | | | | | |
| NI | Barenburg | 1953 | BEB | 53.798 | 6.566.956 | 2.318.041 | 486.874.936 | 31 |
| NI | Bockstedt | 1954 | Wintershall | 23.162 | 3.376.901 | 841.386 | 60.046.513 | 16 |
| NI | Börger / Werlte | 1977 | Preussag | 383 | 124.073 | 17.200 | 6.166.267 | 1 |
| NI | Bramberge | | | 247.803 | 17.911.472 | 17.059.800 | 925.947.050 | 46 |
| NI | Bramhar | 1957 | Preussag | 188.550 | 13.454.192 | 13.172.161 | 723.337.124 | 36 |
| NI | Osterbrock | 1958 | Preussag | 9.511 | 1.250.655 | 586.148 | 56.554.534 | 3 |
| NI | Wettrup | 1958 | Preussag | 49.742 | 3.206.626 | 3.301.491 | 146.055.392 | 7 |
| NI | Düste | | | 26.595 | 6.130.736 | 807.869 | 195.110.857 | 46 |
| NI | Aldorf | 1952 | Wintershall | 6.553 | 2.392.003 | 234.677 | 119.608.092 | 14 |
| NI | Düste-Valendis | 1954 | Wintershall | 9.806 | 1.693.078 | 353.997 | 28.725.092 | 24 |
| NI | Wietingsmoor | 1954 | BEB | 10.236 | 2.045.655 | 219.195 | 46.777.673 | 8 |

| Land | Gebiet / Lagerstätte | Fundjahr | Operator | Förderung | | | | Förder- sonden am 31.12.2001 |
|--|-----------------------------------|----------|-------------|------------------------|--------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------------------|
| | | | | Erdöl / Kondensat in t | | Erdölgas in m³(V _n) | | |
| | | | | 2001 | kumulativ | 2001 | kumulativ | |
| Fortsetzung Gebiet 7: Zwischen Weser und Ems | | | | | | | | |
| NI | Groß Lessen | 1969 | BEB | 17.333 | 3.282.895 | 910.391 | 81.715.522 | 5 |
| NI | Hemmelte-West | 1951 | MEEG | 6.380 | 2.235.521 | 867.621 | 218.249.850 | 11 |
| NI | Liener-Garen | 1953 | MEEG | 767 | 102.455 | 36.000 | 6.937.358 | 3 |
| NI | Löningen | | | 7.847 | 625.054 | 3.343.024 | 310.835.362 | 6 |
| NI | Löningen / Löningen-Südost | 1959 | MEEG | 3.517 | 458.708 | 2.237.584 | 286.167.277 | 3 |
| NI | Löningen-West | 1961 | MEEG | 4.330 | 166.345 | 1.105.440 | 24.668.085 | 3 |
| NI | Matrum | 1982 | MEEG | 4.179 | 161.193 | 1.239.062 | 14.873.439 | 4 |
| NI | Siedenburg | 1957 | MEEG | 10.319 | 1.018.298 | 356.101 | 60.940.741 | 10 |
| NI | Sögel | 1983 | Preussag | 643 | 24.770 | 31.600 | 1.257.111 | 2 |
| NI | Sulingen-Valendis | 1973 | BEB | 7.770 | 949.488 | 482.678 | 21.339.103 | 8 |
| NI | Vechta | | | 11.049 | 2.337.168 | 2.012.006 | 592.928.285 | 14 |
| NI | Hagen | 1957 | MEEG | 473 | 132.784 | 37.175 | 10.580.913 | 1 |
| NI | Harne | 1956 | MEEG | 352 | 342.054 | 43.248 | 51.298.826 | 1 |
| NI | Welppe | 1957 | MEEG | 10.224 | 1.862.329 | 1.931.583 | 531.048.546 | 12 |
| NI | Voigtei / Voigtei-Süd | 1953 | MEEG | 29.559 | 3.947.991 | 4.556.821 | 314.325.249 | 69 |
| NI | Voigtei (Wealden) Associated Gas | 1953 | MEEG | | | 36.109 | 14.884.750 | |
| NI | Wehrbleck / Wehrbleck-Ost | 1957 | BEB | 15.308 | 2.569.837 | 1.260.612 | 275.317.751 | 12 |
| NI | Kondensat aus der Erdgasförderung | | | 1.725 | 98.844 | | | |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 4.459.639 | | 316.137.556 | |
| | Summe Gebiet | | | 464.619 | 55.923.290 | 36.176.321 | 3.903.887.700 | 284 |
| 8 Westlich der Ems | | | | | | | | |
| NI | Adorf | 1948 | Preussag | 20.359 | 1.556.885 | 882.410 | 53.588.740 | 10 |
| NI | Emlichheim | 1944 | Wintershall | 160.931 | 8.433.125 | 2.099.745 | 119.451.578 | 90 |
| NI | Georgsdorf | 1944 | BEB | 162.616 | 17.407.268 | 13.972.000 | 1.661.523.000 | 147 |
| NI | Meppen / M.-Schwefingen | 1960 | BEB | 57.132 | 2.823.570 | 2.525.808 | 128.727.208 | 22 |
| NI | Ringe | 2001 | Preussag | 7.844 | 7.844 | 156.826 | 156.826 | 1 |
| NI | Rühle | | | 321.109 | 30.283.096 | 17.500.172 | 1.146.681.010 | 197 |
| NI | Rühlermoor-Valendis | 1949 | BEB | 289.364 | 25.035.714 | 16.665.133 | 1.053.230.733 | 165 |
| NI | Rühlermoor-Valendis | 1949 | Preussag | 31.745 | 5.247.382 | 835.039 | 93.450.277 | 32 |
| NI | Scheerhorn | 1949 | Preussag | 55.614 | 8.398.733 | 3.961.495 | 477.947.223 | 61 |
| NI | Kondensat aus der Erdgasförderung | | | 2.409 | 329.838 | | | |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 4.169.749 | | 1.040.531.214 | |
| | Summe Gebiet | | | 788.014 | 73.410.107 | 41.098.456 | 4.628.606.799 | 528 |
| 9 Thüringer Becken | | | | | | | | |
| TH | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | | 49.365 | 20.069.000 | |
| | Summe Gebiet | | | | | 49.365 | 20.069.000 | |
| 10 Niederrhein-Münsterland | | | | | | | | |
| NW | Ochtrup * | 1990 | Preussag | 1.792 | 8.991 | | | * |
| | Summe Gebiet | | | 1.792 | 8.991 | | | |
| 12 Oberrhein | | | | | | | | |
| RP | Eich / Königsgarten | 1959 | BEB | 30.884 | 1.197.967 | 746.876 | 26.304.690 | 11 |
| RP | Landau | 1955 | Wintershall | 33.637 | 4.186.415 | 545.479 | 11.283.552 | 78 |
| RP | Rülzheim | 1984 | Wintershall | 1.240 | 31.479 | 593.058 | 9.636.770 | 1 |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | | 1.643.169 | 36.228.316 | |
| | Summe Gebiet | | | 65.761 | 7.059.030 | 1.885.413 | 83.453.328 | 90 |
| 13 Alpenvorland | | | | | | | | |
| BY | Aitingen | | | 28.539 | 1.078.954 | 1.938.831 | 72.484.065 | 4 |
| BY | Aitingen | 1976 | Wintershall | 27.777 | 1.042.561 | 1.938.831 | 72.484.065 | 4 |
| BY | Aitingen (Erdölgas-Kondensat) | 1976 | Wintershall | 762 | 36.393 | | | 0 |
| BY | Darching | | | 4.388 | 112.034 | 854.700 | 21.221.700 | 1 |
| BY | Holzkirchen | 1969 | RWE-DEA | 4.388 | 112.034 | 854.700 | 21.221.700 | 1 |
| BY | Hebertshausen | 1982 | RWE-DEA | 3.983 | 109.553 | 0 | | 1 |
| | Leichtöl / Reinöl (Gasspeicher) | | | 1.332 | 8.741 | | | |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | | 8.338.295 | 2.359.431.422 | |
| | Summe Gebiet | | | 38.242 | 9.647.577 | 2.793.531 | 2.453.137.188 | 7 |
| 46 ** Summe | | | | 3.444.300 | 258.038.686 | 152.156.798 | 19.102.050.444 | 1.153 |

Erläuterungen

aus aufgegebenen Vorkommen
= nicht mehr in Förderung befindliche Lagerstätten

* Erdgasfeld mit Kondensatproduktion
Rohgasmengen und Anzahl der Sonden der
Erdgasfelder s. Tab. 14

** Anzahl der Erdölfelder,
2001 in Betrieb

*) Erdölgas (Rohgas)
fällt bei der Erdölförderung als Begleitgas an

Abkürzungen

| Bundesland | |
|----------------------|-------------------------------------|
| BB | Brandenburg |
| BW | Baden-Württemberg |
| BY | Bayern |
| HE | Hessen |
| HH | Hamburg |
| MV | Mecklenburg-Vorpommern |
| NI | Niedersachsen |
| NW | Nordrhein-Westfalen |
| RP | Rheinland-Pfalz |
| SH | Schleswig-Holstein |
| ST | Sachsen-Anhalt |
| TH | Thüringen |
| DNS Deutsche Nordsee | |
| Operator | |
| BEB | BEB Erdgas und Erdöl GmbH |
| EEG | EEG - Erdgas Erdöl GmbH |
| MEEG | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH |
| Preussag | Preussag Energie GmbH |
| RWE-DEA | RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie |
| Wintershall | Wintershall AG |

Tab. 11: Verteilung der Erdölförderung 1999 bis 2001 auf die Produktionsgebiete.

| Gebiet | Erdölförderung | | | | | | | |
|------------------------------|------------------|------|------------------|------|------------------|------|--------------------|------|
| | 1999 | | 2000 | | 2001 | | kumulativ | |
| | [t] | (%) | [t] | (%) | [t] | (%) | [t] | (%) |
| Nordsee | 0 | 0 | 36.591 | 1,2 | 153.420 | 4,5 | 190.012 | 0,1 |
| Nördlich der Elbe | 924.375 | 33,7 | 1.337.513 | 42,9 | 1.653.035 | 48,0 | 33.673.530 | 13,1 |
| Zwischen Oder/Neiße und Elbe | 16.326 | 0,6 | 28.520 | 0,9 | 30.758 | 0,9 | 2.989.780 | 1,2 |
| Zwischen Elbe und Weser | 295.718 | 10,8 | 275.405 | 8,8 | 248.658 | 7,2 | 75062.584 | 29,1 |
| Zwischen Weser und Ems | 508.989 | 18,6 | 500.772 | 16,1 | 464.619 | 13,5 | 55.937.652 | 21,7 |
| Westlich der Ems | 861.214 | 31,4 | 825.643 | 26,5 | 788.014 | 22,9 | 73.411.271 | 28,5 |
| Thüringer Becken | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 49.365 | 0,0 |
| Niederrhein-Münsterland | 1.110 | 0,0 | 1.421 | 0,0 | 1.792 | 0,1 | 8.991 | 0,0 |
| Oberrrheintal | 92.103 | 3,4 | 76.671 | 2,5 | 65.761 | 1,9 | 7.059.030 | 2,7 |
| Alpenvorland | 40.239 | 1,5 | 37.057 | 1,2 | 38.242 | 1,1 | 9.649.511 | 3,7 |
| Summe | 2.740.074 | 100 | 3.119.593 | 100 | 3.444.300 | 100 | 258.038.686 | 100 |

Tab. 12: Jahresförderungen 2000 und 2001 der förderstärksten Erdölfelder in Deutschland.

| Land | Lagerstätte | Erdölförderung | | | | | | Förder- sonden in 2001 |
|------|---------------|----------------|------|------------------|------|------------|------|------------------------------|
| | | 2000 | | 2001 | | kumulativ | | |
| | | [t] | (%)* | [t] | (%)* | [t] | (%)* | |
| SH | Mittelplate | 1.294.684 | 41,5 | 1.632.637 | 47,4 | 7.806.021 | 3,0 | 18 |
| NI | Rühle | 335.777 | 10,8 | 321.109 | 9,3 | 31.311.470 | 12,1 | 197 |
| NI | Bramberge | 267.556 | 8,6 | 247.803 | 7,2 | 17.911.473 | 6,9 | 46 |
| NI | Georgsdorf | 169.276 | 5,4 | 162.616 | 4,7 | 17.407.268 | 6,7 | 147 |
| NI | Emlichheim | 172.966 | 5,5 | 160.931 | 4,7 | 8.433.125 | 3,3 | 90 |
| NI | Hankensbüttel | 69.838 | 2,2 | 61.529 | 1,8 | 14.584.113 | 5,7 | 31 |
| NI | Meppen | 65.519 | 2,1 | 57.132 | 1,7 | 2.823.680 | 1,1 | 22 |
| NI | Scheerhorn | 61.168 | 2,0 | 55.614 | 1,6 | 8.398.733 | 3,3 | 61 |
| NI | Barenburg | 56.207 | 1,8 | 53.798 | 1,6 | 6.566.956 | 2,5 | 31 |
| NI | Rühme | 42.814 | 1,4 | 38.844 | 1,1 | 1.876.684 | 0,7 | 34 |

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

4.2 Erdgas

Die gesamte Erdgasförderung lag mit 21,7 Mrd. m³(V_n) Rohgas (natürlicher Brennwert) bzw. rd. 20,1 Mrd. m³(V_n) Reingas auf dem Niveau des Vorjahres. Tabelle 13 zeigt die Entwicklung der Naturgasförderung der letzten 5 Jahre.

Ende des Jahres 2001 waren insgesamt 91 Erdgasfelder mit 578 Sonden in Betrieb (Tab. 13, Anl. 6). Eingestellt wurde der Förderbetrieb in dem Feld Manslagt.

Das bereits in den 70er Jahren entdeckte und in 2000 in Produktion genommene Offshore-Feld Nordsee A6/B4 hat in 2001 erstmals ganzjährig gefördert und die geplante Jahresfördermenge von 1,2 Mrd. m³ erreicht. Tabelle 14 zeigt eine Aufstellung aller zurzeit in Produktion stehenden Erdgasfelder, einschließlich vorhandener Teilfelder. Die überwiegende Zahl der produzierenden Erdgasfelder (88 %) und fördernden Erdgassonden (60 %) lag in Niedersachsen, und zwar in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und westlich der Ems (Tab. 14).

Tab. 13: Erdgas- und Erdölgasförderung in Deutschland von 1997 bis 2001.

| Jahr | Erdgasförderung (Rohgas) | | | in Betrieb | |
|-------------|---|---|--|------------|--------------|
| | Erdgas [1000 m ³ (V _n)] | Erdölgas [1000 m ³ (V _n)] | Gesamt (Naturgas) [1000 m ³ (V _n)] | Felder | Fördersonden |
| 1997 | 22.472.829 | 141.974 | 22.614.804 | 111 | 563 |
| 1998 | 21.823.780 | 142.864 | 21.966.644 | 108 | 574 |
| 1999 | 22.932.997 | 139.227 | 23.072.224 | 93* | 549 |
| 2000 | 21.576.441 | 143.750 | 21.720.191 | 92 | 556 |
| 2001 | 21.545.384 | 152.157 | 21.697.540 | 91 | 578 |

* 1999 Neuordnung der Erdgasfelder bzw. Teilfelder

Tabelle 16 zeigt die Jahresförderung 2001 und die kumulative Produktion der zehn förderstärksten Lagerstätten. Wie im Vorjahr lagen die Felder Rotenburg-Taaken und Goldenstedt/Visbek an der Spitze, gefolgt von Salzwedel und Söhlingen, die in 2001 etwa die gleiche Menge förderten. Bei den mit natürlichem Brennwert angegebenen Rohgasmengen ist zu berücksichtigen, dass das Erdgas von Salzwedel einen um mehr als die Hälfte geringeren Energieinhalt aufweist als z.B. das von Söhlingen.

Die deutsche Erdgasförderung stammte zu rd. 41 % aus dem Zechstein und zu rd. 42 % aus dem Rotliegend des Perm; ca. 17 % wurden aus Sandsteinen des Jura, der Trias und des Karbon produziert (Anl. 10).

Tab. 15: Verteilung der Erdgasförderung 1999 bis 2001 auf die Produktionsgebiete.

| Gebiet | Erdgasförderung (Rohgas) | | | | | |
|-------------------------|---|-------|---|-------|---|-------|
| | 1999 | | 2000 | | 2001 | |
| | [1000 m ³ (V _n)] | (%) | [1000 m ³ (V _n)] | (%) | [1000 m ³ (V _n)] | (%) |
| Nordsee | 0 | 0 | 306.956 | 1,42 | 1.221.461 | 5,67 |
| Zwischen Elbe und Weser | 11.097.966 | 48,39 | 10.045.132 | 46,56 | 9.554.692 | 44,35 |
| Zwischen Weser und Ems | 11.416.873 | 49,78 | 10.792.696 | 50,02 | 10.287.422 | 47,75 |
| Westlich der Ems | 337.407 | 1,47 | 345.240 | 1,60 | 364.004 | 1,69 |
| Thüringer Becken | 51.729 | 0,23 | 53.070 | 0,25 | 51.899 | 0,24 |
| Niederrhein-Münsterland | 25.808 | 0,11 | 33.347 | 0,15 | 54.971 | 0,26 |
| Alpenvorland | 3.214 | 0,01 | 0 | 0,00 | 10.934 | 0,05 |
| Summe | 22.932.997 | 100 | 21.576.441 | 100 | 21.545.384 | 100 |

Tab. 16: Jahresförderungen 2000 und 2001 der förderstärksten Erdgasfelder in Deutschland.

| Land | Lagerstätte | Erdgasförderung (Rohgas) | | | | | | Förder- sonden in 2001 |
|------|----------------------------|---|-------|---|-------|---|-------|------------------------------|
| | | 2000 | | 2001 | | kumulativ | | |
| | | [1000 m ³ (V _n)] | (%) * | [1000 m ³ (V _n)] | (%) * | [1000 m ³ (V _n)] | (%) * | |
| NI | Rotenburg-Taaken | 2.769.468 | 12,8 | 2.305.674 | 10,7 | 31.486.105 | 4,0 | 29 |
| NI | Goldenstedt/Visbek | 2.024.190 | 9,4 | 2.085.831 | 9,7 | 42.790.632 | 5,4 | 20 |
| ST | Salzwedel | 1.739.921 | 8,1 | 1.762.073 | 8,2 | 200.636.792 | 25,5 | 194 |
| NI | Söhlingen | 1.856.214 | 8,6 | 1.730.161 | 8,0 | 27.346.647 | 3,5 | 19 |
| NI | Hemmelte/Kneheim/Vahren | 1.684.133 | 7,8 | 1.605.461 | 7,5 | 21.601.501 | 2,7 | 10 |
| DNS | Nordsee A6/B4 | 306.956 | 1,4 | 1.221.461 | 5,7 | 1.552.545 | 0,2 | 3 |
| NI | Völkersen | 748.502 | 3,5 | 1.117.367 | 5,2 | 4.803.687 | 0,6 | 9 |
| NI | Siedenburg-West/Hesterberg | 864.211 | 4,0 | 1.005.748 | 4,7 | 19.163.782 | 2,4 | 9 |
| NI | Hengstlage | 1.231.269 | 5,7 | 874.472 | 4,1 | 57.167.327 | 7,3 | 14 |
| NI | Walsrode/Idsingen | 895.741 | 4,2 | 860.596 | 4,0 | 4.414.855 | 0,6 | 9 |

*Anteil an der Gesamtförderung in Deutschland

Erdgasförderung 2001 (Rohgas ohne Erdöl)gas)

| Land | Gebiet / Lagerstätte | Fundjahr | Operator | Förderung Rohgas in m³(V _n) | | Förder- sonden am 31.12.2001 |
|---|--------------------------------------|----------|-------------|---|-----------------|------------------------------------|
| | | | | 2001 | kumulativ | |
| 1 Deutsche Ostsee | | | | | | |
| 2 Deutsche Nordsee | | | | | | |
| DNS | Nordsee A6 / B4 | 1982 | Wintershall | 1.221.461.070 | 1.552.545.446 | 3 |
| | Summe Gebiet | | | 1.221.461.070 | 1.552.545.446 | 3 |
| 3 Nördlich der Elbe | | | | | | |
| HH | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 231.000.000 | |
| | Summe Gebiet | | | | 231.000.000 | |
| 4 Zwischen Oder / Neiße und Elbe | | | | | | |
| | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 947.602.968 | |
| | Summe Gebiet | | | | 947.602.968 | |
| 5 Zwischen Elbe und Weser (Ost) jetzt unter Gebiet 6 | | | | | | |
| 6 Zwischen Elbe und Weser | | | | | | |
| NI | Alvern / Munsterlager | | | 1.724.835 | 295.423.593 | 0 |
| NI | Bahnsen | 1969 | Wintershall | 63.980 | 137.684.990 | 1 |
| NI | Becklingen / Wardböhmen * | | | 113.306.300 | 1.655.026.288 | 3 |
| NI | Becklingen * | 1985 | RWE-DEA | 31.879.156 | 940.672.329 | 1 |
| NI | Bleckmar | 1999 | RWE-DEA | 58.252.626 | 68.370.651 | 1 |
| NI | Wardböhmen * | 1987 | RWE-DEA | 23.174.518 | 645.983.308 | 1 |
| NI | Dethlingen * | | | 495.559.482 | 18.419.535.998 | 7 |
| NI | Munster / -Nord / -SW (Dethl.-New) * | 1978 | BEB | 448.481.830 | 15.947.209.893 | 5 |
| NI | Osterheide | 1998 | RWE-DEA | 12.472.574 | 121.226.329 | 1 |
| NI | Schmarbeck * | 1971 | BEB | 34.605.078 | 2.351.099.776 | 1 |
| NI | Dreilingen | 1978 | Wintershall | 5.927.700 | 258.700.941 | 1 |
| NI | Einloh * | 1988 | MEEG | 10.844.530 | 241.665.415 | 1 |
| ST | Gröfer Fallstein | 1961 | EEG | 8.612.927 | 274.453.893 | 2 |
| NI | Hamwiede * | | | 53.465.434 | 1.584.113.893 | 3 |
| NI | Hamwiede (Karbon) | 1978 | BEB | 53.465.434 | 1.584.113.893 | 3 |
| NI | Husum / Schneeren | | | 560.973.816 | 5.184.938.330 | 8 |
| NI | Husum (Karbon) | 1986 | BEB | 406.746.616 | 3.719.572.930 | 3 |
| NI | Schneeren (Karbon) | 1991 | Preussag | 72.951.200 | 907.066.100 | 4 |
| NI | Schneeren-Ost (Zechstein/Karbon) | 1991 | Preussag | 62.875.600 | 434.814.300 | 1 |
| NI | Schneeren-West (Karbon) | 1991 | Preussag | 18.400.400 | 123.485.000 | 0 |
| NI | Imbrock | 1995 | BEB | 85.921.770 | 589.593.862 | 2 |
| NI | Ostervesede * | 1983 | MEEG | 7.536.376 | 124.774.688 | 1 |
| NI | Rotenburg-Taaken * | | | 2.305.673.786 | 31.486.104.936 | 29 |
| NI | Teilgebiet Borkamp * | | | 5.351.721 | 212.047.076 | 1 |
| NI | Borkamp * | 1987 | BEB | 5.351.721 | 212.047.076 | 1 |
| NI | Teilgebiet Taaken * | | | 166.273.612 | 3.522.438.532 | 3 |
| NI | Taaken * | 1982 | BEB | 118.584.424 | 2.761.451.152 | 2 |
| NI | Mulmshorn Z3a * | 1996 | BEB | 47.689.188 | 760.987.380 | 1 |
| NI | Teilgebiet Bötersen * | | | 1.244.264.339 | 13.571.781.422 | 14 |
| NI | Bötersen (BEB Anteil) * | 1987 | BEB | 431.237.113 | 5.147.429.620 | 5 |
| NI | Bötersen (RWE-DEA Anteil) * | 1991 | RWE-DEA | 226.922.822 | 2.542.636.001 | 3 |
| NI | Mulmshorn (Z1 - Z5) / Borchel * | 1984 | BEB | 550.905.898 | 5.588.914.963 | 4 |
| NI | Mulmshorn Z6 * | 1996 | BEB | 35.198.506 | 292.800.838 | 1 |
| NI | Teilgebiet Hemsbünde * | | | 880.388.836 | 13.846.411.930 | 10 |
| NI | Hemsbünde (He./Hö./La./We) * | 1986 | RWE-DEA | 785.435.247 | 12.603.133.920 | 9 |
| NI | Worth * | 1988 | BEB | 94.953.589 | 1.243.278.010 | 1 |
| NI | Teilgebiet Preyersmühle-Hastedt * | | | 9.395.278 | 333.425.976 | 1 |
| NI | Preyersmühle-Hastedt * | 1984 | BEB | 9.395.278 | 333.425.976 | 1 |
| ST | Salzwedel | | | 1.762.073.000 | 200.454.665.775 | 194 |
| ST | Altensalzwedel | 1976 | EEG | 121.069.865 | 9.159.425.793 | 12 |
| ST | Heidberg-Mellin | 1971 | EEG | 268.845.744 | 32.622.901.691 | 60 |
| ST | Mellin-Süd | 1971 | EEG | 10.206.781 | 385.713.010 | 1 |
| ST | Riebau | 1972 | EEG | 172.590.103 | 13.043.200.510 | 14 |
| ST | Salzwedel-Peckensen | 1968 | EEG | 1.084.700.074 | 140.656.387.898 | 93 |
| ST | Winkelstedt | 1971 | EEG | 99.869.190 | 3.727.171.749 | 12 |
| ST | Zethlingen | 1971 | EEG | 4.791.243 | 859.865.124 | 2 |
| ST | Sanne | 1981 | EEG | 8.127.377 | 287.679.857 | 1 |
| NI | Söhlingen * | | | 1.730.161.123 | 27.346.646.583 | 19 |
| NI | Söhlingen * | 1980 | MEEG | 1.305.266.807 | 16.983.610.626 | 11 |
| NI | Söhlingen-Ost / Grauen * | 1981 | BEB | 424.894.316 | 10.363.035.957 | 8 |
| NI | Soltau / Friedrichseck * | | | 243.674.121 | 5.115.530.669 | 6 |
| NI | Soltau * | 1984 | BEB | 41.705.194 | 3.103.590.580 | 3 |
| NI | Friedrichseck * | 1990 | BEB | 201.968.927 | 2.011.940.089 | 3 |
| NI | Thönse (Jura und Rhät) * | 1952 | BEB | 85.737.305 | 3.123.640.265 | 8 |
| NI | Völkersen / Völkersen-Nord * | | | 1.117.367.369 | 4.804.202.938 | 9 |
| NI | Völkersen * | 1992 | RWE-DEA | 949.138.875 | 3.853.693.239 | 5 |
| NI | Völkersen-Nord * | 1993 | RWE-DEA | 168.228.494 | 950.509.699 | 4 |
| NI | Walsrode / Idsingen * | | | 860.596.191 | 4.414.855.219 | 9 |
| NI | Idsingen | 1996 | BEB | 256.851.829 | 1.109.277.409 | 2 |
| NI | Walsrode * | 1980 | MEEG | 299.863.960 | 2.696.516.861 | 4 |
| NI | Walsrode-West * | 1990 | MEEG | 303.880.402 | 1.718.338.358 | 3 |
| NI | Weissenmoor * | 1997 | RWE-DEA | 97.344.513 | 360.702.568 | 1 |
| NI | aus aufgegebenen Vorkommen | | | | 14.861.336.610 | |
| NI | Summe Gebiet | | | 9.554.691.935 | 321.021.277.311 | 305 |

| Land | Gebiet / Lagerstätte | Fundjahr | Operator | Förderung Rohgas in m³(V _n) | | Förder- sonden am 31.12.2001 |
|---------------------------------|--------------------------------------|----------|-------------|---|----------------|------------------------------------|
| | | | | 2001 | kumulativ | |
| 7 Zwischen Weser und Ems | | | | | | |
| NI | Apeldorn | 1964 | Preussag | 117.206.800 | 4.145.212.060 | 3 |
| NI | Bahrenborstel / Uchte | | | 39.110.236 | 2.649.383.028 | 4 |
| NI | Bahrenborstel (Buntsandstein) | 1962 | MEEG | 32.828.699 | 2.427.184.052 | 3 |
| NI | Uchte (Buntsandstein) | 1981 | MEEG | 6.281.537 | 222.198.976 | 1 |
| NI | Bahrenborstel / Burgmoor / Uchte | | | 619.944.096 | 9.163.267.648 | 7 |
| NI | Bahrenborstel (Zechstein) | 1962 | MEEG | 95.824.808 | 3.272.229.819 | 2 |
| NI | Burgmoor (Zechstein) | 1993 | MEEG | 249.473.075 | 1.581.236.817 | 2 |
| NI | Uchte (Zechstein) | 1981 | MEEG | 274.646.213 | 4.309.801.012 | 3 |
| NI | Barenburg / Buchhorst (sm) | | | 83.583.548 | 4.231.048.698 | 4 |
| NI | Barenburg (Buntsandstein) | 1961 | MEEG | 11.918.846 | 325.445.218 | 1 |
| NI | Buchhorst (Buntsandstein) | 1959 | MEEG | 71.664.702 | 3.905.603.480 | 3 |
| NI | Barenburg / Buchhorst (z) | | | 326.516.668 | 15.452.777.917 | 7 |
| NI | Barenburg (Zechstein) | 1961 | MEEG | 90.864.435 | 8.094.514.874 | 3 |
| NI | Buchhorst (Zechstein) | 1959 | MEEG | 235.652.233 | 7.358.263.043 | 4 |
| NI | Barrien (Buntsandstein) | 1964 | Wintershall | 169.138.400 | 11.722.414.204 | 7 |
| NI | Brettorf / Brinkholz / Neerstedt | 1977 | BEB | 325.488.301 | 7.208.995.462 | 5 |
| NI | Brettorf (Zechstein) | 1977 | BEB | 29.473.291 | 1.102.312.576 | 1 |
| NI | Brinkholz (Zechstein) | 1982 | BEB | 221.172.882 | 2.391.499.119 | 3 |
| NI | Neerstedt (Zechstein) | 1981 | BEB | 74.842.128 | 3.715.183.767 | 1 |
| NI | Cappeln (Zechstein) | 1970 | BEB | 103.337.255 | 7.817.449.878 | 4 |
| NI | Cappeln (Karbon) | 1970 | BEB | 9.015.873 | 285.440.283 | 1 |
| NI | Dablinghausen (Zechstein) | 1958 | MEEG | 60.578.776 | 2.099.950.813 | 1 |
| NI | Dötlingen (Zechstein) | 1965 | BEB | 332.144.439 | 14.892.511.067 | 5 |
| NI | Düste (Buntsandstein) | 1957 | Wintershall | 16.377.140 | 698.573.704 | 5 |
| NI | Düste (Karbon) | 1996 | Wintershall | 3.870.500 | 29.193.255 | 1 |
| NI | Goldenstedt (Buntsandstein) | 1959 | BEB | 21.363.530 | 1.202.919.008 | 2 |
| NI | Goldenstedt / Visbek * | | | 2.085.831.465 | 42.790.632.499 | 20 |
| NI | Goldenstedt (Zechstein) | 1959 | BEB | 871.474.339 | 10.052.099.499 | 9 |
| NI | Visbek (Zechstein) | 1963 | BEB | 1.214.357.126 | 32.738.530.000 | 11 |
| NI | Goldenstedt / Oythe * | | | 85.542.470 | 2.116.694.733 | 4 |
| NI | Goldenstedt (Karbon) * | 1959 | BEB | 66.318.445 | 1.606.105.956 | 3 |
| NI | Oythe (Karbon) | 1968 | BEB | 19.224.025 | 510.588.777 | 1 |
| NI | Großes Meer (Rotliegend) * | 1978 | Preussag | 6.907.500 | 356.972.000 | 0 |
| NI | Hemmelte (Buntsandstein) | 1964 | BEB | 1.750.135 | 202.439.698 | 1 |
| NI | Hemmelte / Kneheim / Vahren | | | 1.605.460.675 | 21.601.501.020 | 10 |
| NI | Hemmelte (Zechstein) | 1980 | BEB | 1.178.449.452 | 15.078.910.177 | 6 |
| NI | Kneheim (Zechstein) | 1985 | BEB | 378.416.778 | 2.609.795.759 | 3 |
| NI | Vahren (Zechstein) | 1981 | BEB | 48.594.445 | 3.912.795.084 | 1 |
| NI | Hengstlage-Buntsandstein | | | 874.471.609 | 57.167.327.494 | 14 |
| NI | Hengstlage / Hengstlage-Nord | 1963 | BEB | 874.471.609 | 57.167.327.494 | 14 |
| NI | Hengstlage / Sage / Sagermeer (z) * | | | 444.923.404 | 22.530.798.043 | 12 |
| NI | Hengstlage-Nord / Sage / Sagermeer * | 1969 | BEB | 126.314.874 | 20.890.427.595 | 10 |
| NI | Sagermeer-Süd (Zechstein) * | 1973 | BEB | 23.476.894 | 1.015.139.071 | 1 |
| NI | Sagermeer Süd-West (Zechstein) | 1998 | BEB | 295.131.636 | 625.231.377 | 1 |
| NI | Klostersee / Kirchsee / Ortholz | | | 427.399.236 | 7.001.961.251 | 2 |
| NI | Klostersee (Zechstein) | 1985 | BEB | 350 | 771.613.540 | 0 |
| NI | Klostersee (Zechstein) | 1985 | BEB | 427.398.886 | 6.230.347.711 | 2 |
| NI | Kneheim (Buntsandstein) | 1985 | BEB | 7.879.998 | 111.254.411 | 1 |
| NI | Leer (Rotliegend) * | 1984 | Preussag | 35.491.400 | 225.302.800 | 1 |
| NI | Lönigen-Südost / Menslage | 1960 | BEB | 10.024.243 | 2.242.527.587 | 1 |
| NI | Lön.-West / Holte / Menslage-Westr. | 1961 | BEB | 17.695.128 | 370.274.561 | 5 |
| NI | Manslagt (Rotliegend) * | 1990 | BEB | 0 | 1.082.367.387 | 0 |
| NI | Neubrichhausen (Zechstein) | 1993 | MEEG | 3.955.685 | 384.327.462 | 0 |
| NI | Rehden (Buntsandstein) | 1952 | Wintershall | 18.609.000 | 2.437.928.044 | 11 |
| NI | Rehden (Zechstein) | 1952 | Wintershall | 0 | 5.809.580.274 | 0 |
| NI | Rehden (Karbon) | 1952 | Wintershall | 44.058.710 | 8.154.993.342 | 6 |
| NI | Siedenburg / Staffhorst (sm) | | | 213.346.171 | 11.163.354.798 | 10 |
| NI | Siedenburg (Buntsandstein) | 1963 | MEEG | 160.879.261 | 10.001.611.188 | 8 |
| NI | Staffhorst (Buntsandstein) | 1964 | Wintershall | 52.466.910 | 1.161.743.610 | 2 |
| NI | Siedenburg / Staffhorst (z) | | | 204.927.253 | 30.667.278.126 | 7 |
| NI | Siedenburg-Ost (Zechstein) | 1963 | MEEG | 154.198.760 | 19.127.635.525 | 4 |
| NI | Staffhorst / Borstel (Zechstein) | 1964 | Wintershall | 50.728.493 | 11.539.642.601 | 3 |
| NI | Siedenburg-West / Hesterberg | | | 1.005.747.665 | 19.163.781.653 | 9 |
| NI | Siedenburg-West (Zechstein) | 1963 | MEEG | 804.586.375 | 13.673.515.169 | 7 |
| NI | Hesterberg (Zechstein) | 1967 | MEEG | 201.161.290 | 5.490.266.484 | 2 |
| NI | Staffhorst-Nord / Papsen (Zechstein) | 1973 | Wintershall | 16.710.520 | 736.470.910 | 2 |
| NI | Uphuser Meer (Rotliegend) * | 1981 | Preussag | 5.881.100 | 131.688.000 | 1 |
| NI | Uttum / Greetstiel / Leybucht * | | | 51.771.200 | 3.016.501.346 | 3 |
| NI | Uttum (Rotliegend) * | 1970 | BEB | 20.758.833 | 874.273.724 | 1 |
| NI | Greetstiel (Rotliegend) * | 1972 | BEB | 23.985.167 | 1.609.675.640 | 1 |
| NI | Leybucht (Rotliegend | | | | | |

5 Erdöl- und Erdgasreserven

5.1 Reservendefinitionen

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC 1997 & UN/ECE 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/m³(V_n) schwanken kann. Die Reingasmenge ist eher eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt verkauft wird. Die Angaben zum Reingas in diesem Reservenbericht beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) H_o von 9,7692 kWh/m³(V_n), der in der Förderindustrie früher als "Groningen-Brennwert" bezeichnet wurde und eine Bezugsgröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das NLfB berichtet die verbleibenden Rohgasreserven und in Anlehnung an die sechs 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.

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.

Beide Reservenklassen hängen somit unmittelbar 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.

Die Wirtschaftlichkeitsgrenze einer Lagerstätte wird entscheidend durch die Förderraten bestimmt.

In Deutschland ist der Gaspreis derzeit noch an den Ölpreis gekoppelt und folgt seinem Trend mit einigen Monaten Zeitverzögerung. Steigen Öl- und Gaspreis, folgen niedrigere Grenzzraten für eine wirtschaftliche Förderung der Sonden. Die erwartete Lebensdauer der Felder sowie die verbleibenden Reserven steigen und fallen also gleichzeitig.

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

5.2 Erdölreserven am 1. Januar 2002

Die inländischen Erdölreserven zum 1. Januar 2002 liegen mit rd. 46,8 Mio. t um ca. 3 Mio. t niedriger als im Vorjahr (Anl. 11). Die Jahresproduktion von 3,4 Mio. t konnte also nur zu einem geringen Teil durch Reservenzugewinne ausgeglichen werden. Die statische Reichweite der deutschen Erdölreserven (Quotient aus den derzeitigen Reserven und der letzten Jahresförderung) liegt zurzeit bei noch knapp 14 Jahren (Vorjahreswert 16 Jahre).

Die Tabellen 17 und 18 sowie die Anlage 9 zeigen die Aufteilung der verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. Januar 2002 und der Förderung 2001, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Tab. 17: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Januar 2002 (in Millionen Tonnen).

| Gebiete | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|-------------------|---------------|--------------|---------------|--------------------|---------------|--------------|---------------|
| | sicher | wahrsch. | Gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 0,563 | 0,080 | 0,643 | 0,153 | 0,349 | 0,030 | 0,379 |
| Nördlich der Elbe | 26,921 | 2,400 | 29,321 | 1,653 | 24,961 | 3,422 | 28,383 |
| Oder/Neiße-Elbe | 0,286 | 0 | 0,286 | 0,031 | 0,093 | 0,137 | 0,230 |
| Elbe-Weser | 2,021 | 0,213 | 2,234 | 0,249 | 1,796 | 0,126 | 1,922 |
| Weser-Ems | 3,187 | 1,390 | 4,577 | 0,465 | 2,841 | 1,400 | 4,241 |
| Westlich der Ems | 8,888 | 2,272 | 11,160 | 0,788 | 8,330 | 1,896 | 10,226 |
| Oberrheintal | 0,886 | 0,055 | 0,941 | 0,066 | 0,822 | 0,055 | 0,877 |
| Alpenvorland | 0,467 | 0,075 | 0,542 | 0,038 | 0,431 | 0,061 | 0,492 |
| Summe | 43,221 | 6,485 | 49,705 | 3,444* | 39,623 | 7,127 | 46,750 |

Tab. 18: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2002 (in Millionen Tonnen).

| Bundesländer | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|------------------------|---------------|--------------|---------------|--------------------|---------------|--------------|---------------|
| | sicher | wahrsch. | gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 0,563 | 0,080 | 0,643 | 0,153 | 0,349 | 0,030 | 0,379 |
| Bayern | 0,467 | 0,075 | 0,542 | 0,038 | 0,431 | 0,061 | 0,492 |
| Brandenburg | 0,244 | 0 | 0,244 | 0,021 | 0,061 | 0,037 | 0,198 |
| Hamburg | 0,163 | 0,300 | 0,463 | 0,030 | 0,140 | 0,341 | 0,481 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,042 | 0 | 0,042 | 0,010 | 0,031 | 0 | 0,031 |
| Niedersachsen | 14,055 | 3,875 | 17,930 | 1,491 | 12,927 | 3,401 | 16,328 |
| Rheinland-Pfalz | 0,886 | 0,055 | 0,941 | 0,066 | 0,822 | 0,055 | 0,877 |
| Schleswig-Holstein | 26,800 | 2,100 | 28,900 | 1,633 | 24,862 | 3,102 | 27,964 |
| Summe | 43,221 | 6,485 | 49,705 | 3,444* | 39,623 | 7,127 | 46,750 |

* Summe der Produktion inkl. Niederrhein bzw. Nordrhein-Westfalen

Die Hauptanteile der Erdölreserven liegen mit 60 % in Schleswig-Holstein und 35 % in Niedersachsen. Wichtigste Trägerhorizonte für deutsches Erdöl sind Sandsteine des Dogger (Lagerstätten in Schleswig-Holstein und östlich von Hannover) und der Unterkreide (Schwerölfelder im Emsland, Anlage 9).

Die Erdölproduktion und -reserven werden in den nächsten Jahren erlösabhängig von einem weiteren Rückbau der Erdölfelder infolge natürlicher Erschöpfung beeinflusst sein. Bis zum Erreichen der geplanten Plateauförderung des Feldes Mittelplate wird dessen Fördersteigerung den allgemeinen Rückgang der inländischen Förderung mehr als ausgleichen. Eine

weitere Steigerung der heutigen Reserven ist bei positiver Ausbeuteentwicklung dieser Lagerstätte nicht auszuschließen.

5.3 Erdgasreserven am 1. Januar 2002

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betragen die Erdgasreserven am Stichtag 342,9 Mrd. m³(V_n) und lagen damit 34,4 Mrd. m³(V_n) oder rd. 9 % niedriger als im Vorjahr (Anl. 11). Unter Berücksichtigung der Jahresproduktion in Höhe von 21,5 Mrd. m³(V_n) ergibt sich eine Abnahme der ursprünglichen Reserven, die auf Neubewertungen von Lagerstätten zurückgeht. Die statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven liegt somit zurzeit bei noch rund 16 Jahren (Vorjahr: 17 Jahre).

Tabellen 19 und 20 sowie Anlage 10 zeigen die Rohgasreserven und -förderung, aufgeteilt nach Gebieten, Ländern und Formationen. Niedersachsen ist mit rd. 85 % der Rohgasförderung und 95 % der Rohgasreserven weiterhin das führende Bundesland bei der Deckung der inländischen Erdgasversorgung.

Tab. 19: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Januar 2002 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

| Gebiete | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|-------------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|
| | Sicher | wahrsch. | gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 8,169 | 3,400 | 11,569 | 1,221 | 6,948 | 3,400 | 10,348 |
| Elbe-Weser | 119,916 | 66,314 | 186,230 | 9,555 | 113,842 | 45,089 | 158,931 |
| Weser-Ems | 133,618 | 42,978 | 176,596 | 10,287 | 131,473 | 38,847 | 170,320 |
| Westlich der Ems | 1,284 | 0,525 | 1,809 | 0,364 | 1,357 | 0,956 | 2,313 |
| Thüringer Becken | 0,231 | 0,066 | 0,297 | 0,052 | 0,210 | 0,031 | 0,241 |
| Niederrhein-Münsterland | 0,434 | 0,116 | 0,550 | 0,055 | 0,379 | 0,116 | 0,495 |
| Alpenvorland | 0,276 | 0 | 0,276 | 0,011 | 0,265 | 0 | 0,265 |
| Summe | 263,928 | 113,399 | 377,327 | 21,545 | 254,474 | 88,439 | 342,913 |

Tab. 20: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Januar 2002 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

| Bundesländer | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|---------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|
| | Sicher | wahrsch. | gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 8,169 | 3,400 | 11,569 | 1,221 | 6,948 | 3,400 | 10,348 |
| Bayern | 0,276 | 0 | 0,276 | 0,011 | 0,265 | 0 | 0,265 |
| Niedersachsen | 243,311 | 97,167 | 340,478 | 18,427 | 240,171 | 84,750 | 324,921 |
| Nordrhein-Westfalen | 0,434 | 0,116 | 0,550 | 0,055 | 0,379 | 0,116 | 0,495 |
| Sachsen-Anhalt | 11,507 | 12,650 | 24,157 | 1,779 | 6,501 | 0,142 | 6,643 |
| Thüringen | 0,231 | 0,066 | 0,297 | 0,052 | 0,210 | 0,031 | 0,241 |
| Summe | 263,928 | 113,399 | 377,327 | 21,545 | 254,474 | 88,439 | 342,913 |

Etwa 83 % der deutschen Erdgasreserven befinden sich in Lagerstätten des Perm. Davon liegen je die Hälfte in Sandsteinen des Rotliegend und in Karbonatgesteinen des Zechstein (Anl. 10).

Tabellen 21 und 22 zeigen die Reingasreserven und -förderung aufgeteilt nach Gebieten und Bundesländern. Die auf den Energieinhalt von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ normierten Reserven lagen am 1. Januar 2002 in der Größenordnung von 319 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Die Reserven lagen damit um 24 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ niedriger als im Vorjahr.

Tab. 21: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2002 (in Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)).

| Gebiete | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|-------------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|
| | Sicher | wahrsch. | gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 9,947 | 4,140 | 14,086 | 1,477 | 8,459 | 4,140 | 12,599 |
| Elbe-Weser * | 115,241 | 59,069 | 174,310 | 8,549 | 113,144 | 46,444 | 159,588 |
| Weser-Ems | 116,488 | 35,550 | 152,037 | 9,607 | 112,402 | 31,207 | 143,609 |
| Westlich der Ems | 1,331 | 0,516 | 1,846 | 0,383 | 1,420 | 0,970 | 2,390 |
| Thüringer Becken | 0,151 | 0,043 | 0,194 | 0,032 | 0,119 | 0,021 | 0,140 |
| Niederrhein-Münsterland | 0,506 | 0,135 | 0,641 | 0,064 | 0,442 | 0,135 | 0,577 |
| Alpenvorland | 0,311 | 0 | 0,311 | 0,012 | 0,299 | 0 | 0,299 |
| Summe * | 243,974 | 99,452 | 343,426 | 20,124 | 236,285 | 82,917 | 319,202 |

Tab. 22: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2002 (in Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ Reingas ($9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$)).

| Bundesländer | 1. Jan. 2001 | | | 2001 Produktion | 1. Jan. 2002 | | |
|---------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|----------------|---------------|----------------|
| | Sicher | wahrsch. | gesamt | | sicher | wahrsch. | gesamt |
| Deutsche Nordsee | 9,947 | 4,140 | 14,086 | 1,477 | 8,459 | 4,140 | 12,599 |
| Bayern | 0,311 | 0 | 0,311 | 0,012 | 0,299 | 0 | 0,299 |
| Niedersachsen * | 228,842 | 90,454 | 319,296 | 17,898 | 224,560 | 78,559 | 303,119 |
| Nordrhein-Westfalen | 0,506 | 0,135 | 0,641 | 0,064 | 0,442 | 0,135 | 0,577 |
| Sachsen-Anhalt | 4,218 | 4,680 | 8,898 | 0,641 | 2,405 | 0,062 | 2,467 |
| Thüringen | 0,151 | 0,043 | 0,194 | 0,032 | 0,119 | 0,021 | 0,140 |
| Summe * | 243,974 | 99,452 | 343,426 | 20,124 | 236,285 | 82,917 | 319,202 |

* korrigierte Reservenzahlen für 2001

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird weiterhin in erheblichem Umfang von den Erfolgen beim Einsatz neuer Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung, insbesondere bei der Erschließung von Erdgas in dichten Formationen (sog. tight gas), geprägt sein.

Inwieweit eine Liberalisierung des Erdgasmarktes auch eine Auswirkung auf Exploration und Produktion haben wird, bleibt abzuwarten.

Die gemeinsam mit dem WEG erarbeiteten Mengen für „unentdeckte Ressourcen und potenzielle Ressourcen in dichten Formationen“ von 50 bis 150 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ wird vorläufig fortgeschrieben.

6 Untertage-Erdgasspeicherung

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland stieg nach Angaben des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung (DIW 2002) gegenüber dem Vorjahr um 1,6 %. Ursache war die deutlich kühlere Witterung. Ohne den Temperatureinfluss wäre der PEV aber um ca. 0,8 % niedriger ausgefallen, welches einer insgesamt schwachen Konjunktur zugeordnet wird.

Die Anteile der Energieträger am PEV im Jahr 2001 sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tab. 23: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2001 in Deutschland.

| Energieträger | Anteile in % | |
|-----------------------|--------------|------|
| | 2001 | 2000 |
| Mineralöl | 38,5 | 38,4 |
| Erdgas | 21,5 | 21,0 |
| Steinkohle | 13,1 | 14,1 |
| Braunkohle | 11,2 | 10,8 |
| Kernenergie | 12,9 | 13,0 |
| Wasser- und Windkraft | 0,8 | 0,7 |
| Sonstige | 2,0 | 2,0 |

nach DIW (2002)

Die Anteile haben sich auch im vergangenen Jahr kaum verändert. Erdgas bleibt in der Rangfolge hinter dem Erdöl der zweitwichtigste Energieträger.

Entsprechend dem witterungsbedingten Anstieg des PEV stiegen auch das Erdgasaufkommen und der Verbrauch gegenüber dem Vorjahr an. Das Erdgasaufkommen (Importe und heimische Förderung) Deutschlands wurde im Jahr 2001 durch 20,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ inländische Förderung¹ aus 91 Erdgaslagerstätten und zu 89,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ durch Importe² aus 5 Ländern (Tab. 24) dargestellt. Der Gasverbrauch betrug rd. 98 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$. Tabelle 25 zeigt die Erdgasförderung, -importe, -aufkommen und -verbrauch in Deutschland.

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

² vorläufige Zahlen nach DIW, www.diw.de (Rubriken: Publikationen, Wochenberichte).

Tab. 24: Bezugsquellen zur Deckung des Erdgasaufkommens in Deutschland.

| Bezugsland | Anteil in % | |
|-------------------------|-------------|------|
| | 2001 | 2000 |
| Deutschland | 18 | 19 |
| Niederlande | 19 | 17 |
| Norwegen | 21 | 21 |
| Russland | 36 | 37 |
| Dänemark/Großbritannien | 6 | 6 |

nach DIW (2002), Bundesamt für Wirtschaft, BGW, Ruhrgas AG, Verbundnetz Gas AG.

Tab. 25: Erdgasförderung, -import, -export und -verbrauch in Deutschland.

| | Einheit | Jahr | | Veränderung in % |
|------------------------------------|--|--------------|--------------|---------------------|
| | | 2000 | 2001 | |
| Inländische Erdgasförderung | Mrd. kWh | 196,3 | 198,2 | 1 |
| Einfuhr | Mrd. kWh | 825,5 | 873,4 | 5,8 |
| Erdgasaufkommen | Mrd. kWh | 1021,8 | 1071,6 | 4,9 |
| Ausfuhr | Mrd. kWh | 90 | 129,1 | 43,4 |
| Speichersaldo | Mrd. kWh | -10,4 | 19 | - |
| Verbrauch | Mrd. kWh | 921,5 | 961,5 | 4,3 |
| Primärenergieverbrauch von Erdgas | Mill. t. SKE | 101,2 | 106,6 | 4,3 |
| <i>Erdgasaufkommen¹</i> | <i>Mrd. m³(V_n)</i> | <i>104,6</i> | <i>109,7</i> | <i>4,9</i> |
| <i>Verbrauch¹</i> | <i>Mrd. m³(V_n)</i> | <i>94,3</i> | <i>98,4</i> | <i>4,3</i> |

nach DIW (2002)

¹ durch NLFb ergänzt. Zum Vergleich der Energieträger werden in Bilanzen die entsprechenden Energieinhalte z.B. in kWh, Petajoule 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_0 von $9,77 \text{ m}^3(V_n)$ entspricht. Dies ermöglicht die volumenbezogene Darstellung von Speichermengen in Relation zum Gasaufkommen und -verbrauch.

Die inländische Produktion von Erdgas unterliegt im Jahresverlauf grundsätzlich nur begrenzten, technisch bedingten Schwankungen, da Erdgas-Aufbereitungsanlagen für bestimmte Förderkapazitäten ausgelegt sind und die in ihnen durchgesetzten Mengen nicht beliebig nach oben bzw. unten verändert werden können. Die Importmengen für Erdgas sind vertraglich im Voraus festgelegt und orientieren sich an der jahreszeitlich unterschiedlichen – in ihrer tatsächlich eintretenden Höhe nicht genau vorhersagbaren - Nachfrage der einzelnen Energieversorger. In einer Großstadt wie etwa Berlin können Bedarfsspitzen im Winter das Fünfzehnfache des Sommerbedarfes betragen. Die Vertragspartner verpflichten sich in der Regel zur Lieferung und Abnahme der für den jeweiligen Zeitraum festgelegten Menge. Das Erdgasangebot (Importe und Eigenförderung) ist über eine bestimmte Periode damit vergleichsweise konstant. Da der Erdgasverbrauch besonders temperaturabhängig großen saisonalen und tageszeitlichen Veränderungen unterliegt, ist zwischen Versorger und Verbraucher ein Ausgleichsvolumen durch Untertage-Erdgasspeicher erforderlich. Diese werden vom Typ her in Poren- und Kavemenspeicher unterschieden und in der Regel in warmen Monaten (bei reduzierter Gasnachfrage) befüllt, bei kalter Witterung zur Deckung von Mehrbedarf dagegen entleert. In einigen Staaten (z. B. den USA) sind auch Mehrfachumschläge pro Jahr üblich.

Als Porenspeicher dienen ehemalige Erdöl- oder Erdgaslagerstätten sowie Aquifere in Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland, bei denen Sandsteine als poröse Speicherhorizonte dominieren. Salzkavernenspeicher werden durch Aussolen zylindrischer Hohlräume hergestellt. Ihre Lage ist durch die Vorkommen besonders mächtiger Salinare des Zechsteins (Salzstöcke) auf Norddeutschland beschränkt. Die geographische Lage aller deutschen Untertagespeicher zeigt Anlage 14. Als ergänzende Information zu den Erdgas speichern wurden auch die Kavernenspeicher für flüssige Kohlenwasserstoffe berücksichtigt.

Die Tabellen 28 bis 30 sowie die Anlagen 14 und 15 zeigen den aktuellen Status für Betrieb, Planung und Bau von Untertagespeichern in Deutschland. Die für den Stichtag 31.12.2001 gültigen Angaben beruhen auf den jährlichen Meldungen der jeweiligen Speichergesellschaften an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung.

Das maximal zulässige Gesamtvolumen der Speicher stellt die Summe von Arbeitsgas- und Kissengasvolumen dar. Als Arbeitsgasvolumen wird das aktiv eingespeiste oder entnommene maximale Gasvolumen bezeichnet. Das Kissengas bildet das Energiepolster eines Speichers und soll konstant hohe Entnahmeraten über einen möglichst langen Zeitraum sicherstellen. Arbeitsgasvolumen und maximale Entnahmerate sind ein Maßstab für die Leistungsfähigkeit eines Speichers und für die Sicherheit der nationalen Energieversorgung. Beide Größen müssen die Differenz zwischen Angebot und Nachfrage, aber auch strategische Risiken, wie z.B. den Ausfall eines Versorgers, abpuffern. Je länger eine Versorgung mit konstanter und hoher Rate erfolgen kann, desto leistungsfähiger ist ein Speicher und umso sicherer ist die Erdgasversorgung. Theoretisch werden Porenspeicher zur saisonalen Grundlastabdeckung und Kavernenspeicher besonders für Spitzenlastabdeckungen (bei Minusgraden) genutzt. Der tatsächliche Einsatz hängt von vielerlei Faktoren ab wie z.B. Liefer- und Abnahmeverträgen, Einbindung in das Ferngasnetz, Gaspreisen, Förderpotenzial heimischer Lagerstätten, usw. Ein wichtiger Punkt bei Kavernenspeichern ist die optimierte Fahrweise bei der Befüllung und Entnahme sowie das resultierende Druckspiel. Grundsätzlich führt ein über lange Zeiträume zu tief abgesenkter Speicherdruck zu einer stärkeren Volumenverringering (Konvergenz) des Salzes, die nicht reversibel ist. Bei Porenspeichern stehen dagegen lagerstättentechnische Aspekte wie Förderpotenzial der Sonden, Zufluss von Lagerstättenwasser u.a. Faktoren im Vordergrund.

Die deutsche Erdgasspeicherung wird durch folgende Daten beschrieben:

Tab. 26: Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung.

| | Porenspeicher | Kavernenspeicher | Summe |
|---|----------------------|-------------------------|--------------|
| Arbeitsgasvolumen "in Betrieb" [Mrd. m ³ (V _n)] | 13,0 | 6,1 | 19,1 |
| Maximale Entnahmerate/Tag [Mio. m ³ (V _n)] | 188,3 | 236,2 | 424,5 |
| Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases [Tage] * | 69 | 26 | 45 |
| Anzahl der Speicher "in Betrieb" | 23 | 19 | 42 |
| Arbeitsgasvolumen "in Planung oder Bau" [Mrd. m ³ (V _n)] | 0,6 | 3,8 | 4,5 |
| Anzahl der Speicher (Planung und Bau) ** | 2 | 12 | 14 |
| Summe Arbeitsgas [Mrd. m ³ (V _n)] | 13,6 | 9,9 | 23,5 |

Stand: 31.12.2001, * rechnerischer Wert. In der Praxis fällt die Entnahmerate nach gewisser Zeit druckabhängig.
 ** einschließlich Speichererweiterungen bestehender Betriebe.

Im Jahr 2001 waren für Erdgas 23 Porenspeicher und 19 Kavernenspeicher, letztere mit insgesamt 140 Einzelkavernen, in Betrieb. Diese Anzahl entspricht dem Stand des Vorjahres. Das Arbeitsgasvolumen hat sich um 0,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ auf 19,1 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ erhöht. Etwa 2/3 des Arbeitsgases sind in Porenspeichern- und 1/3 in Kavernenspeichern verfügbar. Trotz des kleineren Anteils der Kavernenspeicher weisen diese eine deutlich höhere Entnahmerate auf als Porenspeicher. Anders als in Porenspeichern haben Kavernenspeicher keine Fließrestriktionen durch den natürlichen Porenraum der genutzten Speichergesteine. Die historische Entwicklung des Arbeitsgasvolumens zeigt Anlage 15. Die Arbeitsgasmenge ist gegenüber dem Vorjahr in o.g. Umfang gestiegen. Ursache für den steilen Anstieg der letzten Jahre war u.a. der Ausbau der ehemaligen Erdgaslagerstätte Rehden zu einem der größten Gasspeicher in Europa sowie die Realisierung einiger anderer Poren- und Kavernenspeicherprojekte.

Auf dem Sektor der **Porenspeicher** (Tab. 28) gab es keine größeren Aktivitäten. Die Erhöhung des Arbeitsgasvolumens gegenüber dem Vorjahr um rd. 0,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ ist wesentlich durch die abgeschlossene Erweiterung des Speichers Breitbrunn-Eggstätt und die Inbetriebnahme des Speichers Lehrte begründet. Letzterer wird während der Befüllphase bereits zur Deckung von Bedarfsspitzen im Winter genutzt und wurde in die Rubrik "in Betrieb" aufgenommen. In einigen Speichern wurden neue Speicherbohrungen zur Sicherung oder Erhöhung der Einpress- und Entnahmekapazität abgeteuft. Nach Pressemitteilungen soll die Eignung des derzeit produzierenden Erdölfeldes Eich im Oberrheintal untersucht werden.

Die geplanten oder im Bau befindlichen Porenspeicher-Projekte sollen ein zusätzliches Arbeitsgasvolumen von 0,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ zur Verfügung stellen. Gegenüber dem Vorjahr war durch die Realisierung der Projekte Breitbrunn-Eggstätt und Lehrte ein Abgang von 0,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ in der Rubrik "in Planung oder Bau" zu verbuchen, welcher die Erhöhung des aktuellen Arbeitsgasvolumens zur Folge hatte. Die Projekte Allmenhausen und Frankenthal sind bestehende Speicher, die erweitert werden sollen. Albaching-Rechtmehring hat Planungsstatus, wobei ein Zeitpunkt des Baubeginns gegenwärtig nicht absehbar ist.

Bei den **Kavernenspeichern** in Betrieb (Tab. 29) gab es keine nennenswerte Veränderung des summarischen Arbeitsgasvolumens. Bei einzelnen Speichern erfolgten Veränderungen in der Höhe des Arbeitsgasvolumens sowie der maximalen Entnahmerate. Hervorzuheben ist der Speicher Epe (Thyssengas GmbH), für den die Inbetriebnahme eines sog. Wirbelrohr-Trocknungsverfahrens zu einer erheblichen Steigerung der Entnahmerate und damit der Speicherleistung führte. Viele der Speicher sollen durch den Bau zusätzlicher Kavernen erweitert werden (Tab. 29, Rubrik: in Planung oder Bau, S. 50). Das zusätzliche Arbeitsgasvolumen soll 3,8 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ betragen und zu einem wesentlich höheren Anstieg führen als bei den Porenspeichern. Gegenüber dem Vorjahr sind die Speichererweiterungen in Reckrod und Kiel-Rönne in der aktuellen Planung nicht mehr enthalten. Presseberichten zufolge wird über eine Erweiterung des Speichers Empelde nachgedacht.

Nach Realisierung aller Porenspeicher- und Kavernenprojekte könnte in den nächsten Jahren ein Anstieg des maximalen Arbeitsgasvolumens auf 23,5 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ erfolgen. Nach wie vor schwer zu prognostizieren sind die Auswirkungen der Liberalisierung des Gasmarktes auf den Speicherbedarf.

Obwohl für die nächsten zwei Jahrzehnte für Deutschland ein leicht sinkender Primärenergieverbrauch vorhergesagt wird (PROGNOS 1999 für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, PFINGSTEN 2000), bleibt das Erdgas auf Wachstumskurs. Sein Anteil am

Tab. 27: Arbeitsgasvolumen und Anzahl der Speicher im internationalen Vergleich.

| Land | Anzahl der Speicher (in Betrieb) | max. Arbeitsgasvolumen in Mrd. m ³ (V _n) |
|-------------|-------------------------------------|--|
| GUS | 46 | ca. 126 |
| USA | 410 | 107 |
| Deutschland | 42 | 19,1 |
| Italien | 8 | 15,1 |
| Kanada | 42 | 10,5-12,5 |
| Frankreich | 15 | 10,8 |
| Andere* | 61 | 18,0** |
| Welt | 610-620 | ca. 300 |

Angaben z.T. nach Cornot-Gandolphe (1995), Carlson (1998) und EIA-US (Department of Energy, 1999) sowie nach UN-ECE (1999) und IGU-WOC 9 (2002), GUS per 31.12.1999, Deutschland per 31.12.2001.

* Argentinien (1), Australien (4) Belgien (2), Bulgarien (1), Dänemark (2), England (7), Kroatien (1), Niederlande (3), Japan (6), Österreich (5), Polen (7), Rumänien (4), Slowakische Rep. (4), Spanien (2), Tschechische Rep. (7), Ungarn (5).

** ohne die Staaten Argentinien, Australien und Japan

PEV könnte von derzeit 21,5 % auf 24 bis 25 % im Jahr 2010 und auf 27 % im Jahr 2020 ansteigen. Der Erdgasverbrauch könnte im Jahr 2010 etwa 110 Mrd. m³(V_n) und 120 Mrd. m³(V_n) im Jahr 2020 betragen. Dieser Zuwachs soll zu Lasten von Mineralöl, Steinkohle und Kernenergie gehen (PROGNOS 1999).

Tabelle 27 gibt einen Überblick über die Anzahl der Erdgasspeicher in der Welt. Im weltweiten Vergleich liegt Deutschland auf dem dritten Platz und ist eine der führenden Nationen auf dem Erdgasspeichersektor. Wegen der Bedeutung der Untertage-Erdgasspeicherung wurde seit dem Jahr 2001 unter Federführung der Internationalen Gas Union eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die eine Untersuchung der UGS-Kapazitäten, neuer Projekte und Technologien zum Ziel hat. Durch diese Studie wird eine fundierte Datenbasis, wie sie in diesem Artikel für Deutschland dargestellt ist, auch für andere Staaten verfügbar. Soweit vorhanden, wurden aktuelle Daten der zurzeit laufenden Studie der Internationalen Gas Union mit in Tabelle 27 aufgenommen.

Die künftige Entwicklung des verfügbaren Arbeitsgasvolumens in Deutschland hängt nicht von geologischen Faktoren ab. In Norddeutschland steht zusätzliches Speicherpotenzial in nachnutzbaren Erdgaslagerstätten und Salzstöcken sowie – bei entsprechender Exploration – in Aquiferen in ausreichender Höhe zur Verfügung. Auch in den anderen Fördergebieten könnten existierende Erdöl- und Erdgaslagerstätten nach entsprechenden Eignungsuntersuchungen in begrenztem Umfang zusätzliches Speicherpotenzial bieten. Die Entwicklung des künftigen Arbeitsgasvolumens und der Anzahl der betriebenen Speicher wird künftig einerseits vom (sicheren) Anstieg des Erdgasverbrauches (Speichereinsatz zur Deckung von saisonalen und tageszeitlichen Bedarfsspitzen), von spekulativen Gesichtspunkten (schwankende saisonale Gaspreise) und Fragen der Bezugsoptimierung geprägt sein.

Durch das derzeit hohe Speicherpotenzial und die Verteilung des Erdgasbezuges auf mehrere Länder ist unter dem Aspekt einer Krisenvorsorge eine hohe Versorgungssicherheit für Erdgas in Deutschland gegeben.

Als ergänzende Information zu den Untertage-Erdgasspeichern sind in Anlage 14 die Lokationen und in Tabelle 30 die Kenndaten der im Jahr 2001 in Betrieb befindlichen 12 Speicheranlagen für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas mit insgesamt 111 Kavernen und einem stillgelegten Bergwerk dargestellt. Diese Speicher dienen der Krisenbevorratung für Motorbenzine, Mitteldestillate, Schweröle und Rohöl nach dem im Jahr 1998 novellierten Erdölbevorrattungsgesetz (Erhöhung der Vorratspflicht von 80 auf 90 Tage) sowie zum Ausgleich von Produktionsschwankungen für verarbeitende Betriebe. Nach Angaben des Erdölbevorrattungsverbandes (EBV 2001), der als Körperschaft des öffentlichen Rechts die Institution zur Krisenbevorratung darstellt, betrug die Vorratsmenge auch im Zeitraum 2000/2001 rd. 24 Mio. t Rohöl und Mineralölprodukte.

Literatur und nützliche Links:

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

CARLSON, U. (1998): Die aktuelle Situation der Untertagespeicherung von Erdgas in der Welt. - VDF Führungskraft, 1.2.98; Essen.

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

DEUTSCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (DIW) (2002): Wochenbericht 7/02, der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2001 - Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin. Download unter www.diw.de (Publikationen, Wochenberichte, WB 7/02).

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

ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAND (EBV) (2001): Geschäftsbericht 2000/2001 Hamburg. www.ebv-oil.de.

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

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

WIRTSCHAFTSVERBAND ERDÖL- UND ERDGASGEWINNUNG E.V. (W.E.G.) (2002): Jahresbericht 2001, Hannover. Download unter www.erdoel-erdgas.de.

Tabelle 28

| Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland | | | | | | | | |
|--|---|-------------------------------|------------|-------------------------------------|--|--|--|--|
| Porenspeicher | | | | | | | | |
| 1. in Betrieb | | | | | | | | |
| Ort | Gesellschaft | Speichertyp | Teufe m | Speicherformation | max./zugel. Gesamt- volumen Mio. m ³ (V _n) | max. Arbeits- gaskapazität Mio. m ³ (V _n) | Kissengas Mio. m ³ (V _n) | max. Entnahmerate 1000 m ³ /h |
| Allmenhausen | CONTIGAS Deutsche Energie-AG | Gaslagerstätte | 350 | Buntsandstein | 269 | 40 | 229 | 40 |
| Bad Lauchstädt | Verbundnetz Gas AG | Gaslagerstätte | rd. 800 | Rotliegend | 657 | 426 | 231 | 238 |
| Berlin | Berliner Gaswerke AG | Aquifer | 750-1000 | Buntsandstein | 1000 | 695 | 305 | 450 |
| Bierwang | Ruhrgas AG | Gaslagerstätte | 1560 | Tertiär (Chatt) | 2457 | 1300 | 1157 | 1200 |
| Breitbrunn/Eggstätt | RWE-DEA AG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Ruhrgas AG | Gaslagerstätte | ca. 1900 | Tertiär (Chatt) | 2075 | 1080 | 995 | 520 |
| Buchholz | Verbundnetz Gas AG | Aquifer | 570-610 | Buntsandstein | 210 | 160 | 50 | 100 |
| Dötlingen | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Gaslagerstätte | 2650 | Buntsandstein | 4383 | 2025 | 2358 | 840 |
| Eschenfelden | Ruhrgas AG, Energie- und Wasserversorgungs AG | Aquifer | 600 | Keuper, Muschelkalk | 168 | 72 | 96 | 130 |
| Frankenthal | Saar-Ferngas AG | Aquifer | 600 | Tertiär | 170 | 63 | 107 | 100 |
| Fronhofen | Preussag Energie GmbH für Gasversorgung Süddeutschland | Öllagerstätte | 1750-1800 | Muschelkalk (Trigonodus-Dolomit) | 120 | 70 | 50 | 70 |
| Hähnlein | Ruhrgas AG | Aquifer | 500 | Tertiär (Pliozän) | 160 | 80 | 80 | 100 |
| Inzenham-West | RWE-DEA AG für Ruhrgas AG | Gaslagerstätte | 680-880 | Tertiär (Aquitän) | 880 | 500 | 380 | 300 |
| Kalle | RWE-Gas AG | Aquifer | 2100 | Buntsandstein | 630 | 315 | 315 | 400 |
| Kirchheilingen | Verbundnetz Gas AG | Gaslagerstätte | rd. 900 | Zechstein | 250 | 200 | 50 | 187 |
| Lehrte / Hannover | Preussag Energie GmbH für Avacon | Öllagerstätte | 1000-1150 | Dogger (Cornbrash) | 120 | 74 | 46 | 130 |
| Rehden | WINGAS GmbH | Gaslagerstätte | 1900-2250 | Zechstein | 7000 | 4200 | 2800 | 2400 |
| Reitbrook | Preussag Energie GmbH u. Mobil Erdgas- Erdöl GmbH für Hamburger Gaswerke | Öllagerstätte mit Gaskappe | 640-725 | Oberkreide | 500 | 350 | 150 | 350 |
| Sandhausen | Ruhrgas AG/Gasversorgung Süddeutschland | Aquifer | 600 | Tertiär | 60 | 30 | 30 | 45 |
| Schmidhausen | Preussag, Mobil und BEB für Stadtwerke München | Gaslagerstätte | 1000 | Tertiär (Aquitän) | 300 | 150 | 150 | 150 |
| Stockstadt | Ruhrgas AG | Gaslagerstätte | 500 | Tertiär (Pliozän) | 94 | 45 | 49 | } 135 |
| Stockstadt | Ruhrgas AG | Aquifer | 450 | Tertiär (Pliozän) | 180 | 90 | 90 | |
| Uelsen | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | Gaslagerstätte | rd. 1500 | Buntsandstein | 1220 | 660 | 560 | 310 |
| Wolfersberg | RWE-DEA AG für Bayerngas | Gaslagerstätte | 2930 | Tertiär (Lithotham.-Kalk) | 618 | 400 | 218 | 210 |
| Summe | | | | | 23 521 | 13 025 | 10 496 | |

Stand 31. Dez. 2001

Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 28 (Fortsetzung)

| 2. in Planung oder Bau | | | | | | | |
|-------------------------------|------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------------|---|--|---|
| Ort | Gesellschaft | Speichertyp | Teufe m | Speicherformation | zusätzl. oder geplantes Speichervolumen Mio. m ³ (V _n) | max. Arbeitsgas- kapazität Mio. m ³ (V _n) | Kissengas Mio. m ³ (V _n) |
| Allmenhausen | Contigas deutsche Energie-AG | Gaslagerstätte | 420 | Buntsandstein | 104 | 20 | 84 |
| Albaching-Rechtmehring | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | Gaslagerstätte | rd. 1950 | Lithothamnienkalk | 1350 | 600 | 750 |
| Frankenthal | Saar-Ferngas AG | Aquifer | 975 | Tertiär | | | |
| Summe | | | | | 1 454 | 620 | 834 |

Stand 31. Dez. 2001

Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 29

| Erdgasspeicher in der Bundesrepublik Deutschland Kavernenspeicher | | | | | | | |
|--|---------------------------------|---------------------------|-------------------|-----------|---|---|---|
| 1. in Betrieb | | | | | | | |
| Ort | Gesellschaft | Anzahl der Einzelspeicher | Speicherformation | Teufe m | gesamtes Speichervolumen Mio. m ³ (V _n) | max. Arbeitsgaskapazität Mio. m ³ (V _n) | max. Entnahmerate 1000 m ³ /h |
| Bad Lauchstädt | Verbundnetz Gas AG | 18 | Zechstein 2 | 780-950 | 900 | 784 | 929 |
| Bernburg | Verbundnetz Gas AG | 27 | Zechstein 2 | 500-700 | 937 | 831 | 1458 |
| Bremen-Lesum | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | 1 | Zechstein | 1250-1750 | 134 | 100 | 120 |
| Bremen-Lesum | swb Norvia GmbH & Co KG | 2 | Zechstein | 1050-1350 | 94 | 78 | 160 |
| Burggraf-Bernsdorf | Verbundnetz Gas AG | stillgelegtes Bergwerk | Zechstein 2 | rd. 580 | 5,1 | 3,4 | 40 |
| Empelde | GHG-Gasspeicher Hannover GmbH | 3 | Zechstein 2 | 1300-1800 | 183 | 146 | 300 |
| Epe | Ruhrgas AG | 32 | Zechstein 1 | 1090-1420 | 2200 | 1567 | 2125 |
| Epe | Thyssengas GmbH | 5 | Zechstein 1 | 1100-1420 | 236 | 185 | 520 |
| Etzel | IVG Logistik GmbH | 9 | Zechstein 2 | 900-1100 | 890 | 534 | 1310 |
| Harsefeld | BEB Erdgas und Erdöl GmbH | 2 | Zechstein | 1150-1450 | 186 | 140 | 300 |
| Huntorf | EWE Aktiengesellschaft | 4 | Zechstein | 650-850 | 120 | 65 | 350 |
| Kiel-Rönne | Stadtwerke Kiel AG | 2 | Rotliegend | 1250-1600 | 113 | 74 | 180 |
| Kraak | Hamburger Gaswerke GmbH | 1 | Zechstein | 900-1100 | 56 | 50 | 250 |
| Krummhörn | Ruhrgas AG | 3 | Zechstein 2 | 1500-1800 | 172 | 82 | 100 |
| Neuenhuntorf | EWE AG für E.ON Kraftwerke GmbH | 1 | Zechstein | 750-1000 | 32 | 20 | 100 |
| Nüttermoor | EWE Aktiengesellschaft | 16 | Zechstein | 950-1300 | 1300 | 1040 | 1000 |
| Reckrod | Gas-Union GmbH | 2 | Zechstein 1 | 800-1100 | 130 | 82 | 100 |
| Staßfurt | Kavernenspeicher Staßfurt GmbH | 3 | Zechstein | 400-1130 | 125 | 100 | 220 |
| Xanten | Thyssengas GmbH | 8 | Zechstein | 1000 | 223 | 193 | 280 |
| Summe | | 140 | | | 8 036 | 6 074 | |

Stand 31. Dez. 2001

Quelle: Betreiberfirmen

Tabelle 29 (Fortsetzung)

| 2. in Planung und Bau | | | | | | |
|------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------|--|--|
| Ort | Gesellschaft | Anzahl der Einzelspeicher | Speicherformation | Teufe m | zugelassenes Speichervolumen Mio. m ³ (V _n) | max. Arbeitsgaskapazität Mio. m ³ (V _n) |
| Bernburg | Verbundnetz Gas AG | 9 | Zechstein 2 | 500-700 | 504 | 375 |
| Bremen-Lesum | Mobil Erdgas-Erdöl GmbH | 2 | Zechstein | 1250-1750 | ca. 240 | ca. 260 |
| Epe | Thyssengas GmbH | 4 | Zechstein 1 | 1 300 | ca. 300 | ca. 240 |
| Huntorf | EWE Aktiengesellschaft | 2 | Zechstein | 1000-1400 | ca. 250 | ca. 150 |
| Jemgum/Holtgaste | Wintershall AG | 10 | Zechstein | 1000-1300 | ca. 1000 | ca. 700 |
| Kraak | Hamburger Gaswerke GmbH | 2 | Zechstein | 900-1 100 | ca. 150 | ca. 120 |
| Nüttermoor | EWE Aktiengesellschaft | 2 | Zechstein | 950-1300 | ca. 210 | ca. 140 |
| Peckensen | EEG - Erdgas Erdöl GmbH | 10 | Zechstein | 1100-1400 | 1100 | ca. 800 |
| Reckrod-Wölf | Wintershall AG | 2 | Zechstein 1 | 700-900 | ca. 150 | ca. 120 |
| Rüdersdorf | EWE Aktiengesellschaft | 4 | Zechstein | ca. 900-1200 | ca. 400 | ca. 300 |
| Staßfurt | Kavernenspeicher Staßfurt GmbH | 4 | Zechstein | 850-1150 | 500 | 500 |
| Xanten | Thyssengas GmbH | 5 | Zechstein | 1000 | ca. 150 | ca. 125 |
| Summe | | 58 | | | 4 954 | 3 830 |

Stand 31. Dez. 2001

Quelle: Betreiberfirmen

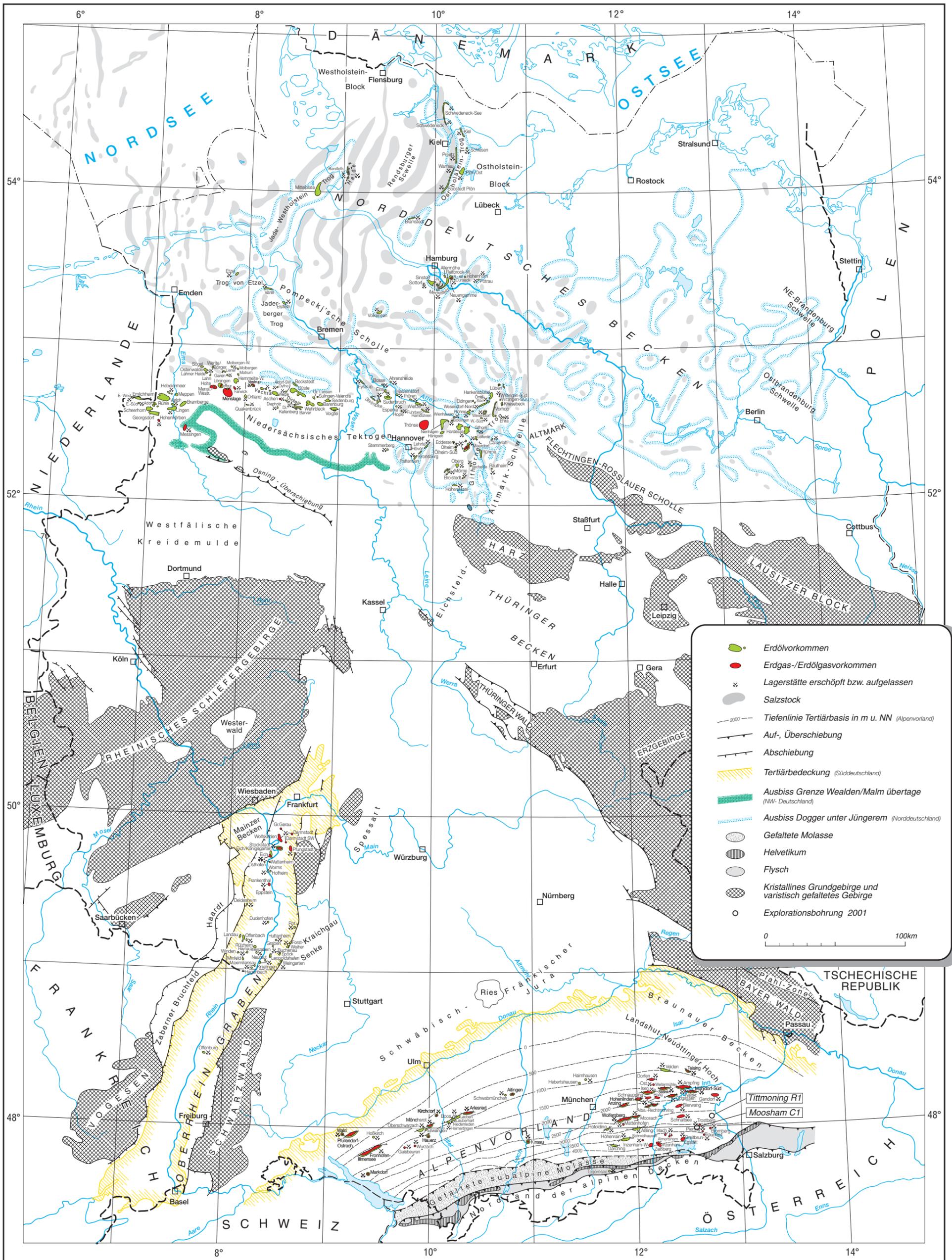
| Kavernenspeicher für Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas | | | | | | |
|---|---|---------------------------|--------------------|--|----------------------------------|--|
| Ort | Gesellschaft | Speicher- typ | Teufe m | Anzahl der Einzelspei- cher | Füllung | Zustand |
| Bernburg- Gnetsch | Kali und Salz GmbH Werk Bernburg | Salzlager- Kavernen | 510-680 | 2 | Propan | in Betrieb |
| Blexen | Untertage-Speicher- Gesellschaft mbH (USG) | Salzstock- Kavernen | 640-1430 | 4 1 3 | Rohöl Gasöl Benzin | in Betrieb in Betrieb in Betrieb |
| Bremen- Lesum | Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV) | Salzstock- Kavernen | 600-900 | 5 | Leichtes Heizöl | in Betrieb |
| Epe | Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen mbH für Aral Logi- stik Service GmbH | Salz- Kavernen | 1000-1400 | 5 | Rohöl | in Betrieb |
| Etzel | IVG Logistik GmbH | Salzstock- Kavernen | 800-1600 | 30 | Rohöl | in Betrieb |
| Heide | Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV) | 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 | in Betrieb |
| Ohrensen/ Harsefeld | Dow Deutschland Inc. | Salzstock- Kavernen | 800-1100 | 1 1 1 | Ethylen Propylen EDC | in Betrieb in Betrieb in Betrieb |
| Sottorf | Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV) | Salzstock- Kavernen | 600-1200 | 9 | Rohöl, Mineralöl- produkte | in Betrieb |
| Teutschenthal | Dow Central Germany | Salzlager- Kavernen | 700-800 | 2 1 | Ethylen Propylen | in Betrieb in Bau |
| Wilhelmshaven- Rüstringen | Nord-West Kavernen GmbH (NWKG) für Erdölbevorra- tungsverband (EBV) | Salzstock- Kavernen | 1200-2000 | 35 | Rohöl, Mineralöl- produkte | in Betrieb |
| Summe | | | | 111 | | |

Stand 31. Dez. 2001

Quelle: Betreiberfirmen

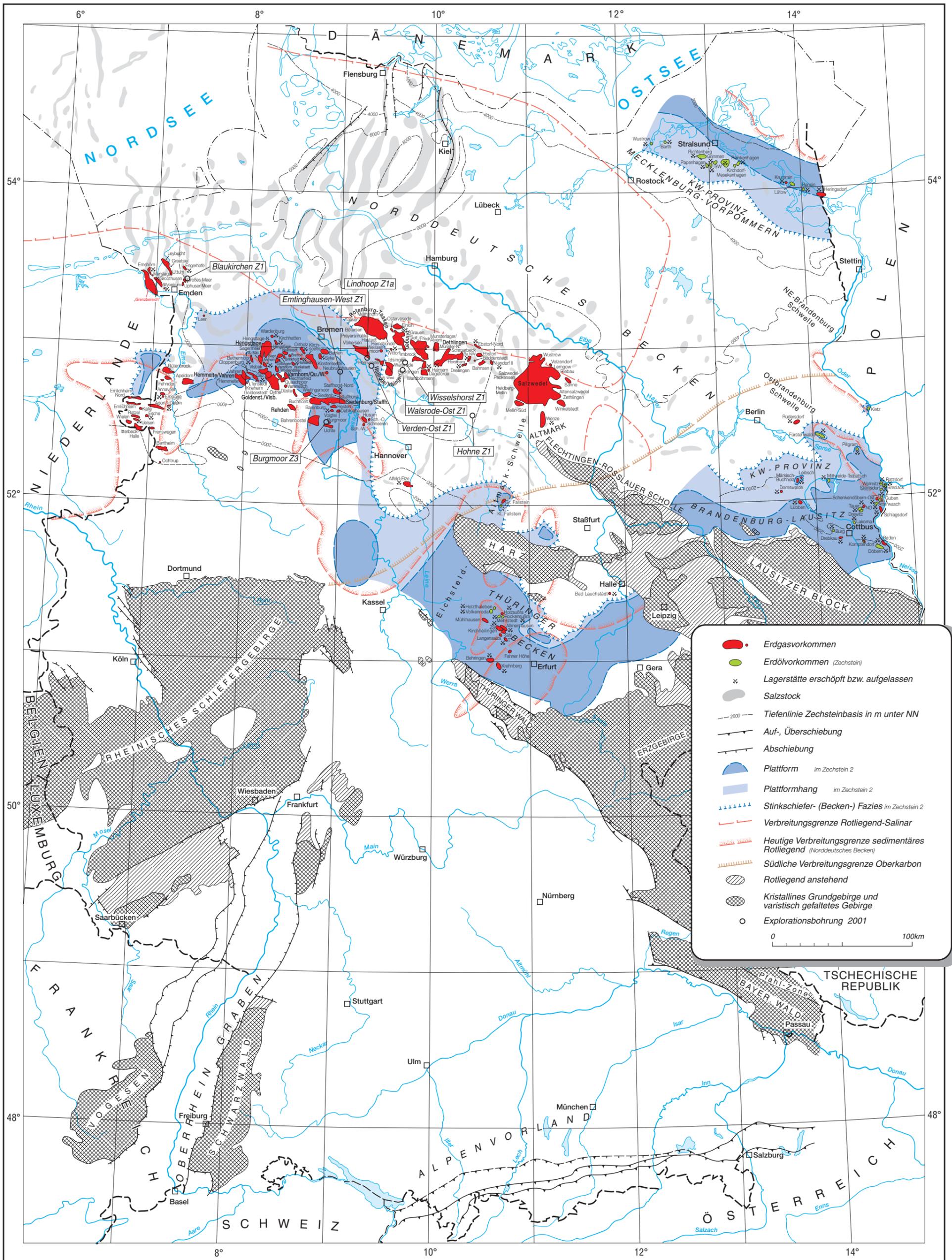
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

Rhät, Jura, Kreide und Tertiär



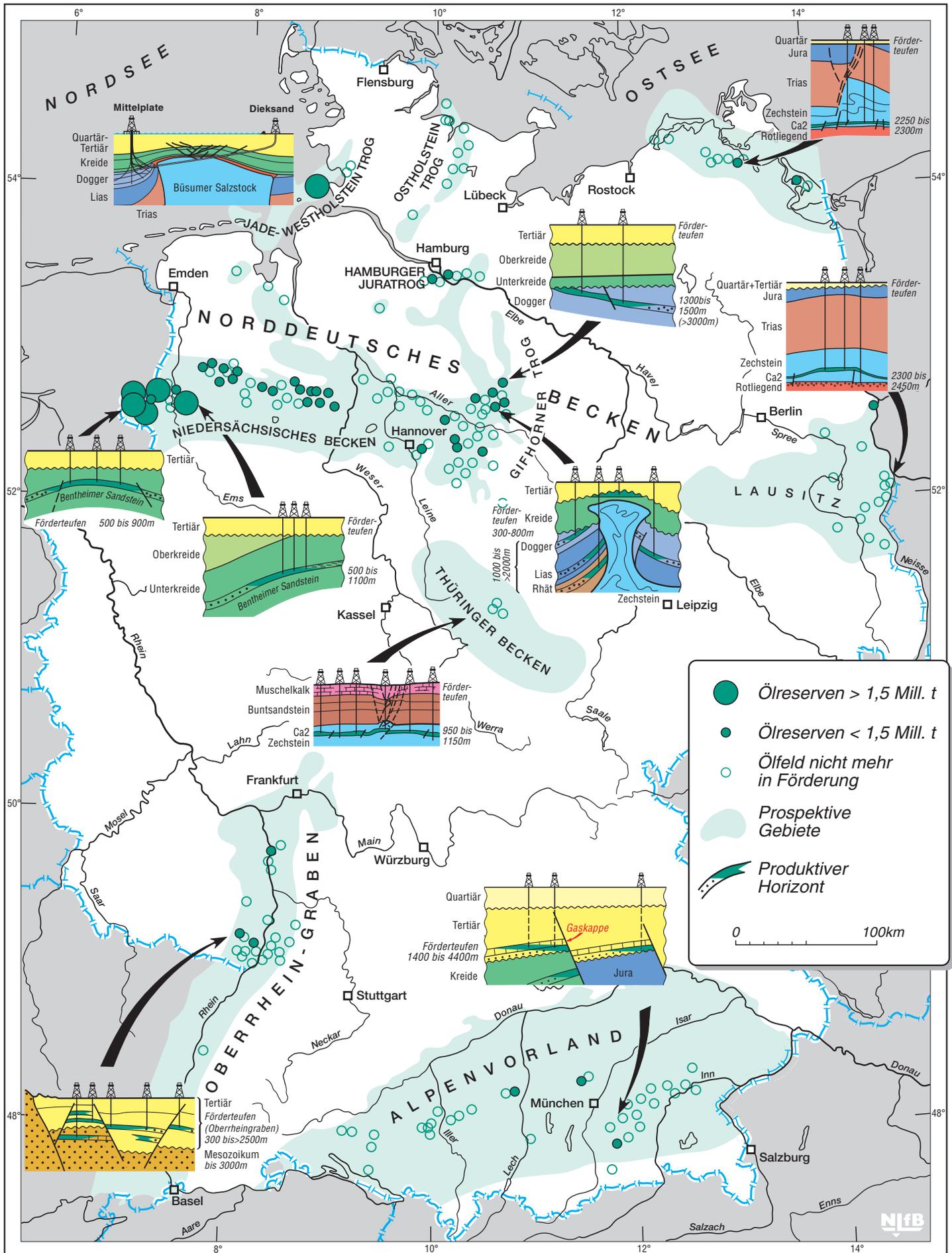
Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Deutschland

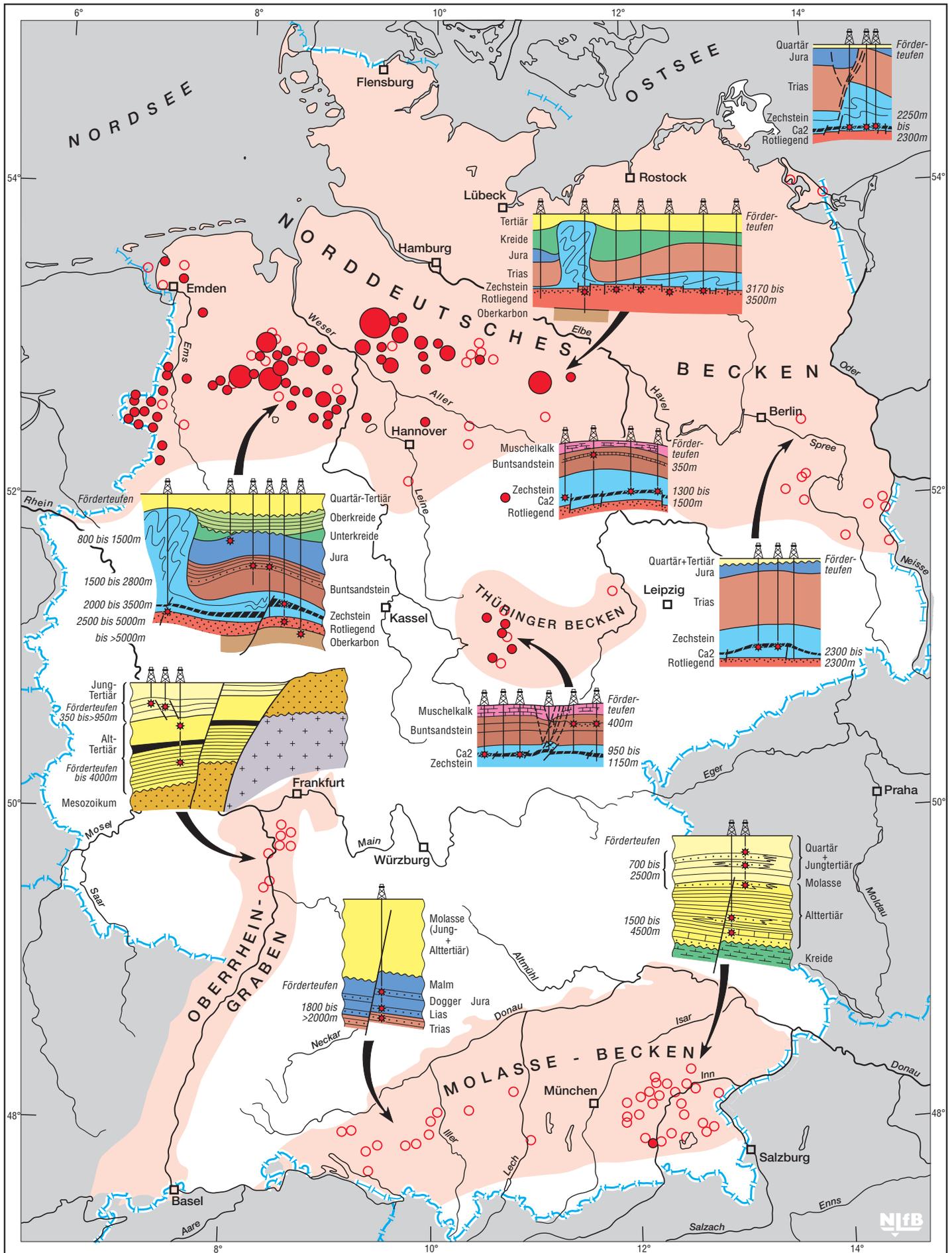
Paläozoikum und Buntsandstein



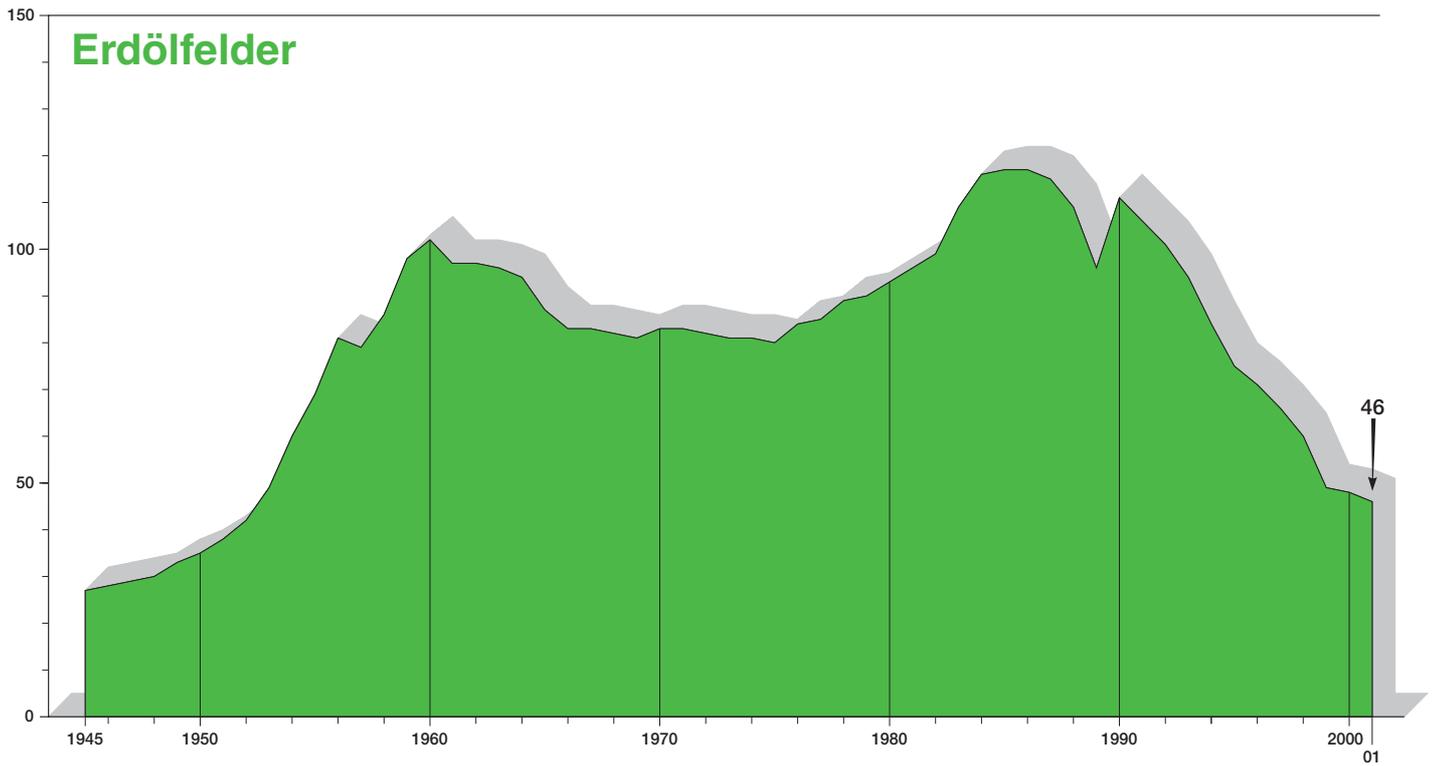
| | |
|--------------------------------------|---|
| ● | Erdgasvorkommen |
| ● | Erdölvorkommen (Zechstein) |
| × | Lagerstätte erschöpft bzw. aufgelassen |
| | Salzstock |
| - - - 2000 | Tiefenlinie Zechsteinbasis in m unter NN |
| | Auf-, Überschiebung |
| | Abschiebung |
| | Plattform im Zechstein 2 |
| | Plattformhang im Zechstein 2 |
| | Stinkschiefer- (Becken-) Fazies im Zechstein 2 |
| | Verbreitungsgrenze Rotliegend-Salinär |
| | Heutige Verbreitungsgrenze sedimentäres Rotliegend (Norddeutsches Becken) |
| | Südliche Verbreitungsgrenze Oberkarbon |
| | Rotliegend anstehend |
| | Kristallines Grundgebirge und varistisch gefaltetes Gebirge |
| ○ | Explorationsbohrung 2001 |

0 100km

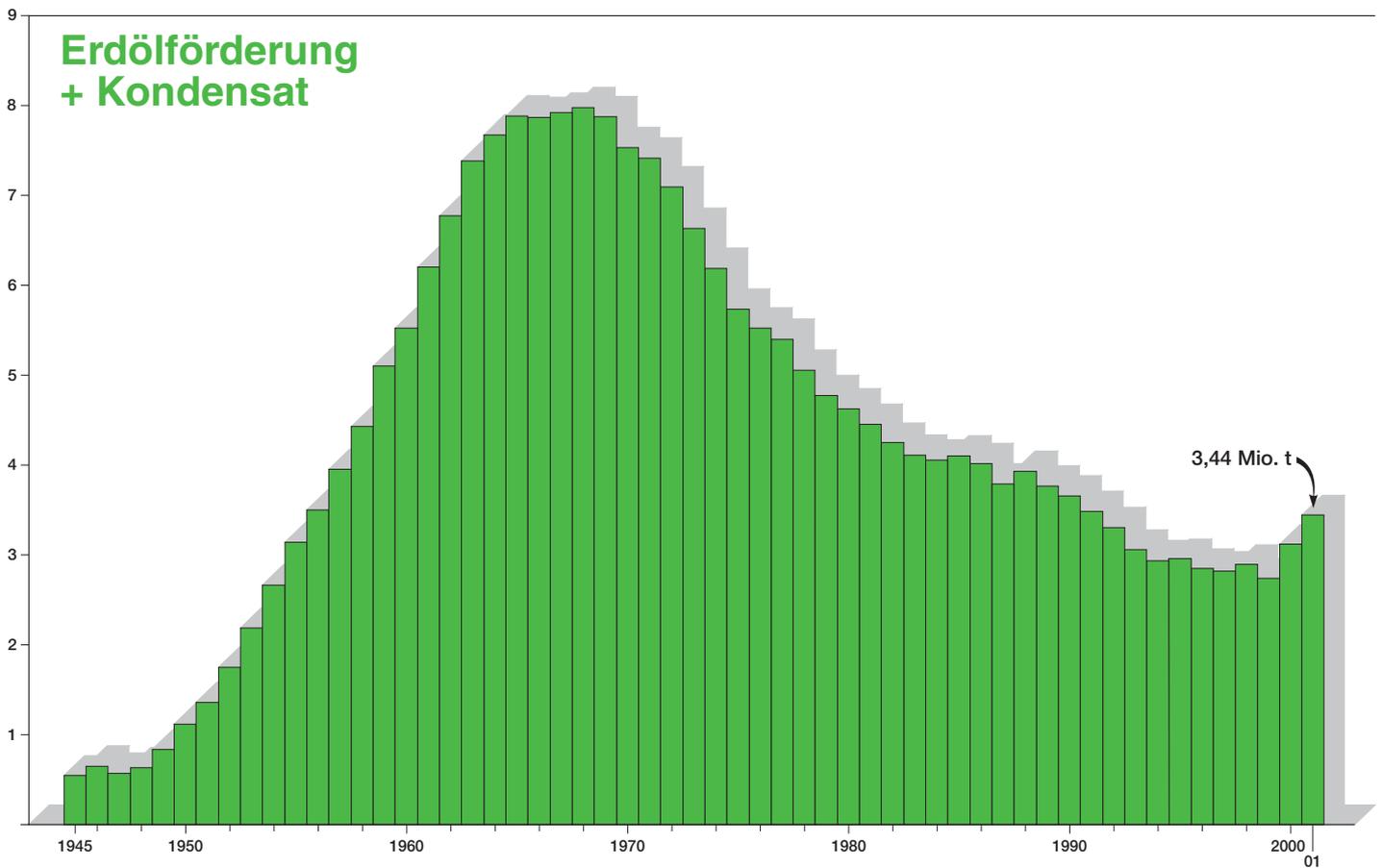




Anzahl

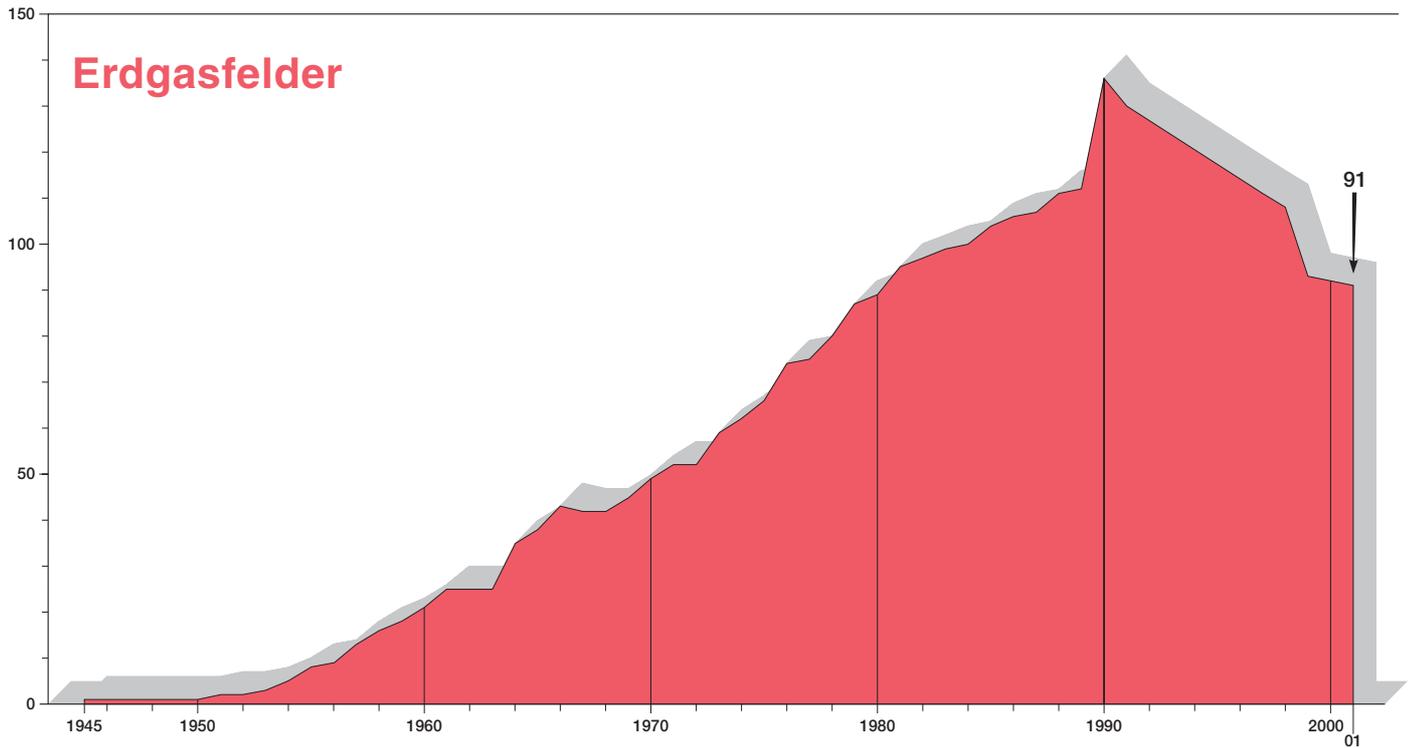


Mio. t



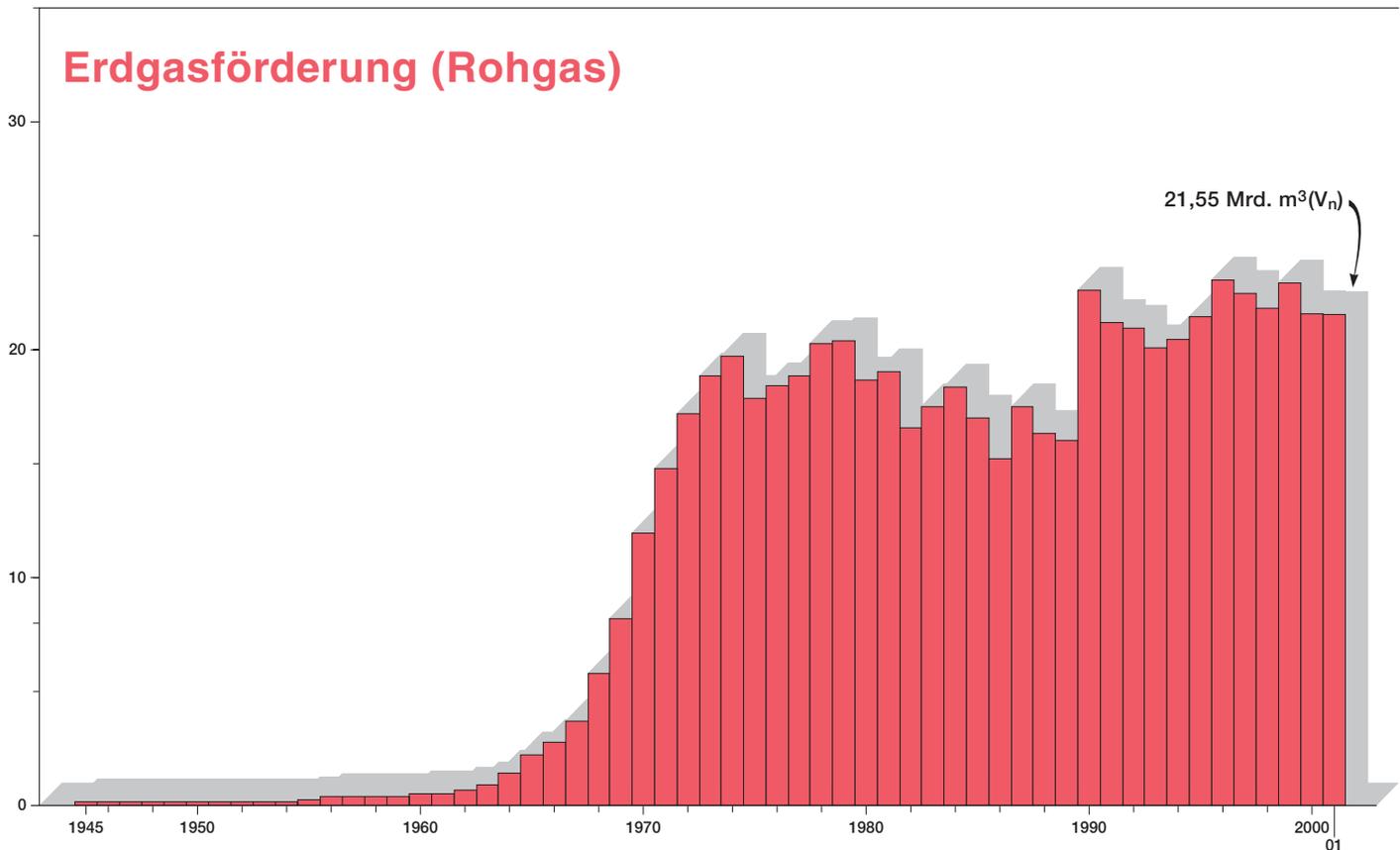
Erdölförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2001.

Anzahl

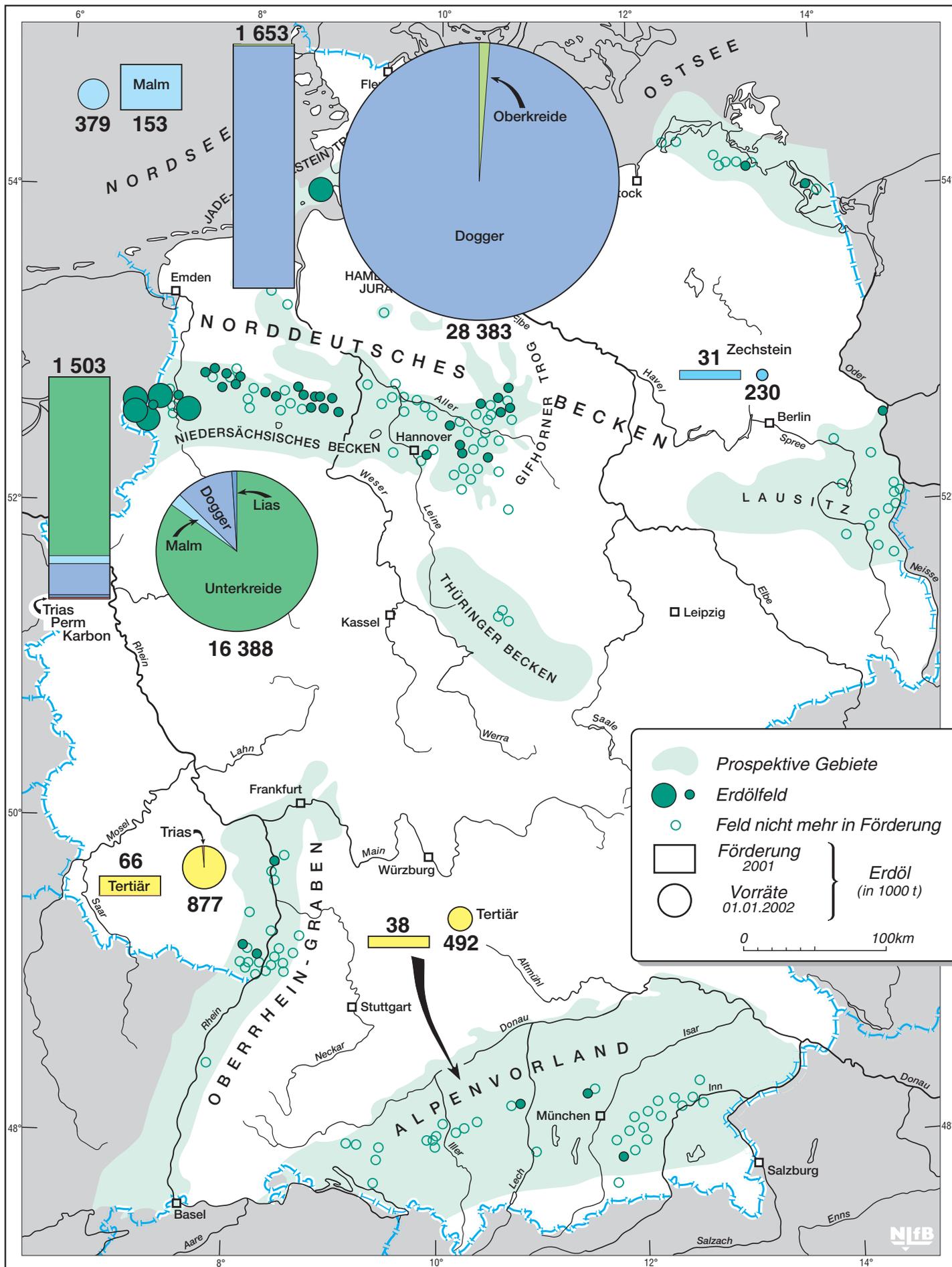


1999 Neuordnung der Erdgasfelder

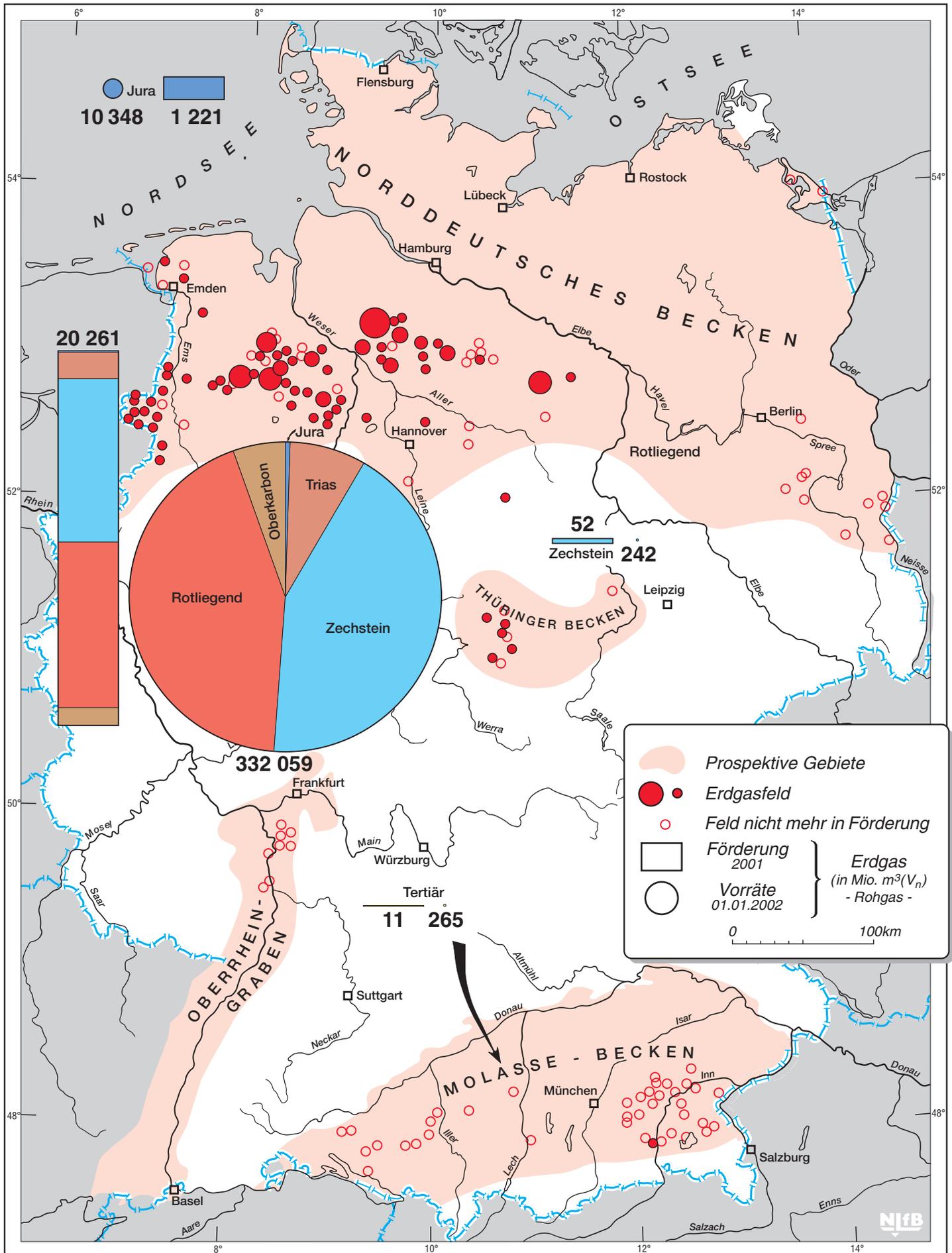
Mrd. m³(V_n)



Erdgasförderung und Anzahl der produzierenden Felder 1945 - 2001.

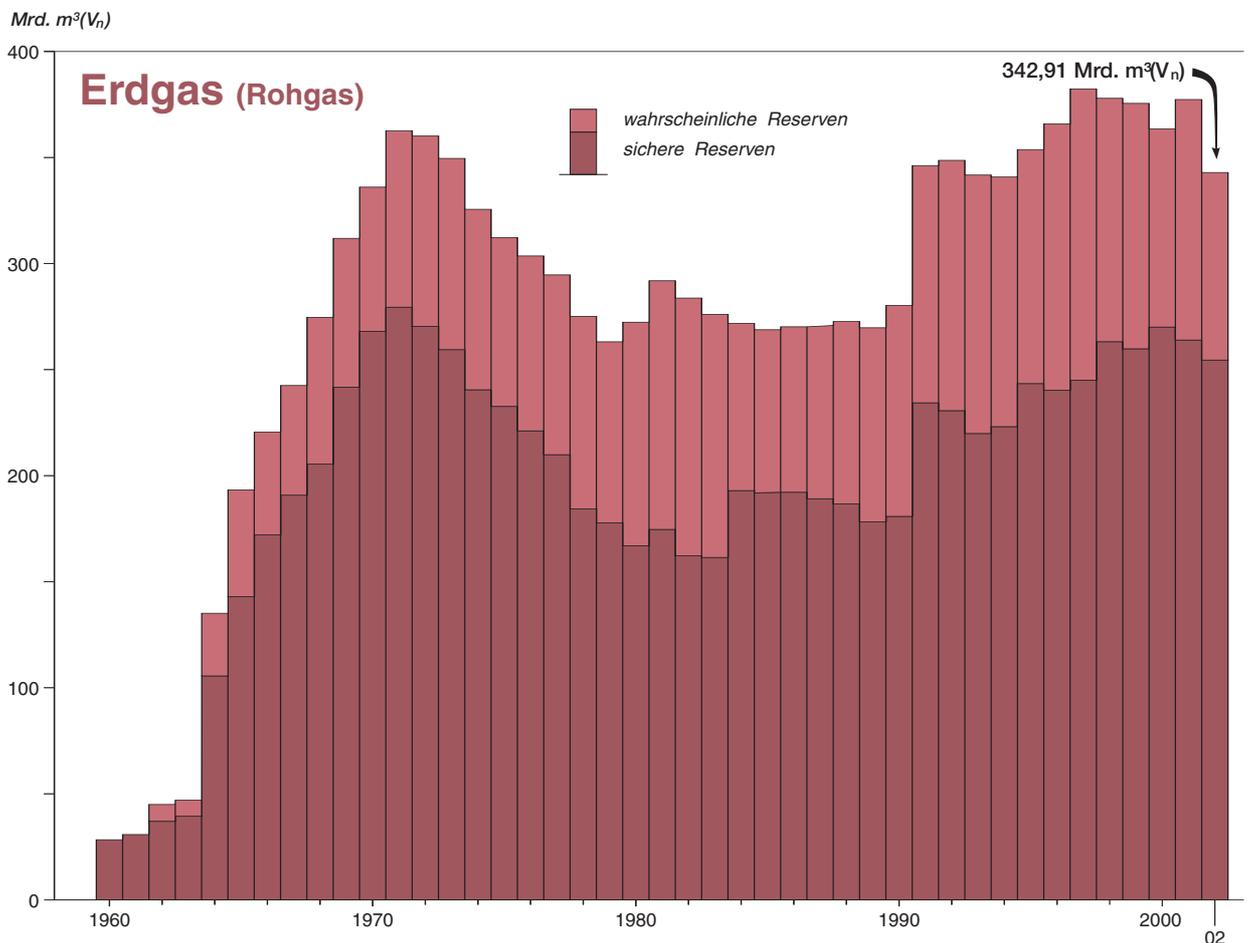
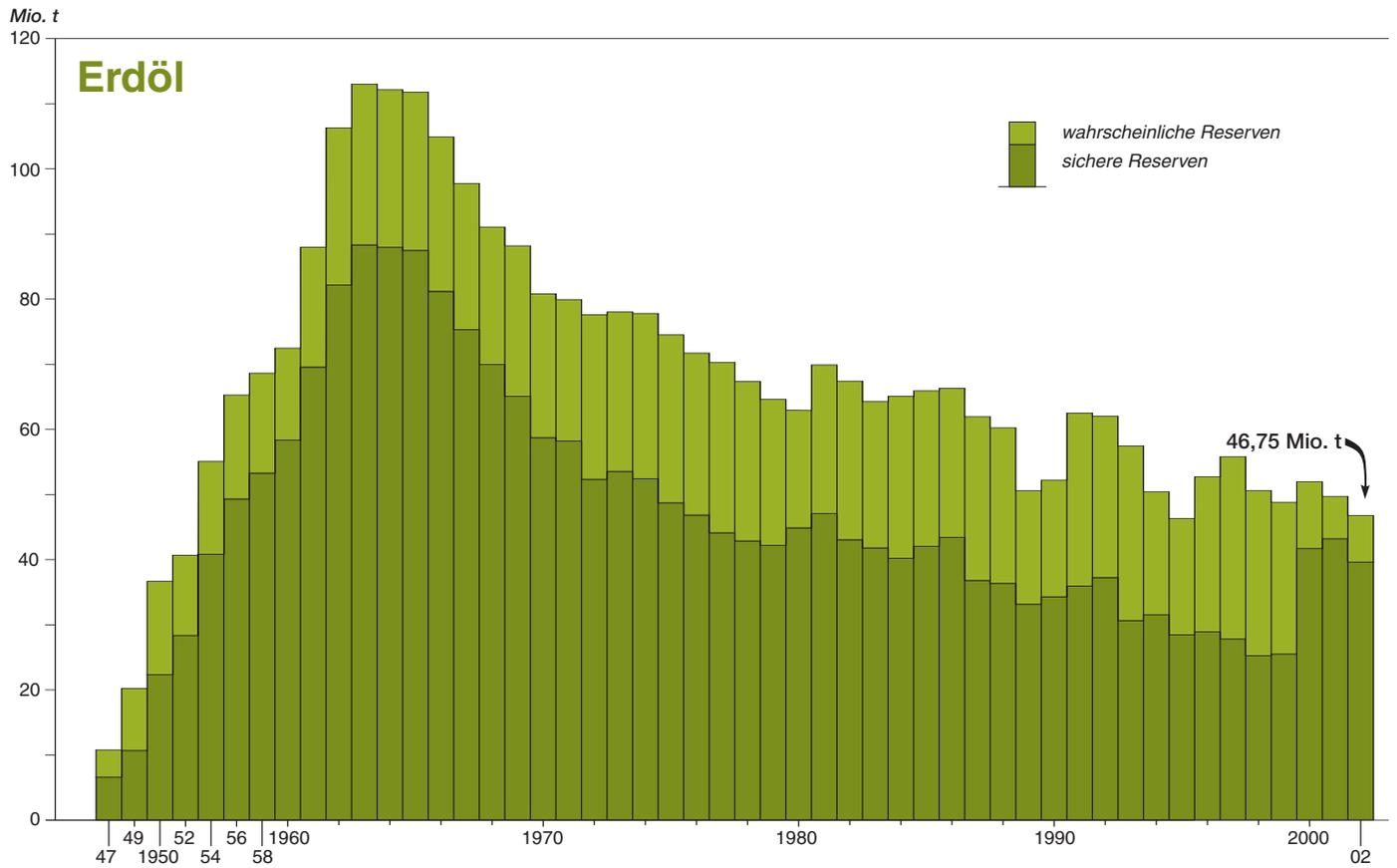


Erdölförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.



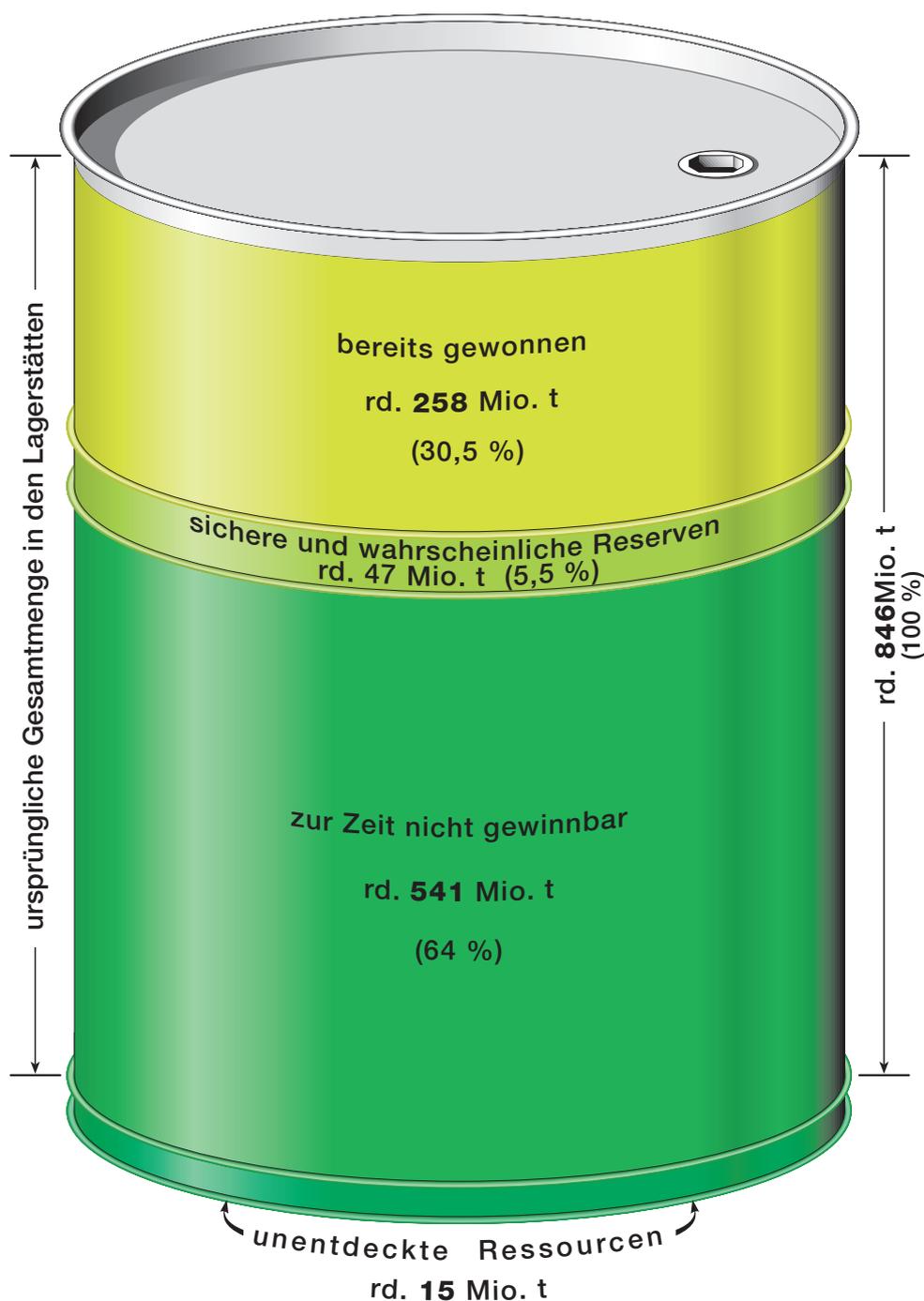
Erdgasförderung und -vorräte in den Gebieten nach Formationen aufgeteilt.

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



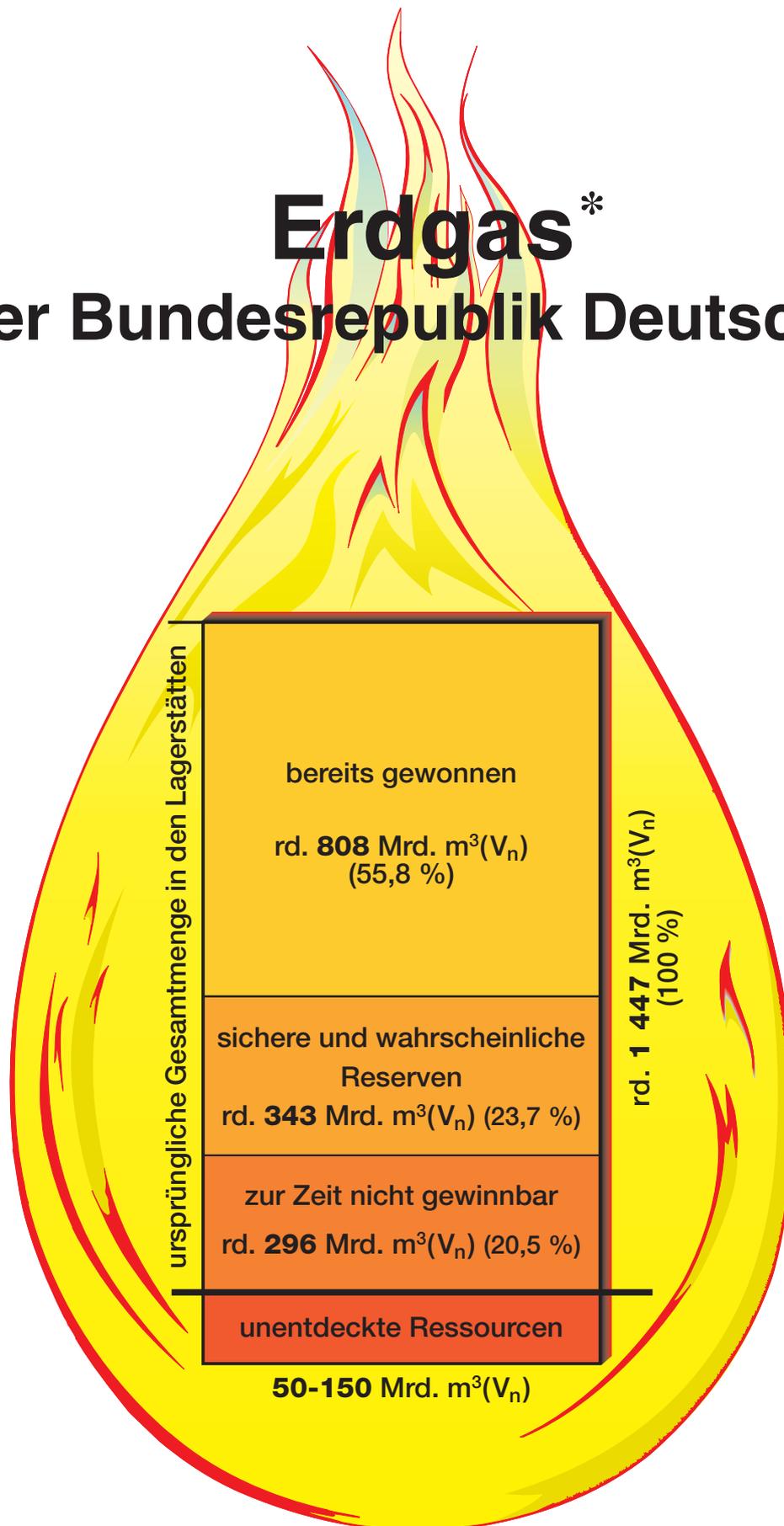
Erdöl

in der Bundesrepublik Deutschland

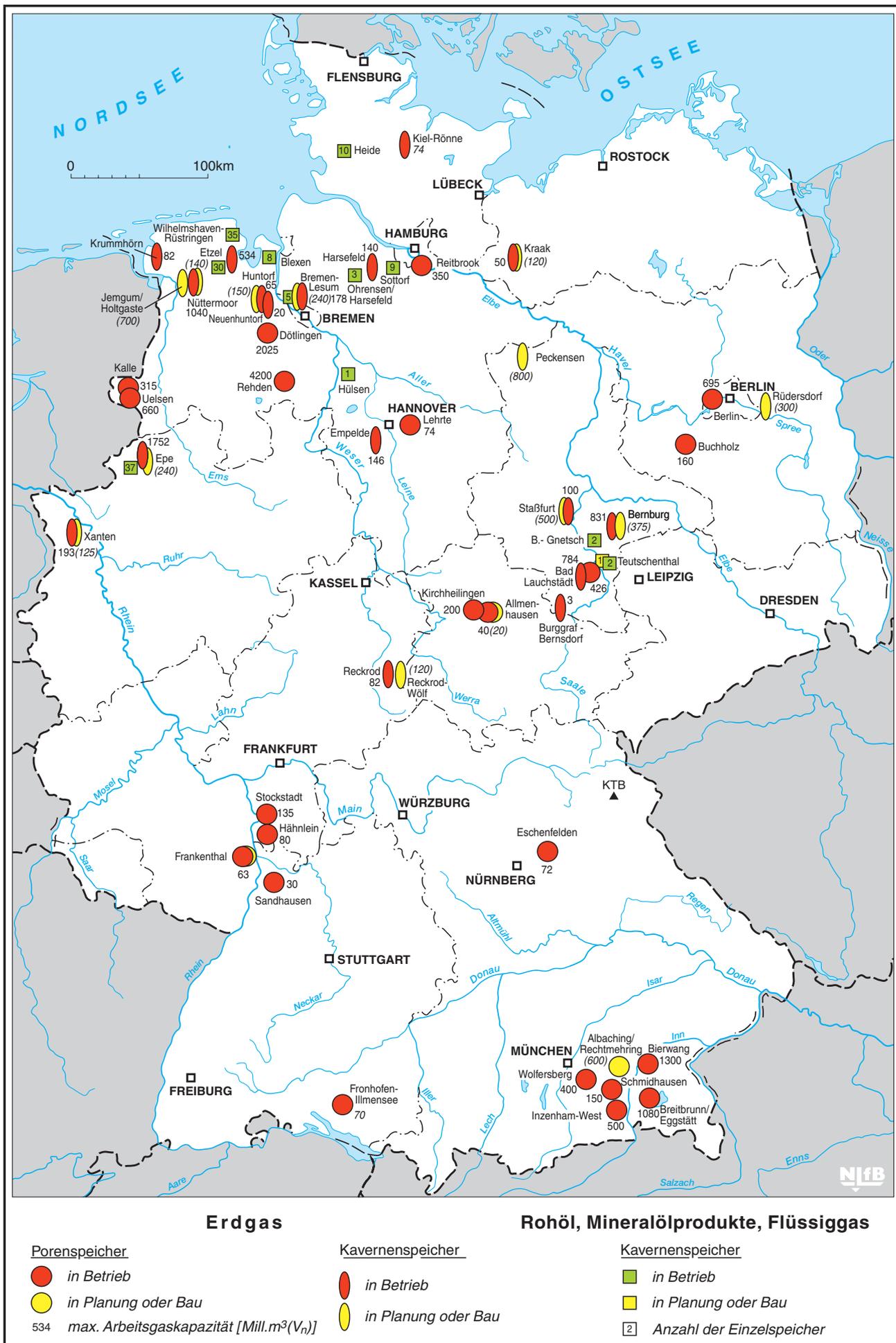


Erdgas*

in der Bundesrepublik Deutschland



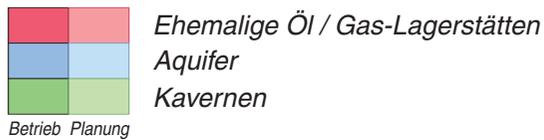
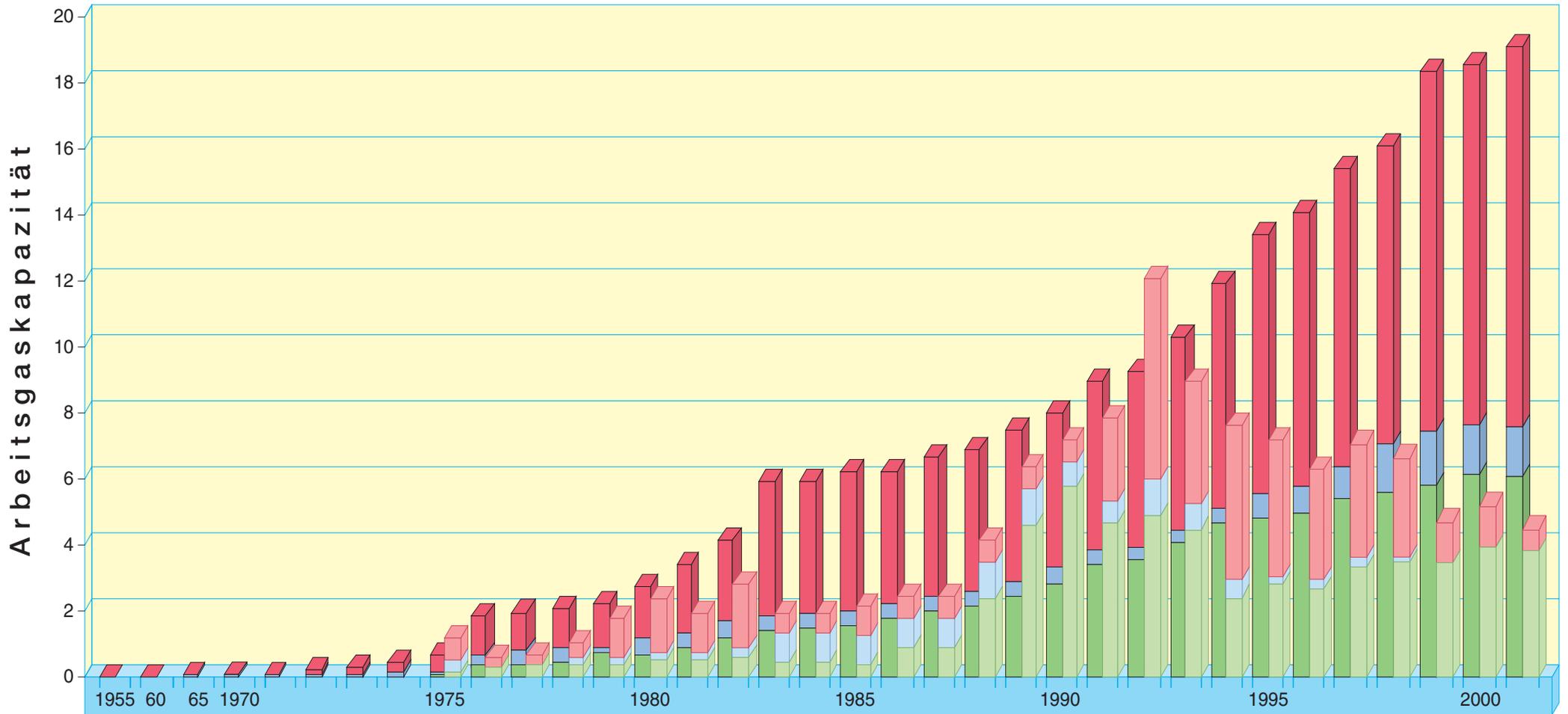
* Rohgas (natürlicher Brennwert)



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

Maximale verfügbare Arbeitsgasmenge in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland von 1955 bis 2001

Mrd. m³ (V_n)



Quelle: Firmenmeldungen an das Niedersächsische Landesamt für Bodenforschung, Hannover; Berichte des LBA Clausthal-Zellerfeld; Bergbau-Jahrbücher, Glückauf-Verlag, Essen