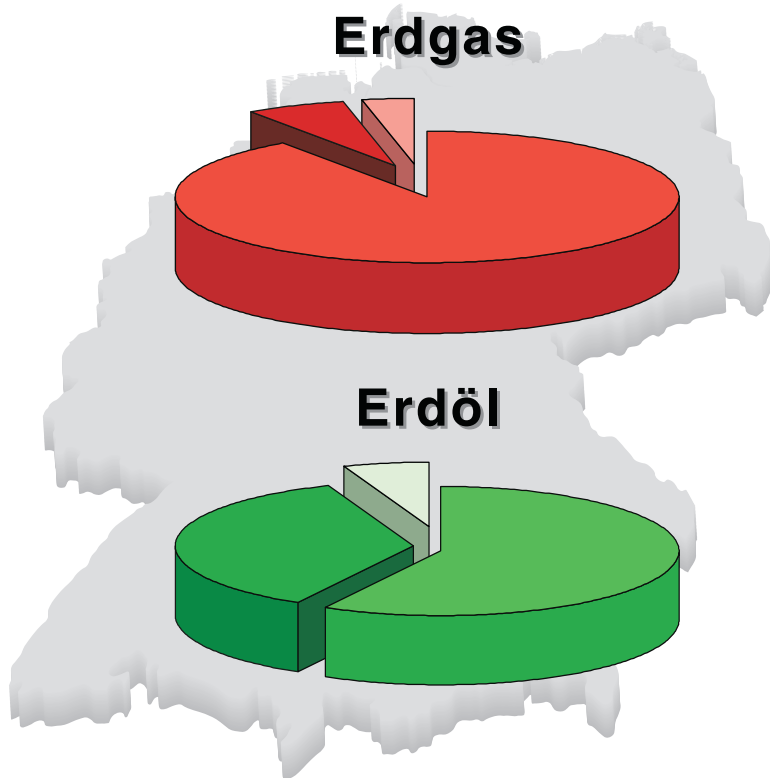


Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2001



Titelblatt-Grafik:

Erdöl- und Erdgasreserven am 1. Januar 2001 in Deutschland
nach Bundesländern (siehe Abb. 9 und 10)



Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung

Hannover

**ERDÖL- UND ERDGASRESERVEN
IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND
am 1. Januar 2001**

Referat: Kohlenwasserstoffgeologie (N 3.06)
Leiter: R. SEDLACEK
Bearbeiter: J. MESSNER (Federführung)
J. LÖSCH (Erdölreserven, Erdöl- und Erdgasproduktion)
H.-J. MEYER (Erdgasreserven)
M. PASTERNAK (Bohrergebnisse)
Erstellungsdatum: 31. März 2001
Tagebuch-Nr.: 444/2001

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. Vorwort und Überblick	3
2. Bohrergergebnisse 2000	6
3. Reservendefinition für Kohlenwasserstoffe	7
4. Erdölreserven am 1. 1. 2001	8
5. Erdgasreserven am 1. 1. 2001	9

Abbildungen

Abb. 1	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1983 - 2000, Bohrmeter der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 2	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1983 - 2000, Bohrmeter der Feldesentwicklungsbohrungen (B1 und B2)
Abb. 3	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1983 - 2000, Zahl der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 4	Entwicklung der Bohrtätigkeit 1983 - 2000, Fündigkeitsquote der Explorationsbohrungen (A3 und A4)
Abb. 5	Erdölförderung 2000 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 6	Erdölreserven am 1. 1. 2001 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 7	Rohgasförderung 2000 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 8	Rohgasreserven am 1. 1. 2001 in Deutschland nach Gebieten
Abb. 9	Rohgasreserven am 1. 1. 2001 in Deutschland nach Bundesländern
Abb. 10	Erdölreserven am 1. 1. 2001 in Deutschland nach Bundesländern

Tabellen

Tab. 1	Entwicklung der Erdöl- und Erdgaskennndaten in Deutschland (1991 - 2000)
Tab. 2	Fündige Kohlenwasserstoffbohrungen in 2000
Tab. 3	Erdölförderung und -reserven nach Gebieten in Deutschland per 1. 1. 2001
Tab. 4	Erdölförderung und -reserven nach Bundesländern per 1. 1. 2001
Tab. 5	Erdgasreserven (Rohgas) nach Gebieten in Deutschland per 1. 1. 2001
Tab. 6	Erdgasreserven (Rohgas) nach Bundesländern per 1. 1. 2001
Tab. 7	Erdgasreserven (Reingas) nach Gebieten in Deutschland per 1. 1. 2001
Tab. 8	Erdgasreserven (Reingas) nach Bundesländern per 1. 1. 2001
Tab. 9	Erdölförderung 2000 nach geologischen Formationen
Tab. 10	Erdölreserven am 1. 1. 2001 nach geologischen Formationen
Tab. 11	Erdgasförderung 2000 nach geologischen Formationen
Tab. 12	Erdgasreserven am 1. 1. 2001 nach geologischen Formationen

1. Vorwort und Überblick

Der vorliegende Jahresbericht gibt einen Überblick über die inländische Aufschluss-, Förder- und Reservensituation für Erdöl und Erdgas und dokumentiert die offiziellen Reserven der Bundesrepublik Deutschland. Das NLfB meldet diese Reserven an Ministerien, Bergbehörden, Landesämter, Unternehmen der Erdöl-Erdgasbranche, Verbände und andere Institutionen im In- und Ausland. Grundlage hierfür sind die dem NLfB durch die sechs Fördergesellschaften übermittelten Daten zur Bohrtätigkeit, Erdöl- und Erdgasproduktion im Jahr 2000, sowie die zum Stichtag 1. Januar 2001 gemeldeten sicheren und wahrscheinlichen Reserven für Einzelfelder.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) in der Bundesrepublik Deutschland war nach vorläufigen Angaben des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung (DIW 2001¹) im Jahr 2000 geringfügig niedriger (-0,2 %) als im Vorjahr.

Die Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch waren wie folgt:

Energieträger	Anteile in %	
	2000	1999
Erdöl	38,7	39,4
Erdgas	21,1	21,3
Steinkohle	13,5	13,4
Braunkohle	10,9	10,3
Kernenergie	13,0	13,1
Wasser- und Windkraft	0,8	0,6
Sonstige	2,0	1,9

Erdöl und Erdgas sind also mit ca. 60 % Gesamtanteil die wichtigsten Energieträger.

Das gesamte **Erdgasaufkommen**² (Importe und heimische Förderung) der BR Deutschland in 2000 belief sich auf rd. 105 Mrd. m³(V_n) und wurde zu 81 % aus Importen gedeckt, die sich auf Europa (44 %) und Russland (37 %) verteilten (DIW 2001). Die heimische Förderung leistete dabei einen Beitrag von 19 % oder rd. 20 Mrd. m³(V_n), die aus 92 Erdgaslagerstätten mit rd. 560 Bohrungen gefördert wurden.

¹ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, AG Energiebilanzen, Wochenbericht 5/01 (siehe auch www.ag-energiebilanzen.de, Rubriken: Publikationen)

² Bei den Angaben handelt es sich um „Reingas“ (s. Kapitel 3)

Die Anteile der einzelnen Bezugsländer zur Deckung des Erdgasaufkommens waren wie folgt:

Bezugsland	Anteile im Jahr 2000
Russland	37 %
Norwegen	21 %
Deutschland	19 %
Niederlande	17 %
Dänemark / Großbritannien	6 %

Das Erdgasaufkommen blieb im Berichtsjahr bei leicht geringerer heimischer Förderung im Bereich des Vorjahres. Die heimische Erdgasproduktion war in den letzten Jahren durch ein etwa gleichbleibendes Niveau gekennzeichnet (Tabelle 1). Schwankungen nach oben und unten waren im wesentlichen durch die Temperaturen in den Wintermonaten und weniger durch die Kapazitäten der Gasfelder geprägt. Auch in den nächsten Jahren ist ein Produktionsniveau im Bereich von 20 Mrd. m³(V_n) zu erwarten.

Die Erdgasreserven (Rohgas) haben zum Stichtag 1. Januar 2001 trotz rückläufiger Explorationsaufwendungen deutlich um rd. 14 Mrd. m³(V_n) oder 4 % gegenüber dem Vorjahr zugenommen (Tabellen 1, 5 und 6).

Bei der Erdgasförderung dominierte Niedersachsen mit einem Anteil von rd. 90 % in den Fördergebieten Elbe-Weser, Weser-Ems/Emsmündung und westlich der Ems.

Nach Schätzungen der Industrie und des NLFb existieren erhebliche, z. T. schon erbohrte Erdgasreserven in relativ dichten Gesteinen, die nur durch aufwendige Bohr- und Förder-techniken erschlossen werden können. Als zukunftsweisend für die wirtschaftliche Erschließung zusätzlicher Gasreserven gelten folgende Technologien:

- „Underbalanced Drilling“ (Bohren mit geringer Spülsaumlast zur Vermeidung von Trägerschädigung)
- Verbesserung der Horizontalbohrtechnik zur Realisierung wirtschaftlicher Förderraten, Erschließung des Potentials in „Tight Gas Sands“
- Neue Fractechnologien (Optimierung des hydraulischen Aufbrechens gering durchlässiger Erdgasformationen)
- „Multilateral Wells“ (Mehrfachablenkungen mit starker Krümmung radial aus einem Stammb Bohrloch heraus)

Die zukünftige Entwicklung der Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland wird dabei in erheblichem Umfang von den Erfolgen beim Einsatz der neuen Technologien zur Optimierung von Bohrprozessen und Förderung geprägt sein.

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

Das **Erdölaufkommen** (Importe und heimische Förderung) betrug im Jahr 2000 rd. 128 Mio. t und lag ca. 2,5 % niedriger als im Vorjahr (DIW 2001, sowie Firmenangaben über heimische Produktion). Der Anteil der heimischen Förderung am Gesamtaufkommen lag bei rd. 2,5 % und damit deutlich niedriger als beim Erdgas mit 19 % Eigenproduktionsanteil. Derzeit sind in Deutschland 48 Erdölfelder mit ca. 1200 Bohrungen in Produktion (Tabelle 1).

Die Anteile der einzelnen Bezugsländer zur Deckung des Erdölaufkommens waren wie folgt:

Bezugsland	Anteile im Jahr 2000
Russland	29 %
OPEC-Mitgliedsstaaten	28 % (davon Libyen 11 %)
Norwegen	18 %
Großbritannien	12 %
Sonstige	ca. 10,5 %
Deutschland	ca. 2,5 %

Die Schwerpunkte der heimischen Erdölproduktion lagen zu rd. 51 % in Niedersachsen und zu 43 % in Schleswig-Holstein. Der Anteil Schleswig-Holsteins stieg durch die Weiterentwicklung des Feldes Mittelplate mit Fördererhöhungen durch neue Produktionsbohrungen deutlich an. Diese Fördersteigerung konnte den natürlichen Förderabfall der anderen deutschen Lagerstätten mehr als kompensieren. Ermöglicht wurde sie durch die von Land aus abgeteufte (sog. Extended-Reach-) Bohrungen Dieksand 2, 3 und 4, die seit dem letzten Jahr zu einer optimierten und zügigen Ausbeutung der vor der Nordseeküste liegenden Dogger-Lagerstätte Mittelplate beitragen. Letztere trägt bereits jetzt mit 42 % zur inländischen Erdölförderung bei und wird ihren Anteil noch steigern. Eine weitere Erhöhung der heutigen Reserven ist bei positiver Ausbeute-Entwicklung dieser Lagerstätte, die derzeit fast 60 % der inländischen Erdölreserven hält, nicht auszuschließen.

Die Erdölreserven der Bundesrepublik Deutschland waren per 1.1.2001 mit 49,7 Mio. t um rd. 4 % geringer als zum Stichtag des Vorjahres.

Aufgrund gestiegener Erlöse im Öl- und Gasgeschäft beschloss die niedersächsische Landesregierung nach achtjähriger Unterbrechung die Wiedereinführung einer Förderabgabe in diesem Bundesland von 14 % des Marktwertes auf Erdöl für Felder mit mehr als 30 000 t Jahresförderung. Auch beim Erdgas erfolgte eine deutliche Anhebung der Förderabgabe von 17 auf 24 %.

Weitere detaillierte Informationen und Angaben zur Exploration und Produktion sind in dem Bericht "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2000" zu finden, der ab ca. Juni d. J. über das NlFB zu beziehen sein wird bzw. unter www.nlfb.de/n306 heruntergeladen werden kann.

2. Bohrergergebnisse 2000

Entgegen den Erwartungen hat sich die durch den Ölpreisverfall des Jahres 1998 eingebrochene Bohraktivität im Jahr 2000 infolge der gestiegenen Öl- und Gaspreise nicht wieder erholt, sondern nochmals drastisch verringert. Die Ursachen sind vor allem in der Firmenpolitik der größten inländischen Erdgasproduzenten zu suchen, die noch vor wenigen Jahren deutlich mehr als die Hälfte der finanziellen Aufwendungen der Bohrtätigkeit getragen haben. Da diese Gesellschaften den Regeln ihrer global operierenden ausländischen Mutterkonzerne unterworfen sind, nach denen geplante Bohrprojekte zunehmend einem internationalen Rentabilitätsranking unterliegen, konnten inländische Projekte aufgrund der hohen Kosten und der relativ geringen zu erwartenden Reserven in der jüngeren Vergangenheit immer seltener realisiert werden. In der Folge hat die Bohraktivität in Deutschland seit dieser Zeit ihre wesentlichen Impulse von den inländischen Firmen erhalten, die in ihren Investitionsentscheidungen nicht dem Einfluss der großen Ölkonzerne unterliegen.

Durch den anhaltenden Rückgang der gesamten Bohraktivität sank die Bohrleistung nach einer Abnahme um etwa 20 %, im vorangegangenen Jahr nochmals um mehr als 35 % auf 43 206 m und damit auf den niedrigsten Stand seit 1945.

Überproportional hat die Bohrleistung auf dem Sektor der Exploration abgenommen. Schon in den beiden vorangehenden Jahren war die Bohrleistung auf diesem Sektor drastisch gefallen. In 2000 verringerte sich die Bohrleistung nochmals um 43 % (Abb. 1). Explorationsbohrungen haben das Ziel, neue Erdöl- oder Erdgasfelder (Aufschlussbohrungen) bzw. neue Reserven in unmittelbarer Nachbarschaft bekannter Felder (Teilfeldsuchbohrungen) zu finden und sind naturgemäß mit einem hohen wirtschaftlichen Risiko verbunden.

In 2000 wurde nur eine Aufschlussbohrung (A3) abgeteuft, und zwar in Süddeutschland. Vor dem Hintergrund der geringen Explorationsaktivitäten ist diese Aufschlussbohrung im bayerischen Alpenvorland (Tittmoning R1) besonders positiv zu bewerten, denn seit 1992 ist in Süddeutschland nur noch eine Explorationsbohrung abgeteuft worden. Zum Jahresende war die Bohrung noch nicht beendet. In der Kategorie der Teilfeldsuchbohrungen (A4) konnte von fünf laufenden Projekten nur eines (Bleckmar Z1, Tab. 2) erfolgreich beendet werden. Zwei Projekte gingen fehl, zwei weitere Projekte waren noch nicht abschließend bewertet. Ziele der Exploration waren vor allem das Rotliegend der Weser-Elbe-Provinz (Erdgas) und untergeordnet der Zechstein in der Provinz Süddoldeburg (Erdgas):

Bohrung	Ergebnis	Zielhorizont	Region	Bundesland
Bleckmar Z1	gasfündig	Rotliegend	Weser-Elbe	Niedersachsen
Lindhoop Z1	fehl	Rotliegend	Weser-Elbe	Niedersachsen
Bahrenborstel Z13b	fehl	Zechstein	Weser-Ems	Niedersachsen

In Abbildung 3 ist die Anzahl der jährlich beendeten Explorationsbohrungen (Aufschluss- und Teilfeldsuchbohrungen) dargestellt. Die Fündigkeitsquoten der Explorationsbohrungen seit 1983 zeigt Abbildung 4.

War die Bohraktivität in der Entwicklung der Felder in den vergangenen Jahren weniger von dem allgemeinen Rückgang der Aktivitäten betroffen, so ist in 2000 auch sie gegenüber dem Vorjahr um etwa 35 % auf etwa 35 000 m gesunken (Abb.2). Der Anteil der Feldesentwick-

lung an der gesamten Bohrleistung erreichte wie im Vorjahr 80 %. Im Rahmen von Ölprojekten wurde etwa ein Drittel der gesamten Bohrmeter abgeteuft. Auf die Bohraktivität im Ölfeld Mittelplate vor der Westküste Schleswig-Holsteins entfielen etwa 25 % der deutschen Bohrmeterleistung. Besondere Auswirkung auf die prozentuale Aufteilung der Bohrmeter haben die extrem langen Extended-Reach-Bohrungen, die seit 1997 von der Landstation Dieksand aus in die Lagerstätte Mittelplate gebohrt werden. Im Jahr 2000 war dies die Bohrung Dieksand 5, die zum Jahresende aber noch nicht fertig gestellt war. Mit zwei weiteren fündigen Bohrungen (Tab. 2) wurde die Entwicklung des ersten Erdgasfeldes in der deutschen Nordsee in den Planquadraten A6/B4 vorläufig abgeschlossen.

Insgesamt wurden in der Kategorie der Feldesentwicklungsbohrungen (Erweiterungsbohrungen und Produktionsbohrungen) zehn Projekte fündig (Tab. 2).

3. Reservendefinition für Kohlenwasserstoffe

In Anlehnung an internationale Standards (SPE/WPC, 1997 & UN/ECE, 1997) erfasst und veröffentlicht das NLfB jährlich die Erdöl- und Erdgasreserven der Bundesrepublik Deutschland als sichere und wahrscheinliche Reserven, getrennt nach Feldern, Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Erdgasreserven werden in der deutschen Förderindustrie sowohl lagerstättentechnisch als "Rohgaswert" als auch gaswirtschaftlich als "Reingaswert" angegeben. Der Rohgaswert entspricht dem aus der Lagerstätte entnommenen Volumen mit natürlichem Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte in Deutschland zwischen 4 und 12 kWh/m³(V_n) schwanken kann. Der Reingaswert 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 die grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt.

Das NLfB berichtet in Anlehnung an die sechs Fördergesellschaften und den Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) sowohl die verbleibenden Rohgas- als auch die Reingasreserven, damit die Angaben für lagerstättentechnisch/geologische und 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 beim Erdöl z.B. durch die Förderrate in Tonnen/Tag oder die Sonden - Verwässerung in % (Wasseranteil an der Gesamtproduktion)

bestimmt. Beim Erdgas entscheidet u. a. die Förderrate in $\text{m}^3(V_n)/\text{Tag}$ über die Wirtschaftlichkeit einer Sonde.

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 gleichzeitig und umgekehrt.

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.

4. Erdölreserven am 1. 1. 2001

Abbildungen 5 und 6, sowie die Tabellen 3, 4, 9 und 10 zeigen die Aufteilung der Förderung und die verbleibenden sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven per 1. 1. 2001, getrennt nach Fördergebieten, Bundesländern und geologischen Formationen.

Gegenüber dem Vorjahr (2,7 Mio. t) stieg die Förderung um 12 % auf 3,1 Mio. t an (Tabelle 1). Die Reserven per 1. 1. 2001 liegen mit 49,7 Mio. t um 2,2 Mio. t niedriger als im Vorjahr. Die statische Reichweite der deutschen Erdölreserven (Quotient aus letzter Jahresförderung und derzeitigen Reserven) liegt somit zur Zeit bei 16 Jahren. Die Produktion wurde nur teilweise durch Reservenzugewinne ausgeglichen, die i. w. auf Neubewertungen existierender Lagerstätten von Feldern im Oberrheintal, nördlich der Elbe und dem Alpenvorland zurückgehen.

Die Hauptanteile der Erdölreserven liegen mit 58 % in Schleswig- Holstein (i. w. Feld Mittelplate) und 36 % in Niedersachsen (Tabelle 4 und Abbildung 10).

Die Förderschwerpunkte lagen entsprechend in Schleswig- Holstein und in Niedersachsen. Förderstärkstes Feld in 2000 war Mittelplate mit einer Jahresproduktion von rd. 1,3 Mio. t, gefolgt von der Struktur Rühle im Emsland mit rd. 0,3 Mio. Jahrestonnen. Derzeit ist die Förderkapazität von Mittelplate durch die tidenabhängige Transportkapazität von Tankschiffen auf ca. 800.000 t pro Jahr begrenzt. Die restliche Fördermenge kommt aus Produktionsbohrungen der Landstation Dieksand. Insgesamt lieferte das Feld aus nur 14 Sonden im Berichtszeitraum mehr als 40 % der deutschen Erdölförderung. Dagegen waren in Rühle (Feldesteile Rühlermoor und Rühlertwist) im Berichtszeitraum etwa 200 Sonden in Betrieb.

Das Feld Plön - Ost nördlich der Elbe wurde in 2000 aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben.

Von den nunmehr 48 produzierenden Ölfeldern liegen 35 in Niedersachsen mit insgesamt 1046 Bohrungen.

Wichtigste Förderhorizonte für deutsches Erdöl sind Sandsteine des Dogger (Lagerstätten in Schleswig-Holstein und östlich von Hannover) und der Unterkreide (Schwerölfelder im Emsland, Tabellen 9 und 10).

Im Berichtszeitraum wurden in den Gebieten Weser-Ems und westlich der Ems insgesamt drei fündige Produktionsbohrungen abgeteuft (Tabelle 2).

5. Erdgasreserven am 1. 1. 2001

Tabellen 5, 6, 11 und 12 sowie Abbildungen 7 und 8 zeigen die Rohgasförderung und -reserven (natürlicher Brennwert), getrennt nach Gebieten, Ländern und Formationen.

Bezogen auf den natürlichen Brennwert (Rohgas) betrugen die Erdgasreserven am Stichtag 377,3 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ und lagen damit 13,8 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ oder knapp 4 % höher als im Vorjahr (Tabelle 1). Die Produktion von 21,6 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ konnte also durch Reservenzugewinne mehr als ausgeglichen werden. Diese Reservenerhöhung beruht allerdings nicht auf Neufunden, sondern auf Neubewertungen existierender Lagerstätten und stammt i. w. aus Feldern im Gebiet zwischen Elbe und Weser (West) und zwischen Weser und Ems.

Die auf den Energieinhalt von $9,77 \text{ kWh/m}^3(V_n)$ normierten Reserven betrugen am 1. 1. 2001 337 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ und lagen damit um 9,4 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ höher als im Vorjahr. Tabellen 7 und 8 zeigen Reingasförderung und -reserven getrennt nach Gebieten und Bundesländern. Die statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven liegt zur Zeit bei rd. 17 Jahren.

Die Zahl der produzierenden Felder hat sich gegenüber 1999 nur unwesentlich von 93 auf 92 reduziert (Tabelle 1). Die den obigen Feldern zugeordneten einzelnen Feldesteile und Teilfelder wurden vom NLfB hinsichtlich Reserven und Produktion ebenfalls separat erfasst. Allerdings sind Daten zu Reserven einzelner Erdgasfelder in Deutschland vertrauliche Informationen, die nicht an Dritte weitergegeben werden dürfen.

Niedersachsen ist mit 90% der Rohgasförderung und ebenfalls 90% der Rohgasreserven (Abbildung 9) weiterhin das führende Bundesland bei der Deckung der inländischen Erdgasversorgung (Tabelle 6).

Etwa 85 % der deutschen Erdgasförderung stammen aus Lagerstätten des Perm (Tabellen 11 und 12). Davon kommen 44 % aus Sandsteinen des Rotliegend (Reserven: 44 %) und 42 % aus Karbonaten des Zechstein (Reserven: 40 %). Letztere enthalten überwiegend Schwefelwasserstoff (H_2S) als Begleitgas, was besondere Förder- und Überwachungsmaßnahmen erfordert.

Die im letzten Reservenbericht veröffentlichte Zahl für „unentdeckte Ressourcen und potentielle Ressourcen in dichten Formationen“ von 50 bis 150 Mrd. $\text{m}^3(V_n)$ wird fortgeschrieben.

Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung
Im Auftrag

R. Sedlacek

J. Messner

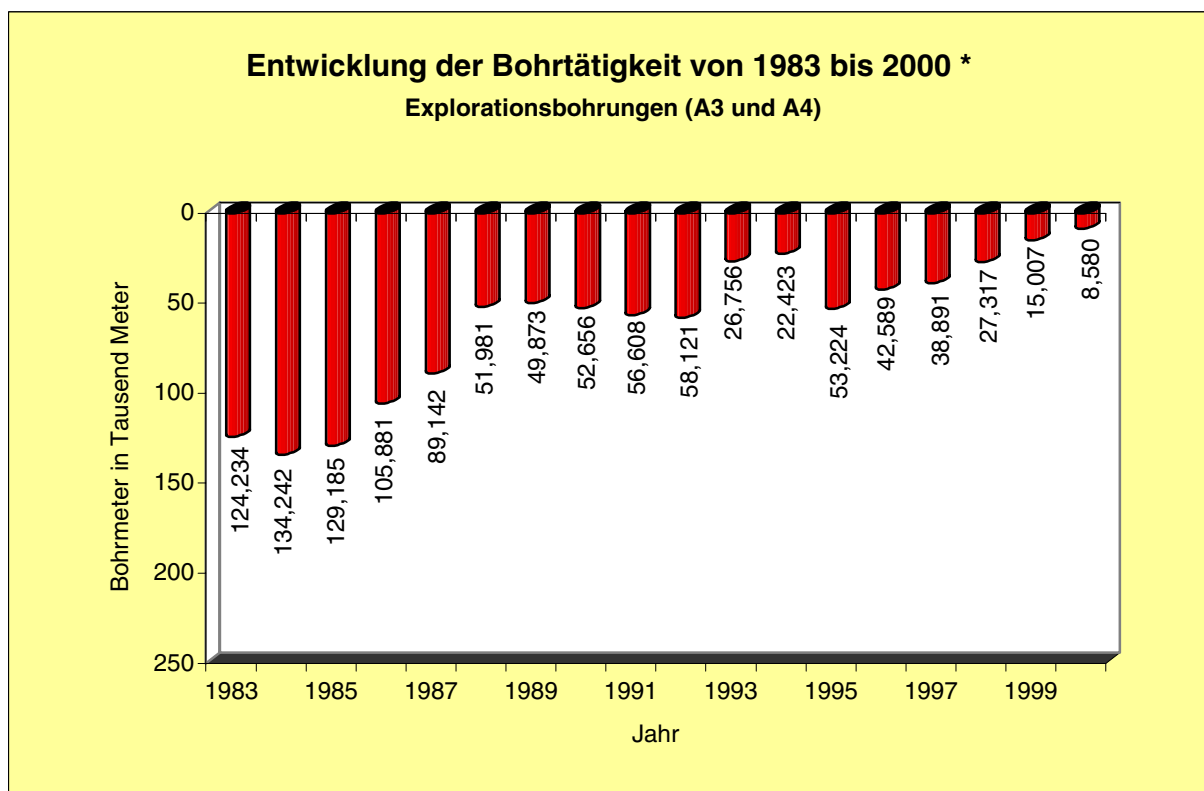


Abbildung 1

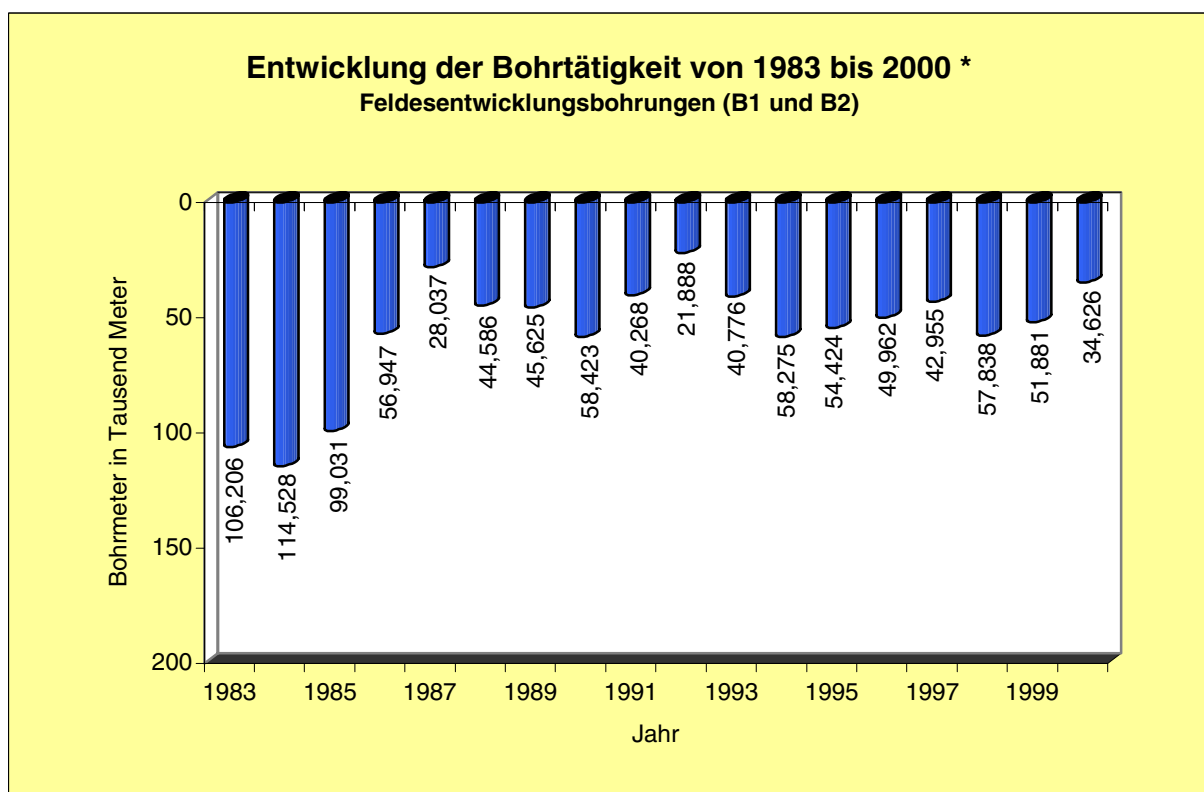


Abbildung 2

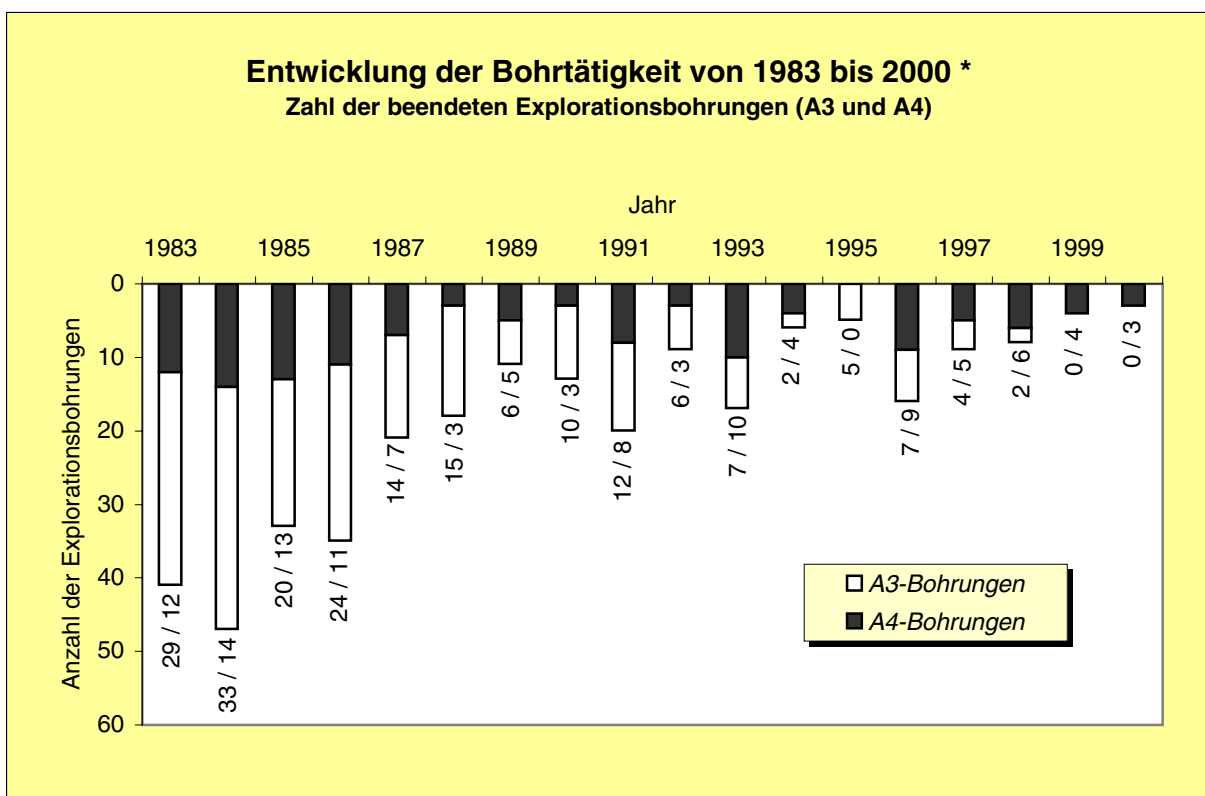


Abbildung 3

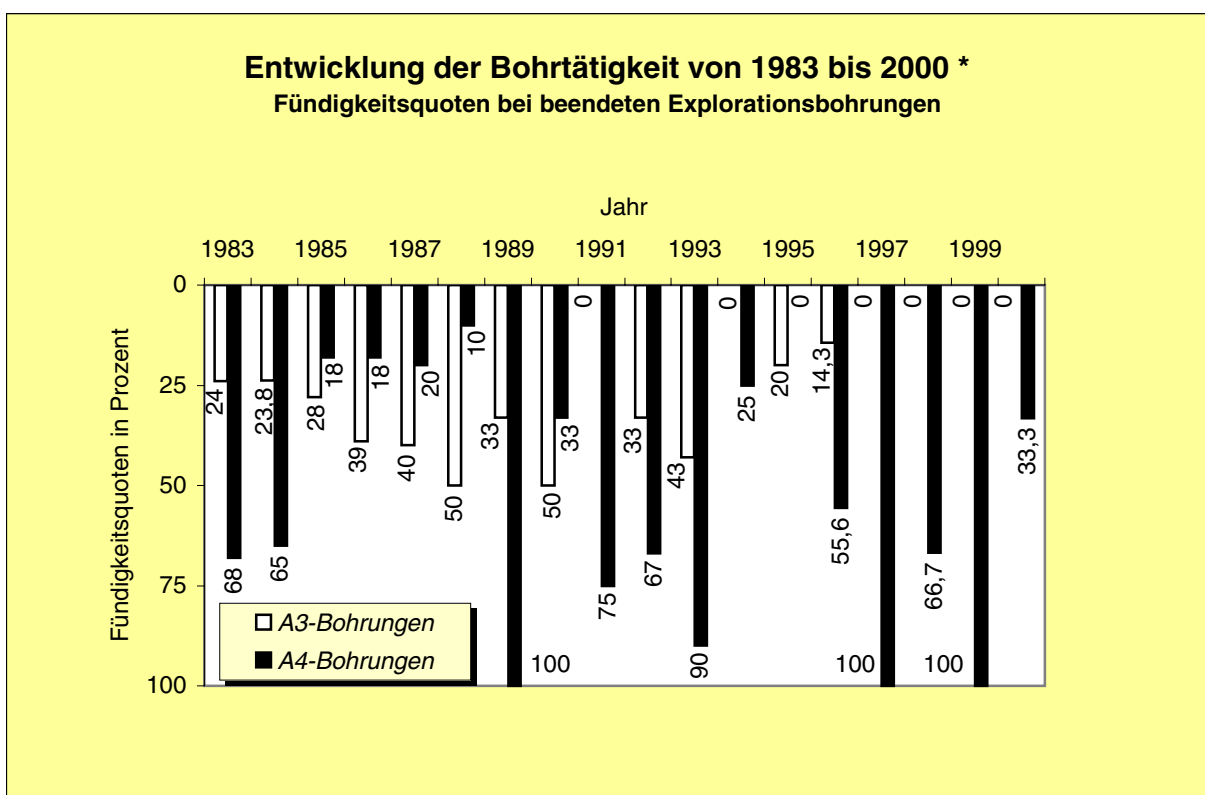


Abbildung 4

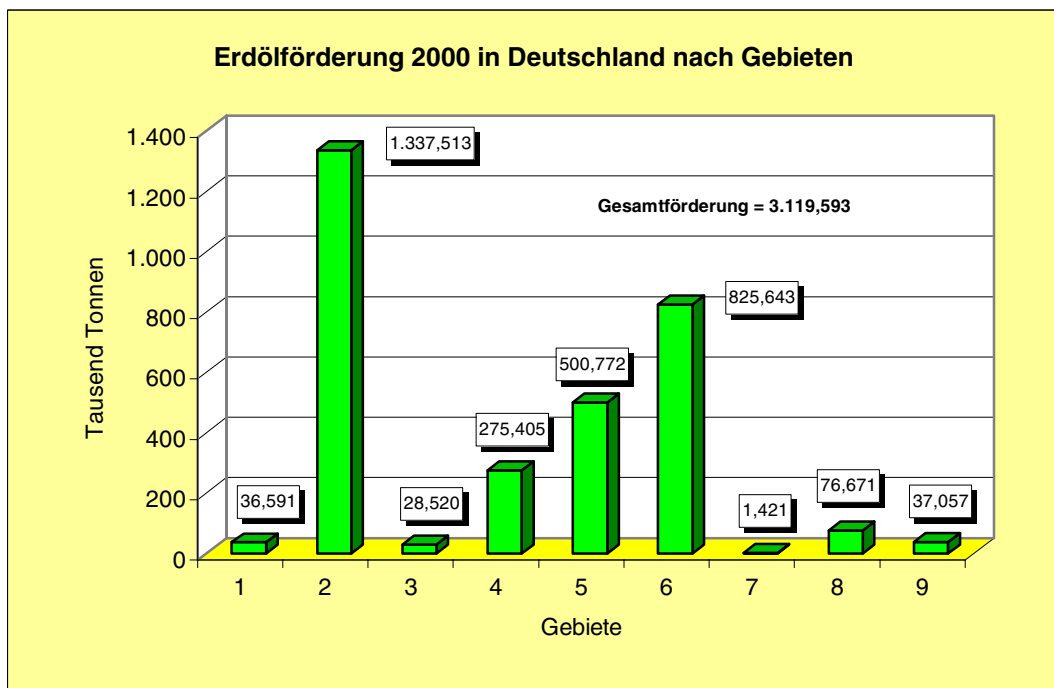


Abbildung 5

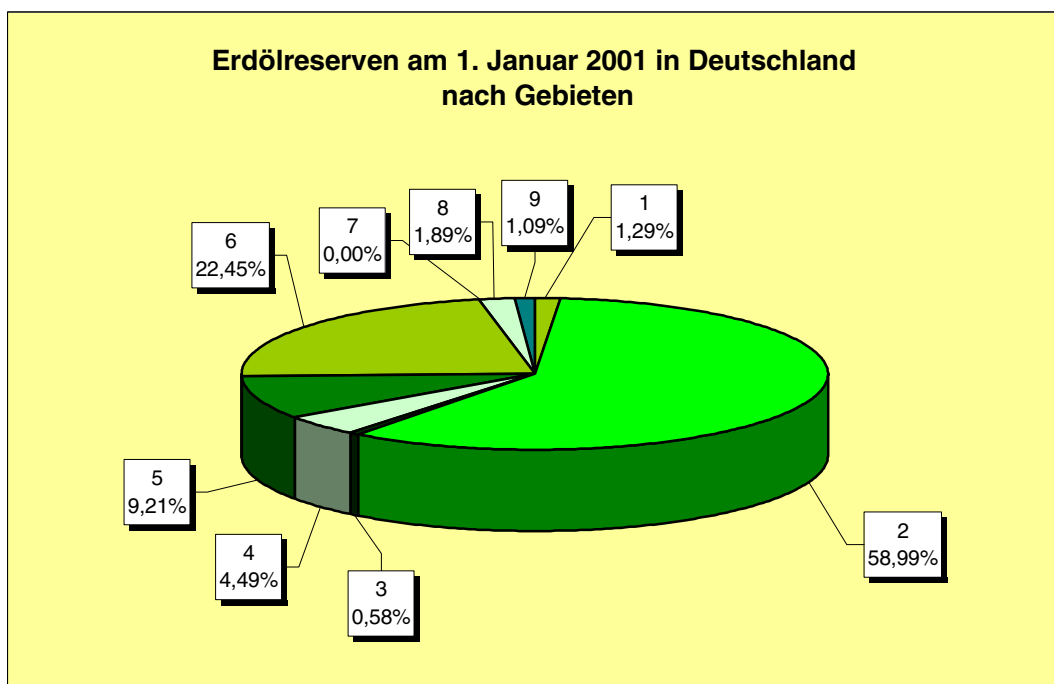


Abbildung 6

Gebiete		
1 Deutsche Nordsee	4 Zwischen Elbe und Weser (West)	7 Niederrhein-Münsterland
2 Nördlich der Elbe	5 Zwischen Weser und Ems	8 Oberrheintal
3 Zwischen Oder/Neiße und Elbe	6 Westlich der Ems	9 Alpenvorland

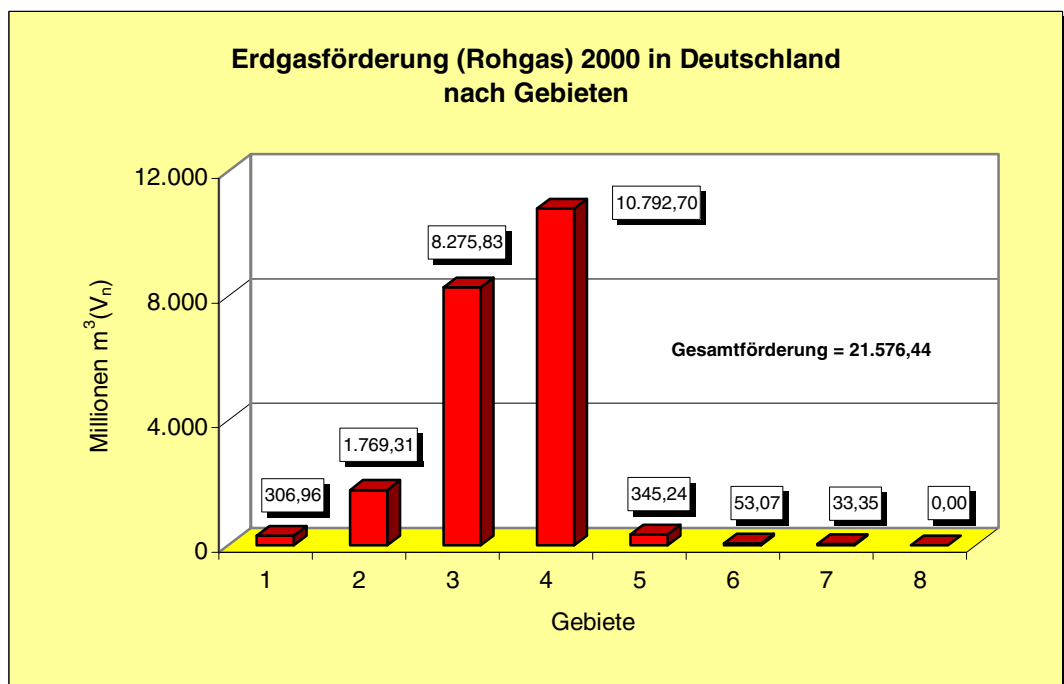


Abbildung 7

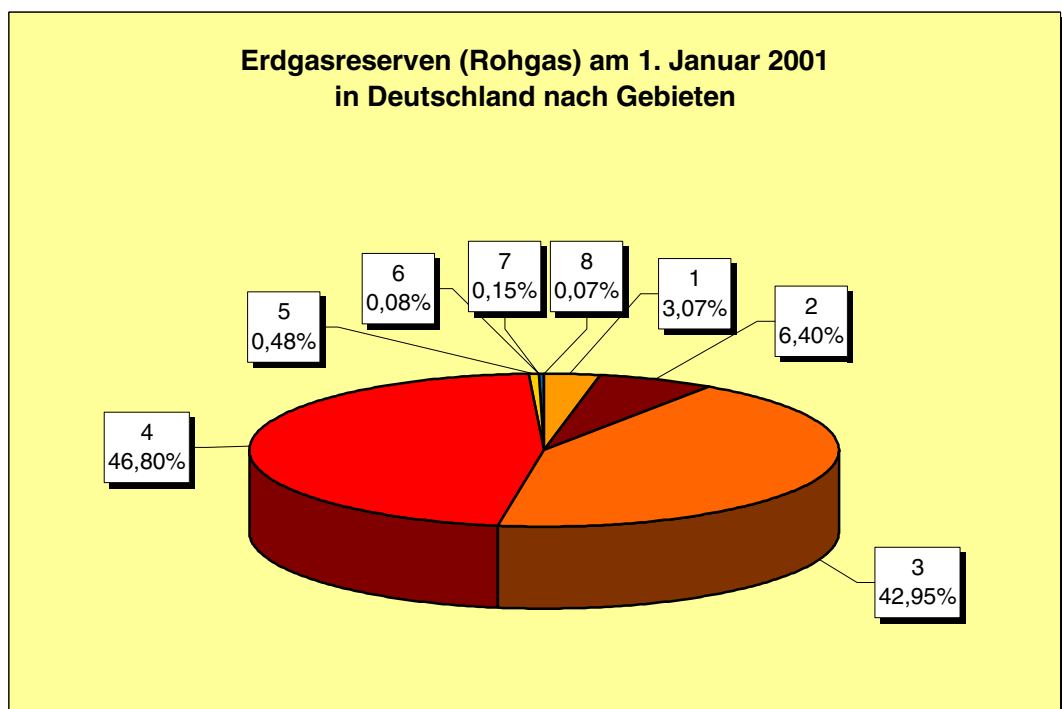


Abbildung 8

- | Gebiete | | |
|----------------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 1 Deutsche Nordsee | 4 Zwischen Weser und Ems | 6 Thüringer Becken |
| 2 Zwischen Elbe und Weser (Ost) | 5 Westlich der Ems | 7 Niederrhein-Münsterland |
| 3 Zwischen Elbe und Weser (West) | | 8 Alpenvorland |

**Erdgas-Reserven (Rohgas) am 1. Januar 2001
in Deutschland nach Bundesländern**

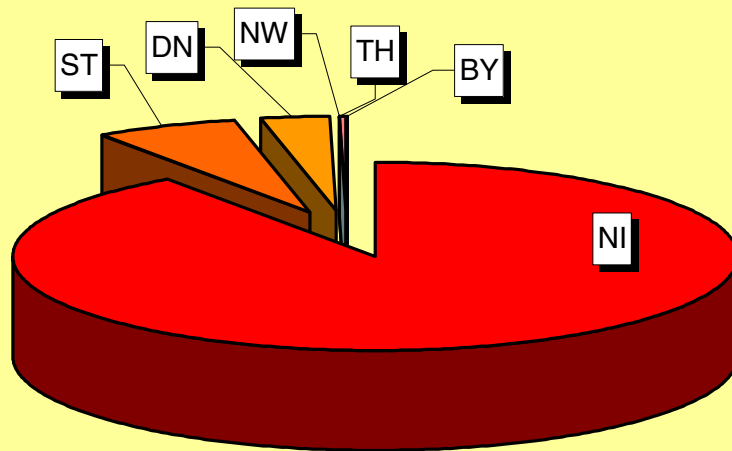


Abbildung 9

**Erdöl-Reserven am 1. Januar 2001
in Deutschland nach Bundesländern**

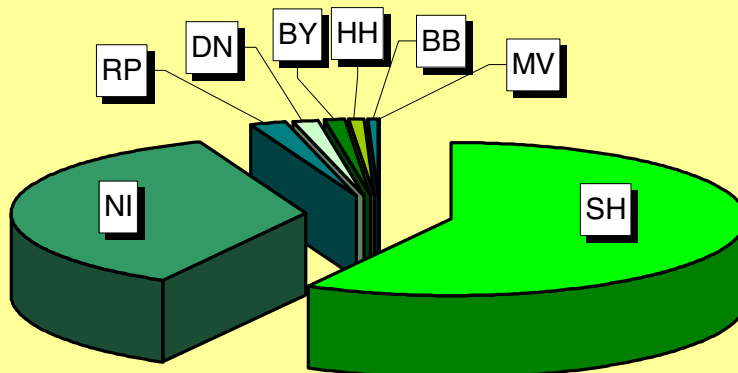


Abbildung 10

Bundesländer

DN "Deutsche Nordsee"
BY Bayern
BB Brandenburg
HH Hamburg

MV Mecklenburg-Vorpommern
NI Niedersachsen
NW Nordrhein-Westfalen

RP Rheinland-Pfalz
ST Sachsen-Anhalt
SH Schleswig-Holstein
TH Thüringen

in Betrieb	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Veränderung gegenüber 1999
Erdölfelder	106	101	94	84	75	71	66	60	49	48	-2,1%
Erdölsonden	2.286	2.110	1.998	1.940	1.517	1.434	1.369	1.296	1.251	1.202	-4,1%
Erdölförderung in Mio. t	3,5	3,4	3,1	2,9	3,0	2,9	2,8	2,9	2,7	3,1	12,2%
Erdölreserven in Mio. t	62,4	57,4	50,4	46,3	52,7	55,8	52,6	48,7	51,9	49,7	-4,5%
Erdgasfelder	139	122	127	120	122	121	111	108	93	92	-1,1%
Erdgassonden	662	684	647	604	606	633	563	574	549	556	1,3%
Erdgasförderung in Mrd. m ³ (V _n) *	21,2	20,9	20,1	20,4	21,4	23,1	22,5	21,8	22,9	21,6	-6,3%
Erdgasreserven in Mrd. m ³ (V _n) *	349,3	341,5	340,8	353,7	365,8	382,3	377,9	375,5	363,5	377,3	3,7%

* Rohgas (natürlicher Brennwert)

NLfB Hannover, N 3.06, 27.3.2001

Entwicklung der Erdöl- und Erdgaskenndaten in Deutschland von 1991 bis 2000

Tab. 2: Fündige Kohlenwasserstoffbohrungen in 2000.

Bohrung	Ergebnis	Horizont	Operator
Teilfeldsuchbohrungen (A4)			
<i>Elbe-Weser (West)</i> Bleckmar Z1	gasfündig	Rotliegend	RWE-DEA
Erweiterungsbohrungen (B1)			
<i>Weser-Ems</i> Brinkholz Z4	gasfündig	Zechstein	BEB
Produktionsbohrungen (B2)			
<i>Nordsee</i> Nordsee A6-A 1a	gasfündig	Malm	Wintershall
Nordsee A6-A 3	gasfündig	Malm	Wintershall
<i>Elbe-Weser (West)</i> Völkersen Z5	gasfündig	Rotliegend	RWE-DEA
Walsrode-West Z4	gasfündig	Rotliegend	MEEG
<i>Weser-Ems</i> Barenburg 68	ölfündig	Unterkreide	BEB
Staffhorst Z6a	gasfündig	Zechstein	Wintershall
Visbek Z17a	gasfündig	Zechstein	MEEG
<i>Westlich der Ems</i> Adorf 30a	ölfündig	Unterkreide	Preussag
Rühlermoor 674b	ölfündig	Unterkreide	Preussag

BEB: BEB Erdgas und Erdöl GmbH
 MEEG: Mobil Erdgas-Erdöl GmbH
 Preussag: Preussag Energie GmbH
 RWE-DEA: RWE-DEA AG für Mineralöl und Chemie
 Wintershall: Wintershall AG

Tabelle 3: Erdölreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001 (in Millionen Tonnen).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0,606	0,294	0,900	0,037	0,563	0,080	0,643
Nördlich der Elbe	24,993	6,330	30,323	1,337	26,921	2,400	29,321
Oder/Neiße-Elbe	0,414	--	0,414	0,029	0,286	--	0,286
Elbe-Weser (West)	2,183	0,130	2,313	0,275	2,021	0,213	2,234
Weser-Ems	3,426	1,685	5,111	0,501	3,187	1,390	4,577
Westlich der Ems	9,204	2,700	11,904	0,826	8,889	2,272	11,161
Niederrhein-Münsterland	--	--	--	0,001	--	--	--
Oberrrheintal	0,601	0,060	0,661	0,077	0,886	0,055	0,941
Alpenvorland	0,261	0,050	0,311	0,037	0,467	0,075	0,542
Summe	41,688	10,249	51,937	3,120	43,220	6,485	49,705

Tabelle 4: Erdölreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001 (in Millionen Tonnen).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	0,606	0,294	0,900	0,037	0,563	0,080	0,643
Schleswig-Holstein	24,930	5,000	29,930	1,328	26,800	2,100	28,900
Hamburg	0,114	0,330	0,444	0,019	0,163	0,300	0,463
Niedersachsen	14,762	4,515	19,277	1,592	14,055	3,875	17,930
Nordrhein-Westfalen	--	--	--	0,001	--	--	--
Rheinland-Pfalz	0,601	0,060	0,661	0,077	0,886	0,055	0,941
Bayern	0,261	0,050	0,311	0,037	0,467	0,075	0,542
Mecklenburg-Vorpommern	0,064	--	0,064	0,012	0,042	--	0,042
Brandenburg	0,350	--	0,350	0,017	0,244	--	0,244
Summe	41,688	10,249	51,937	3,120	43,220	6,485	49,705

Tabelle 5: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	6,801	2,950	9,751	0,307	8,169	3,400	11,569
Elbe-Weser (Ost)	24,964	--	24,964	1,769	11,507	12,650	24,157
Elbe-Weser (West)	102,601	46,791	149,392	8,276	108,409	53,664	162,073
Weser-Ems	132,714	43,157	175,871	10,793	133,618	42,976	176,596
Westlich der Ems	1,440	0,500	1,940	0,345	1,284	0,525	1,809
Thüringer Becken	0,528	--	0,528	0,053	0,231	0,066	0,297
Niederrhein-Münsterland	0,471	0,057	0,528	0,033	0,434	0,116	0,550
Alpenvorland	0,510	--	0,510	--	0,276	--	0,276
Summe	270,028	93,455	363,483	21,576	263,928	113,399	377,327

Tabelle 6: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001 (in Mrd. m³(V_n) Rohgas).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	6,801	2,950	9,751	0,307	8,169	3,400	11,569
Niedersachsen	236,755	90,448	327,203	19,414	243,311	97,167	340,478
Nordrhein-Westfalen	0,471	0,057	0,528	0,033	0,434	0,116	0,550
Bayern	0,510	--	0,510	--	0,276	--	0,276
Sachsen-Anhalt	24,964	--	24,964	1,769	11,507	12,650	24,157
Thüringen	0,528	--	0,528	0,053	0,231	0,066	0,297
Summe	270,028	93,455	363,483	21,576	263,928	113,399	377,327

Tabelle 7: Erdgasreserven nach Gebieten per 1. Jan. 2001
(in Mrd. m³(V_n) Reingas (9,77 kWh/m³(V_n)).

Gebiete	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	8,281	3,592	11,873	0,373	9,947	4,140	14,086
Elbe-Weser (Ost)	9,555	--	9,555	0,637	4,218	4,680	8,898
Elbe-Weser (West)	105,671	47,356	153,028	8,447	103,874	55,110	158,985
Weser-Ems	113,465	36,042	149,508	10,107	116,488	35,550	152,037
Westlich der Ems	1,470	0,507	1,977	0,365	1,331	0,516	1,846
Thüringer Becken	0,309	--	0,309	0,033	0,151	0,043	0,194
Niederrhein-Münsterland	0,581	0,156	0,737	0,039	0,506	0,135	0,641
Alpenvorland	0,574	--	0,574	--	0,311	--	0,311
Summe	239,906	87,653	327,560	19,999	236,825	100,173	336,998

Tabelle 8: Erdgasreserven nach Bundesländern per 1. Jan. 2001
(in Mrd. m³(V_n) Reingas (9,77 kWh/m³(V_n)).

Bundesländer	1. Jan. 2000			2000 Prod.	1. Jan. 2001		
	sicher	wahrsch.	gesamt		sicher	wahrsch.	gesamt
Deutsche Nordsee	8,281	3,592	11,873	0,373	9,947	4,140	14,086
Niedersachsen	220,607	83,905	304,512	18,918	221,693	91,175	312,868
Nordrhein-Westfalen	0,581	0,156	0,737	0,039	0,506	0,135	0,641
Bayern	0,574	--	0,574	--	0,311	--	0,311
Sachsen-Anhalt	9,555	--	9,555	0,637	4,218	4,680	8,898
Thüringen	0,309	--	0,309	0,033	0,151	0,043	0,194
Summe	239,906	87,653	327,560	19,999	236,825	100,173	336,998

Tabelle 9: Erdöl-Förderung 2000 nach Formationen in 1000 [t]

Gebiet	Tertiär	Kreide		Jura			Trias	Perm/ Karbon	gesamt 2000
		Ob.	Unt.	Malm	Dogger	Lias			
Deutsche Ostsee									
Deutsche Nordsee				25,6				11,0	36,6
Nördlich der Elbe		1,8			1.335,7				1.337,5
Zwischen Oder/Neiße und Elbe								28,5	28,5
Zwischen Elbe und Weser (Ost)									
Zwischen Elbe und Weser (West)			39,0		211,1	20,1	1,9	3,3	275,4
Zwischen Weser und Ems			419,2	57,6	22,1			1,9	500,8
Westlich der Ems			822,8	0,0				2,8	825,6
Thüringer Becken									
Niederrhein-Münsterland								1,4	1,4
Saar-Nahe-Trog									
Oberrrheintal	74,1						2,6		76,7
Alpenvorland	37,1								37,1
Deutschland (insgesamt)	112,2	1,8	1.281,0	83,2	1.568,9	20,1	4,5	48,9	3.119,6
[%]	3,56	0,06	41,06	2,67	50,29	0,64	0,14	1,57	100,00

Tabelle 10: Erdöl-Reserven am 01.01.2001 nach Formationen in 1000 [t]

Gebiet	Tertiär	Kreide		Jura			Trias	Perm/ Karbon	gesamt 1.1.2001
		Ob.	Unt.	Malm	Dogger	Lias			
Deutsche Ostsee									
Deutsche Nordsee				450,4				193,0	643,4
Nördlich der Elbe		356,4			28.964,5				29.320,9
Zwischen Oder/Neiße und Elbe								286,0	286,0
Zwischen Elbe und Weser (Ost)									
Zwischen Elbe und Weser (West)			195,6		1.845,0	193,4			2.234,0
Zwischen Weser und Ems			3.799,0	457,8	320,2				4.577,0
Westlich der Ems			11.158,0	3,0					11.161,0
Thüringer Becken									
Niederrhein-Münsterland									
Saar-Nahe-Trog									
Oberrrheintal	927,1						14,0		941,1
Alpenvorland	542,0								542,0
Deutschland (insgesamt)	1469,1	356,4	15.152,6	911,2	31.129,7	193,4	14,0	479,0	49.705,4
[%]	2,96	0,72	30,48	1,83	62,63	0,39	0,03	0,96	100,00

Tabelle 11: Erdgas-Förderung 2000 nach Formationen in Mio. m³(V_n)

Gebiet	Tertiär	Kreide	Jura	Trias	Perm		Karbon	gesamt 2000
					Zechstein	Rotliegend		
Deutsche Ostsee								
Deutsche Nordsee			214,9		92,1			307,0
Nördlich der Elbe								
Zwischen Oder/Neiße und Elbe								
Zwischen Elbe und Weser (Ost)				20,2		1.749,1		1.769,3
Zwischen Elbe und Weser (West)			42,5	29,6	49,4	7.533,4	621,0	8.275,8
Zwischen Weser und Ems			36,9	1.830,2	8.619,7	147,1	158,8	10.792,7
Westlich der Ems				8,5	164,7	17,5	154,4	345,2
Thüringer Becken					53,1			53,1
Niederrhein-Münsterland							33,3	33,3
Saar-Nahe-Trog								
Oberrrheintal								
Alpenvorland								
Deutschland (insgesamt)	0	0	294,2	1.888,4	8.978,9	9.447,2	967,7	21.576,4
[%]	0	0	1,36	8,75	41,61	43,78	4,48	100,00

Tabelle 12: Erdgas-Reserven am 1.1.2001 nach Formationen in Mio. m³(V_n)

Gebiet	Tertiär	Kreide	Jura	Trias	Perm		Karbon	gesamt 1.1.2001
					Zechstein	Rotliegend		
Deutsche Ostsee								
Deutsche Nordsee			8.351,5		3.217,6			11.569,0
Nördlich der Elbe								
Zwischen Oder/Neiße und Elbe								
Zwischen Elbe und Weser (Ost)				153,0		24.004,0		24.157,0
Zwischen Elbe und Weser (West)			791,0	150,0	1.344,0	147.255,4	12.533,0	162.073,4
Zwischen Weser und Ems			100,0	28.103,0	143.337,0	551,0	4.504,8	176.595,8
Westlich der Ems		1,0		330,0	636,0	72,7	768,5	1.809,0
Thüringer Becken					297,0			297,0
Niederrhein-Münsterland							550,0	550,0
Saar-Nahe-Trog								
Oberrrheintal								
Alpenvorland	275,8							275,8
Deutschland (insgesamt)	275,8	1,0	9.242,5	28.736,0	148.832,4	158.971,2	18.356,2	377.327,0
[%]	0,07	0,00	2,45	7,62	39,44	42,13	4,86	100,00