



Olje- og gassvirksomhet
2. kvartal 2001
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
2nd Quarter 2001
Statistics and Analysis

Norges offisielle statistikk

I denne serien publiseres hovedsakelig primærstatistikk, statistikk fra statistiske regnskapssystemer og resultater fra spesielle tellinger og undersøkelser. Serien har først og fremst referanse- og dokumentasjonsformål. Presentasjonen skjer vesentlig i form av tabeller, figurer og nødvendig informasjon om datamaterialet, innsamlings- og bearbeidingsmetoder, samt begreper og definisjoner. I tillegg gis det en kort oversikt over hovedresultatene.

Serien omfatter også publikasjonene Statistisk årbok, Historisk statistikk, Regionalstatistikk og Veiviser i norsk statistikk.

Official Statistics of Norway

This series consists mainly of primary statistics, statistics from statistical accounting systems and results of special censuses and surveys, for reference and documentation purposes. Presentation is basically in the form of tables, figures and necessary information about data, collection and processing methods, and concepts and definitions. In addition, a short overview of the main results is given.

The series also includes the publications Statistical Yearbook of Norway, Historical Statistics, Regional Statistics and Guide to Norwegian Statistics.

© Statistisk sentralbyrå, november 2001
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-5006-4
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Kopisenteret, SSB/450

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpige tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	, (.)

Forord

Denne publikasjonen gir en samlet og detaljert statistisk oversikt over olje- og gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Den kvartalsvise investeringsstatistikken med oppgaver over påløpte kostnader til leting, feltutbygging, felt i drift og landvirksomheten og investeringsanslag for 12-18 måneder framover, utgjør hovedinnholdet i publikasjonen. Den inneholder også oppgaver over produksjon, priser mv. Statistikk som bare produseres en gang i året publiseres i heftene etter hvert som den blir ferdig.

I arbeidet med dette heftet er det gjort bruk av informasjon tilgjengelig fram til 29. oktober 2001.

Publikasjonen er utarbeidet av førstekonsulent Atle Tostensen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 31. oktober 2001

Svein Longva

Olav Ljones

Preface

This publication gives a comprehensive, detailed statistical survey of the oil and gas activity on the Norwegian Continental Shelf. The quarterly investment survey which gives the accrued investment costs for exploration, field development, fields on stream and onshore activity and estimates for 12-18 months ahead, constitutes the main part of the publication. The publication also includes information on production, prices etc. Yearly statistics will be presented as soon as they are available.

The deadline for information used in the publication was 29 oktober 2001.

The publication is prepared by Mr. Atle Tostensen. Responsible for this publication is Head of Division Bjørn Bleskestad, Division for Energy and Industrial Production Statistics

Statistics Norway,
Oslo/Kongsvinger, 31 October 2001

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister	7
Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 2001	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringer	12
3. Produksjonen	14
4. Markedet	16
Engelsk tekst	19
Tabelldel	20
Statistisk behandling av oljevirkosmheten	74
1. Nasjonal avgrensing	74
2. Næringsklassifisering	74
3. Statistiske enheter	75
4. Kjennermerker	76
Engelsk tekst	78
Vedlegg	
A. Måleenheter	82
Tidligere utgitt på emneområdet	84
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	85

Contents

List of tables	9
Oil activity 2rd quarter 2001 (in Norwegian only)	11
Higher investment for exploration in 2001	19
Tables	20
The statistical treatment of the oil activity	78
1. National border	78
2. Industrial classification	78
3. Statistical units	79
4. Characteristics	80
Appendix	
A. Units of measurement	82
Previously issued on the subject	84
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	85

Figurregister

1. Anslag for 1999, 2000, 2001 og 2002 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for 2000, 2001 og 2002 og oljeprisen.	12
3. Antatte leteknostnader på ulike tidspunkt. 1999-2002. Mill. kr.....	12
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-1. kv. 2001	12
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 1. kv. 2001. 1 000 kr.	12
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Mill. kr.....	13
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-juni. 1992-2001. 1000 tonn	14
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-juni. 1998-2001. 1000 tonn	14
9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), nye felt. Januar-Juni 2001. 1000 tonn	15
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar-juni. 1992-2001. 1000 Sm ³	15
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-juni. 2001. 1000 Sm ³	15
12. Prisutviklingen for Brent Blend. 1998-2001. Dollar pr. fat.....	17

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 2001	20
2. Felt under utbygging. 31. januar 2001	26
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000	28

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr	30
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr	31
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2001. Mill.kr	32
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Mill.kr	33
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 2000 - 1. kvartal 2001. Mill.kr	33
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2001	34
10. Antatte og påløpte leteknostnader. Kvartal. 1991-2001. Mill.kr	35
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001	36
12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001	36
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001.	37
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2001. 1 000 GBP/dag	38

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-2000. Millioner kroner	39
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2001. Millioner kroner	39
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1.kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Millioner kroner	40
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2002	41
19. Feltutbygging. Vareknostnader påløpt i utlandet. 1985-2000.	41
20. Vare- og tjenesteknostnader til feltutbygging ¹ . 1996-2001. Mill.kr.....	42
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr	43
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Mill.kr	44

Produksjon

23. Produksjon av råolje ¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.	45
24. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm ³	50

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2001	53
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 2001	54
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2001	54
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 3. kvartal 1999 - 2. kvartal 2001	55
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 3. kvartal 1999-2. kvartal 2001	56
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler. Reviderte tall. 1999-2000	57
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 2. kvartal 1999 - 2. kvartal 2001. 1 000 tonn	58

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990-2001. US dollar/fat	59
33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2001. US dollar/fat	60
34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2001. US dollar/fat	61
35. Fraktindekser ¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2001	63

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1998-2002	64
---	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2000. Milliarder 2001-kroner	65
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2000.	65
39. De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2000	66
40. Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd pr. 31. desember 2000	67
41. Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 2000	68
42. Opprinnelige petroleumsreserver i felt der produksjonen er avsluttet pr. 31 desember 20001	70
43. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 30. september 2001	70
44. Funn på norsk kontinentalsokkel 2000	71
45. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entrepenøransatte på faste innretninger. 1996-2000	72
46. Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-2000	73

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1995-1999	4/00	3/01
Vareinnsats for felt i drift. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	3/01
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	3/01
Hovedtall for rørtransport. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1999	4/00	3/01
Ikke operatørkostnader 1994-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998.	4/00	3/01
Nøkkeltall for rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel. 1987-1999	1/01	1/02
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1998 og 1999.	1/01	1/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1995-1998	1/01	1/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999	1/01	1/02
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999	1/01	1/02
Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak . 1998 og 1999	1/01	1/02
Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1999	1/01	1/02

List of tables

Survey of fields

1. Fields in production. 31 January 2001	20
2. Fields under development. 31 January 2001	26
3. Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000	28

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001. Million NOK	30
--	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-2000. Million NOK	31
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. Million NOK	32
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q1 1999 - Q1 2001. Million NOK	33
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q2 2000 - Q1 2001. Million NOK	33
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2001	34
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2001. Million NOK	35
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001	36
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001	36
13. Drilling metres ¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001.	37
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2001. 1 000 GBP/day	38

Field development and field on stream

15. Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-2000. Million NOK	39
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2001. Million NOK	39
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q1 1999 - Q1 2001. Million NOK	40
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2002	41
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2000.	41
20. Commodity and service costs ¹ . Field development. 1996-2001. Million NOK.	42
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-2000. Million NOK	43
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q1 1999 - Q1 2001. Million NOK	44

Production

23. Crude oil ¹ production by field. 1 000 tonnes.	45
24. Natural gas production by field. Million Sm ³	50

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2001	53
26. Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . Quarterly. 1981-2001	54
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2001.	54
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q3 1999 - Q2 2001	55
29. Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . By destination. Q3 1999-Q2 2001	56
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals ¹ . Revised figures. 1999-2000	57
31. Shipments ¹ of Norwegian produced NGL ² , by receiving country ³ . Q 2 1999 - Q 2 2001. 1 000 tonnes	58

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1990-2001. USD/barrel	59
33. Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2001. USD/barrel	60
34. Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2001. USD/barrel	61
35. Shipping freight indices ¹ for crude carriers by size. 1976 - 2001	63

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1998-2002	64
---	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2000. Billion 2001-NOK	65
38. Key figures for The state`s direct financial interest (SDFI). 1985-2000.	65
39. Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2000	66
40. Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 20001	67
41. Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2000.....	68
42. Petroleum reserves in abandoned fields per 31 December 2000	70
43. Areas with production licences as of 30 September 2001	70
44. Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 2000	71
45. Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2000	72
46. Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-2000	73

Tables not published in this issue

Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1995-1999	4/00	3/01
Intermediate consumption for fields on stream. 1995-1999. Million NOK	4/00	3/01
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999	4/00	3/01
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999.	4/00	3/01
Principal figures for transportation via pipelines. 1995-1999. Million NOK	4/00	3/01
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1999	4/00	3/01
Non-Operator costs 1994-1999. Million NOK	4/00	3/01
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-1998	4/00	3/01
Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1999	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, including the state`s direct financial interest. 1998 and 1999.	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1995-1998	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999. Identical enterprises 1998 and 1999.	1/01	1/02
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999.	1/01	1/02
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1998 and 1999.	1/01	1/02
Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1999	1/01	1/02

1. Hovedpunkter

De anslåtte investeringene til letevirksomhet i 2001 utgjør nå 5,9 milliarder kroner ifølge undersøkelsen for 2. kvartal. Samtidig øker anslaget for de totale investeringene i 2001 til 53,0 milliarder kroner, en oppgang på 2,2 milliarder fra forrige kvartal.

Anslag for 2001

De totale investeringene i olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport for 2001 er nå anslått til 53,0 milliarder kroner. Dette representerer en økning i anslagene på 2,2 milliarder kroner fra 1. kvartal i år. Anslagene for 2001 ligger nå bare 0,6 milliarder kroner under de endelige investeringstallene for 2000, og årets investeringer ser dermed ut til å nå 2000-nivået.

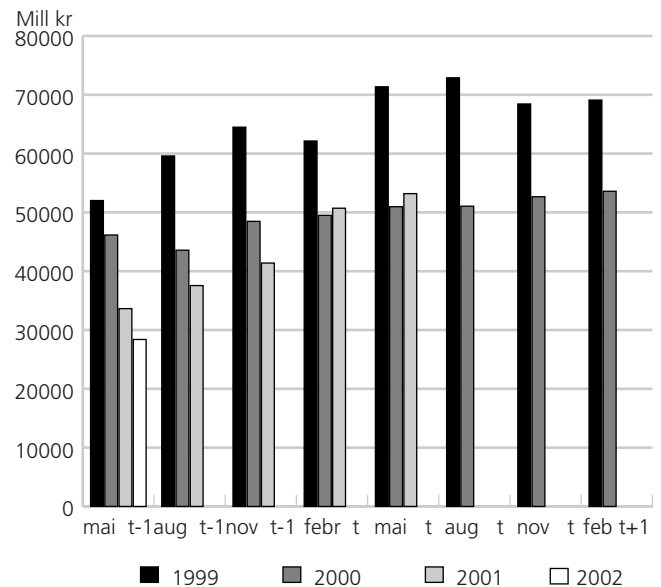
Investeringene til letevirksomhet i 2001 er nå anslått til 5,9 milliarder kroner. Disse investeringene har ikke vært så høye siden 1998, og anslagene er oppjustert med 0,6 milliarder kroner sammenlignet med tall fra forrige kvartal. De påløpte investeringene i 1. kvartal var på 1,6 milliarder. Dette er 0,3 milliarder kroner lavere enn i 4. kvartal 2000, men likevel høyt sammenlignet med tall fra 1999 og 2000. Det er mulig at anslagene for 2001 kan bli ytterligere økt ettersom det ble tildelt flere lovende lisenser i Nordsjøtildelingene 2000.

Investeringene til feltutbygging har nå en klart fallende tendens, selv om anslagene er oppjustert noe fra forrige kvartal. For 2001 forventes det samlede investeringer til feltutbygging i størrelsesorden 18,6 milliarder kroner. Dette er 4,2 milliarder kroner lavere enn endelige tall for 2000, som igjen var lave sett i forhold til tidligere år.

Investeringer til felt i drift for 2001 er nedjustert noe sammenlignet med forrige kvartals rapportering. Anslagene for investeringer til felt i drift for 2001 er nå 26,3 milliarder kroner, mot 26,9 i forrige kvartal. Nivået på investeringer til felt i drift er likevel høyt sammenlignet med tidligere år. Det er en klar sammenheng mellom nedgangen i investeringer til feltutbygging og økningen i investeringer til felt i drift. Nye felt bygges i større grad ut i forbindelse med allerede eksisterende installasjoner. Det medfører økte investeringer i infrastruktur på felt i drift, samtidig som man reduserer kostnadene til infrastruktur for nye feltutbygginger.

For landvirksomheten og rørtransport er investeringene anslått til hhv. 0,7 og 1,7 milliarder kroner. Dette innebærer ingen endring for landvirksomheten, mens rørtransportsiden øker noe. Endringen for rørtransport skyldes mer spesifisert rapportering av feltutbygging, der rørprosjekter nå skilles ut i større grad.

Figur 1. Anslag for 1999, 2000, 2001 og 2002 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr.



Anslag 2002

Ved undersøkelsen for 2. kvartal er det for første gang innhentet anslag for 2002. Disse anslagene er forholdsvis usikre. De totale investeringene for 2002 er nå oppgitt til 28,4 milliarder kroner. Dette anslaget ligger 5,2 milliarder under anslaget som ble gitt for 2001 i 2. kvartal 2000.

Investeringer til letevirksomhet neste år er oppgitt til 2,9 milliarder kroner, men her har selskapene ikke kunnet oppgi fullstendige opplysninger. Nye letelisenser kan her også bidra til å øke aktivitetsnivået.

Investeringer til feltutbygging er anslått til 10,5 milliarder kroner i 2002. Sammenlignet med tall for 2001 fra 2. kvartal 2000 er dette en nedgang på 3,1 milliarder kroner. Det er imidlertid mulig at investeringene til feltutbygging kan øke en del hvis BP-Amoco velger en selvstendig løsning for utbyggingen av Skarv-feltet på Haltenbanken. I tillegg har Mikkelfeltet blitt godkjent for utbygging.

Investeringer til felt i drift i 2002 er anslått til 13,8 milliarder kroner. Dette representerer en nedgang på 2,3 milliarder kroner sammenlignet med anslagene for 2001 gitt på samme tid i fjor.

For landvirksomheten og rørtransportssystemer er anslagene hhv. 0,4 og 0,8 milliarder kroner for 2002. Dette skyldes lavt nivå for utbygging og ferdigstilling av allerede eksisterende prosjekter. Nye prosjekter er foreløpig usikre, og det er tvilsomt at noen av de mulige framtidige prosjektene vil gi spesielt store investeringer i 2002.

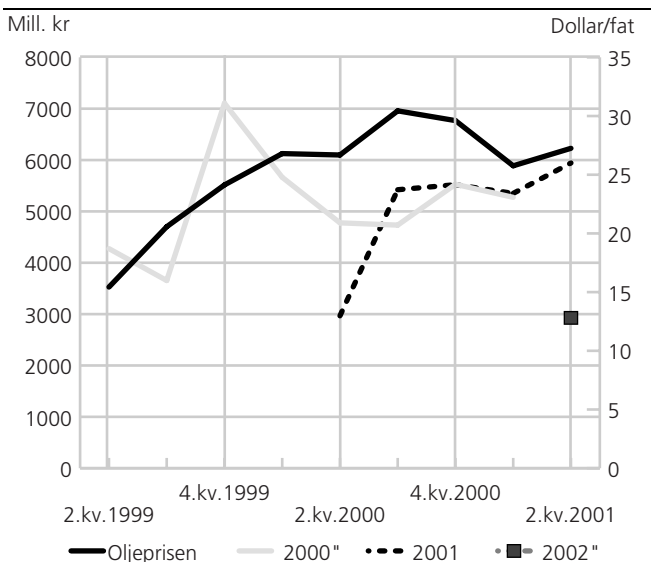
2. Investeringer

2.1 Leting

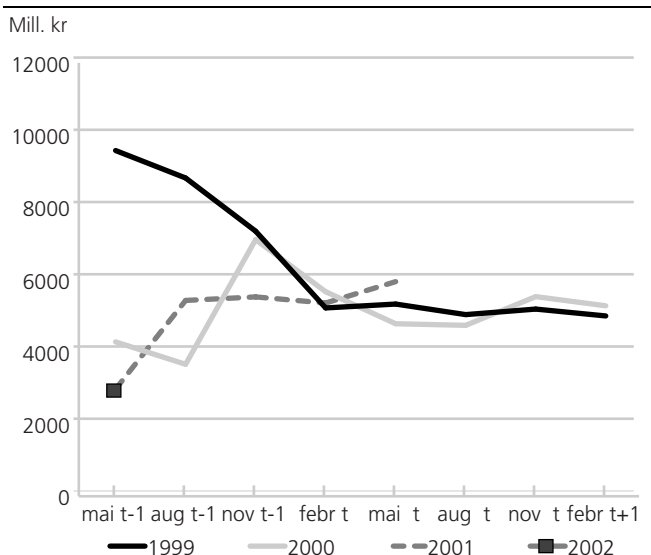
Anslag for 2001

Investeringene til lettevirksomheten er for 2001 anslått til 5,9 milliarder kroner. Dette er en økning på 1,2 milliarder sammenlignet med anslagene for 2000 gitt i 2. kvartal 2000, og en oppjustering på 0,6 milliarder fra 1. kvartal 2001. Som nevnt i tidligere utgaver av denne publikasjon, er det knyttet store forventninger til de to lisensene "Presidenten" og "Havsule" hvor henholdsvis Shell og BP Amoco er operatør. BP Amoco starter boring av sin første letebrønn på "Havsule" i midten av november, og funnsannsynligheten er satt til ca. 50%. Samme funnsannsynlighetsgrad har Shell for sin første brønn på "Presidenten" - også kalt "Gullblokkå". Boringen her starter i desember.

Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for lettevirksomhet for 2000, 2001 og 2002 og oljeprisen.

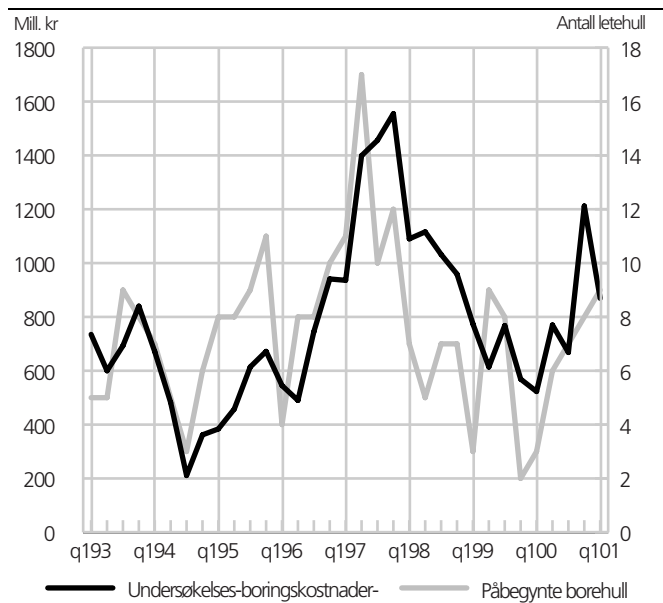


Figur 3. Antatte lettekostnader på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner

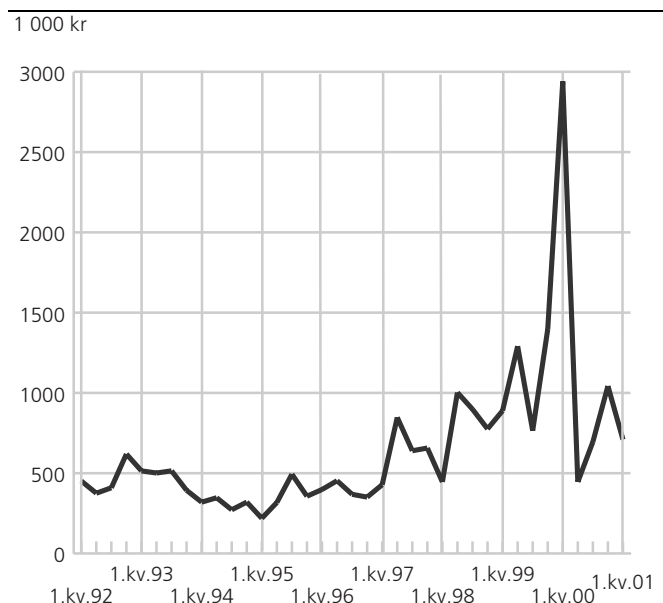


I desember vil Olje og energi-departementet utlyse blokker til den 17. konsesjonsrunden. Tildelingene vil finne sted før sommeren 2002. Fra OED heter det: "Gjennom 17. konsesjonsrunde vil selskapene få tilgang til nytt areal som er viktig i sammenheng med den videre utviklingen av olje- og gassaktivitetene i Norskehavet. På sikt vil denne runden legge grunnlaget for nye, lønnsomme utbygginger."

Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-1.kv.2001



Figur 5. Riggerate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 1.kv.2001. Tusen kroner



Anslag for 2002

Leteinvesteringene for 2002 er anslått til 2,9 milliarder kroner. Dette er samme nivå som anslagene for 2001 gitt i 2. kvartal 2000. Alle selskapene har imidlertid ikke satt opp endelige letebudsjett for neste år, og

erfaringene fra tidligere år tilsier at leteinvesteringene kan bli høyere enn det som er anslått på det nåværende tidspunkt. Dette kan illustreres ved at anslaget for 2001 i 2. kvartal 2000 var på samme nivå som anslaget for 2002 er i 2. kvartal 2001. I 2. kvartal 2001 er anslaget for 2001 kommet opp i 5,9 milliarder.

2.2 Feltutbygging

Anslag 2001

Anslaget for investeringer til feltutbygging i 2001 er nå på 18,6 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 4,2 milliarder sammenlignet med tilsvarende anslag for 2000 i 2. kvartal 2000. Anslaget er imidlertid oppgradert med 1,5 milliarder sammenlignet med 1. kvartal i år. Nedgangen i investeringer til feltutbygging skyldes delvis at færre felt er i utbyggingsfase, og delvis at nye felt i økende grad blir bygget ut i forbindelse med eksisterende infrastruktur. Dette medfører økte investeringer til felt i drift, og reduserte investeringer til feltutbyggings-prosjekter.

I mars 2001 ble Norsk Hydros to utbyggingsprosjekter Fram Vest og Vale godkjent for utbygging av Olje- og energidepartementet. De to feltene er beregnet til å koste henholdsvis 4,0 og 0,9 milliarder kroner. Fram Vest skal stå ferdig i oktober 2003, mens Vale skal settes i produksjon i juni 2002.

I september ble også Mikkel-feltet på Haltenbanken godkjent for utbygging. Etter planen skal feltet produsere gass og kondensat fra høsten 2003 og fram til 2017. Utbyggingen er beregnet til å koste 2,4 milliarder kroner. Mikkel vil bli knyttet opp mot den allerede eksisterende infrastrukturen på Åsgard-feltet, og vil dermed medføre økte investeringer også her.

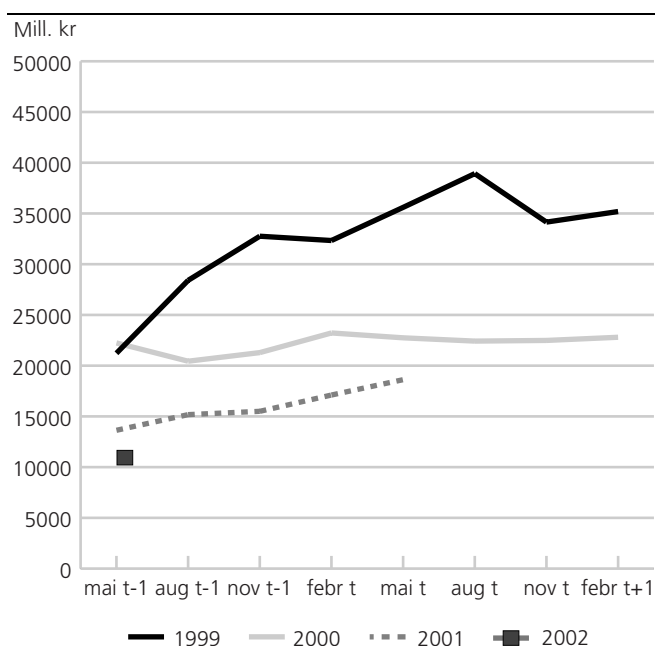
Anslag for 2002

Anslaget for investeringer til feltutbygging i 2002 er på 10,5 milliarder kroner. Dette er 3,1 milliarder mindre enn anslaget for 2001 gitt i 2. kvartal 2000. Investeringer vil bli noe større som følge av vedtaket om utbygging av Vale, Fram Vest og Mikkel.

I tillegg til disse godkjente utbyggingene er det søkt om godkjenning av Plan for utbygging og drift (PUD) for feltene Sigyn, Kristin og Snøhvit. Sigyn-feltet har en investeringsramme på 2,0 milliarder kroner, og utbyggingsaktivitetene vil i hovedsak foregå sommeren og høsten 2002. En godkjenning av Kristin-feltet på Halten-banken er ventet rundt årsskiftet. Fram mot planlagt driftsstart høsten 2005 skal det investeres 17,0 milliarder kroner i Kristinutbyggingen.

Statoil og partnerne i Snøhvit-lisensen har levert søknad om godkjent plan for utbygging og drift (PUD). Utbyggingen er omstridt, og en endelig avklaring av om det blir utbygging skjer først etter vedtak i

Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner



Stortinget. Det er ventet en avklaring omkring Snøhvit-utbyggingen før påske 2002. En eventuell utbygging vil medføre investeringer i størrelsesorden 40 milliarder fram mot planlagt produksjonsstart i 2006. Dette inkluderer ikke bare utbygging av feltet, men også en rørledning for transport av gass fra feltet til land, og en LNG-fabrikken på Melkøya, som kjøler ned gassen og gjør den klar til utskipping med spesialbygde LNG-tanker.

Det er lite trolig at en utbygging av Kristin og Snøhvit vil føre til store investeringer i 2002.

2.3 Felt i drift

Anslag for 2001

Investeringsanslagene for felt i drift for 2001 er nå 26,3 milliarder kroner. Dette er 4,7 milliarder mer enn anslaget for 2000 gitt i 2. kvartal 2000. Sammenlignet med tall fra 1. kvartal i år er dette en nedjustering med 0,6 milliarder kroner. En vedvarende høy oljepris gjør det attraktivt å investere i utstyr som øker utvinningen på kort sikt. Nye feltutbygginger blir i stadig større grad knyttet til eksisterende felt, for på denne måten å spare infrastrukturinvesteringer.

Anslag for 2002

Investeringene til felt i drift for 2002 blir nå anslått til å bli 13,8 milliarder kroner. Sammenlignet med anslagene for 2001 gitt i 2. kvartal 2000 er dette en nedgang på 2,3 milliarder kroner. Ferdigstilling av flere utbyggingsprosjekter kan komme til å øke disse investeringsanslagene i løpet av 2001 og 2002.

2.4 Landvirksomhet

Anslag for 2001

Investeringene til landvirksomheten anslås nå til 0,7 milliarder kroner. Dette er 0,7 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 2000 gitt i 2. kvartal 2000. Nedgangen skyldes i all hovedsak at det ikke pågår noen store utbyggingsprosjekter i land. Sammenlignet med forrige kvartal er dette en svak nedjustering av investeringsanslaget.

Anslag for 2002

Investeringene for 2002 til landvirksomheten anslås nå til 0,4 milliarder. Dette er 0,3 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 2001. En utbygging av Snøhvitfeltet i Barentshavet vil medføre økte investeringer i land. Utbyggingen krever bygging av en LNG-fabrikk på Melkøya utenfor Hammerfest. Størrelsen på denne investeringen i 2002 er uklar.

2.5 Rørtransport.

Anslag 2001

For rørtransport er anslagene for 2001 nå 1,7 milliarder. Dette er en økning på 1,2 milliarder sammenlignet med tilsvarende anslag for 2000. Sammenlignet med forrige kvartal er det en oppjustering på 1,0 milliarder. Dette skyldes bedre skille i rapporteringen mellom rør og felt i drift, og representerer ingen nye prosjekter eller spesielle hendelser.

Anslag for 2002

For 2002 anslås investeringene til rørtransport å bli 0,8 milliarder. Dette er 0,5 milliarder høyere enn tilsvarende anslag for 2001. Investeringene til rørtransport vil øke ved en utbygging av Snøhvitfeltet. Gassen fra Snøhvit skal transporteres fra feltet, til landanlegget på Melkøya, via rørledning. Hvor stor del av utbyggingskostnadene som påløper denne rørledningen i 2002 er foreløpig uklart. Dersom salgsavtalen for norsk gass til Polen blir godkjent av ESA, vil det bli bygget en rørledning for denne gasseksporten fra Norge til Polen. Hvis rørledningen blir fullt utbygd vil den ha avstikkere til Grenland, Danmark og Sverige, og det vil koste rundt 10 milliarder å legge rørledningen. Tidsperspektivet for denne rørutbyggingen er foreløpig uklar.

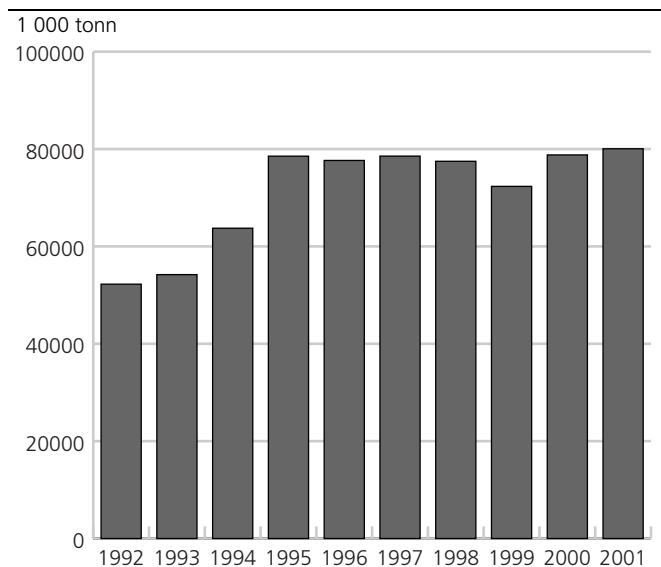
3. Produksjon

Den samlede produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel var i første halvår 2001 på 121,9 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på 1,6 millioner Sm³ o.e., eller 1,3 %, sammenlignet med de første seks månedene av fjoråret. Oljeproduksjonen (inkl. NGL og kondensat) utgjorde 95,3 millioner Sm³ o.e., mens produksjonen av naturgass var på 26,6 millioner Sm³ oljeekvivalenter.

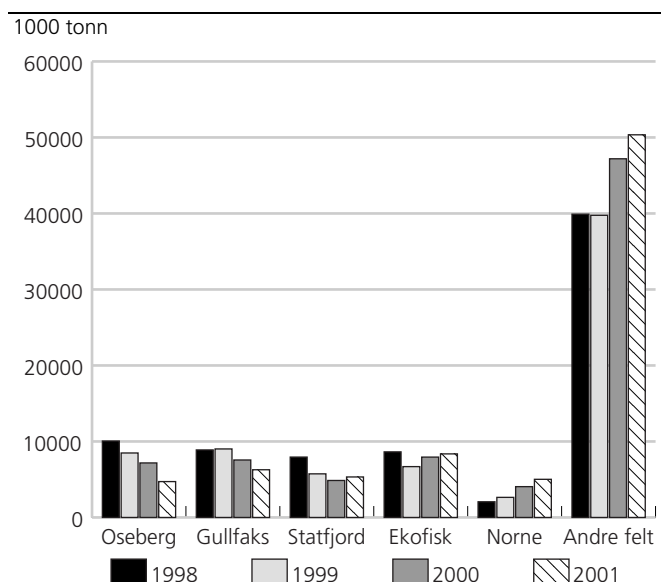
3.1 Råolje

Produksjonen av råolje var i første halvår 2001 på 80,1 millioner tonn oljeekvivalenter, eller 3,27 millioner fat per dag. Dette representerer en marginalt høyere produksjon enn i tilsvarende periode i 2000. Da var produksjonen 78,8 millioner tonn oljeekvivalenter, eller 3,22 millioner fat per dag. Oljedirektoratet anslår i sin ressursrapport for 2001 en oljeproduksjon på over 3 millioner fat per dag de neste fem årene.

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Juni. 1992-2001. 1000 tonn



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - juni. 1998 - 2001. 1000 tonn



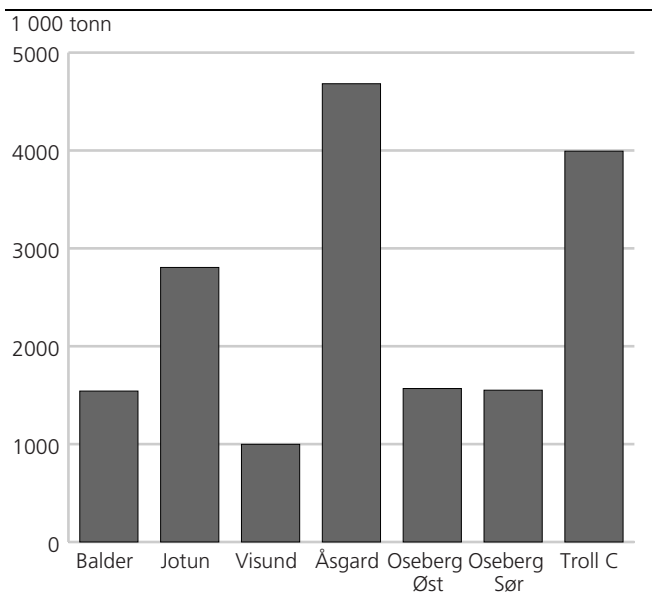
I første halvår 1995 utgjorde produksjonen fra feltene Ekofisk, Oseberg, Gullfaks og Statfjord 44,6 mtoe, og stod med dette for en andel på 67,1 prosent av den totale oljeproduksjon fra norsk sokkel. I første halvår 2001 var denne andelen sunket til 30,8 prosent.

Likevel er det Ekofisk som er den største råoljeproduzenten på norsk sokkel. I første halvår 2001 ble det produsert 8,4 mtoe på Ekofiskfeltet, noe som utgjør 342 000 fat per dag. Dette er en produksjonsøkning på 5,3 prosent sammenlignet med samme periode i 2000. Sammenlignet med første halvår 1995 er dette en produksjonsøkning på 7,5 prosent. I februar 2001 meldte Phillips Petroleum, som er operatør på Ekofisk-feltet, at produksjonsprognosene er oppgradert. Ekofisk-feltet, som har produsert olje i 30 år, forventes nå å produsere olje i 50 år til. Utvinningsgraden på Ekofisk har passert 50%.

De nye feltene Balder, Jotun, Visund, Åsgard, Oseberg Øst, Oseberg Sør og Troll C har hatt en samlet produksjon på 17,1 mtoe, eller 700 000 fat per dag i første halvår 2001. Høyeste dagsproduksjon hadde Åsgard og Troll C med henholdsvis 191 400 og 163 200 fat per dag i første halvår 2001.

Av de 33 produserende oljefeltene på norsk sokkel, var det 13 felt som kunne vise til en produksjonsøkning. I tillegg har Oseberg Øst og Oseberg Sør begynt å produsere olje.

Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - juni 2001. 1000 tonn.



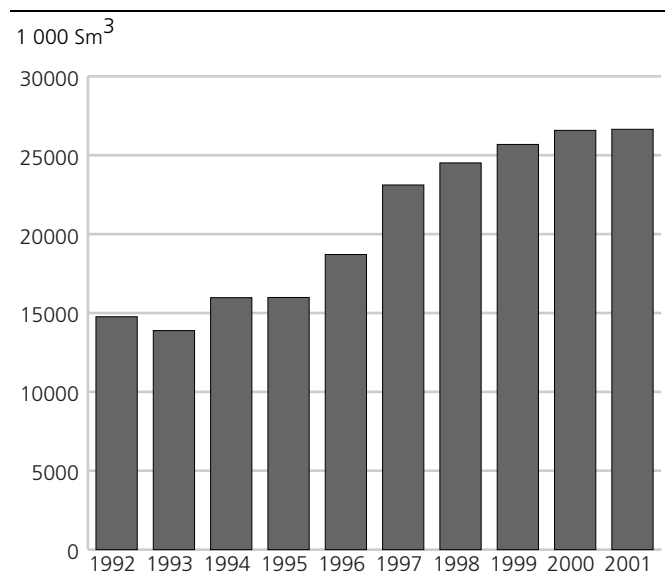
3.2 Naturgass

Produksjonen av naturgass var i første halvår 2001 på 26,6 milliarder Sm³ naturgass, en økning på 0,3% sammenlignet med samme periode i 2000. Dette fordeler seg med en noe lavere produksjon i første kvartal 2001 enn i 2000, på grunn av ekstraordinær lav etterspørsel, og en noe høyere produksjon i andre kvartal sammenlignet med 2000.

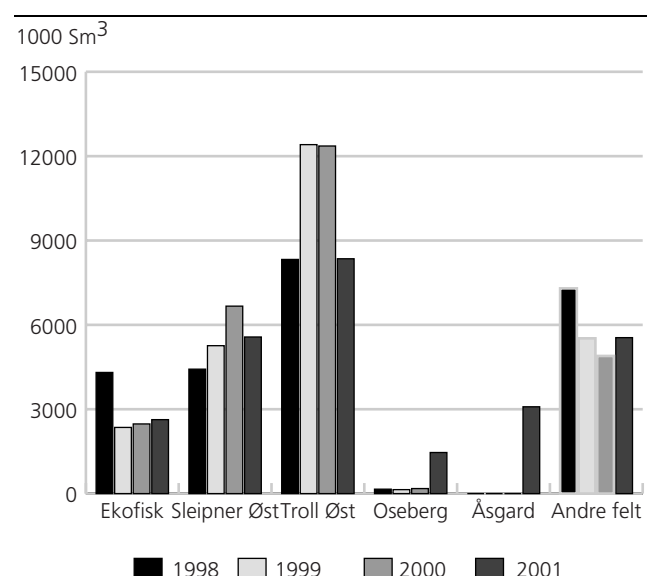
Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er dominert av de to store feltene Sleipner Øst, Troll Øst. I første

halvår 2001 produserte disse to feltene henholdsvis 5,6 og 8,4 milliarder Sm³ naturgass. Sammenlignet med produksjonen i første halvår 2000 har begge feltene hatt en produksjonsnedgang. Sleipner Øst har redusert produksjonen med 16,5%, mens Troll Øst har hatt en produksjonsnedgang på hele 32,4 %. Disse to feltene står nå for 52,2 % av den totale norske gassproduksjonen. Dette er en betydelig lavere andel enn i første halvår 2000, da de to feltene produserte 71,6 % av naturgassen. En forklaring på den synkende andelen av gassproduksjonen er produksjonsstarten på Åsgard-feltet. På Åsgard ble det i første halvår 2001 produsert 3,1 milliarder Sm³ naturgass. Dette utgjør 11,6 % av

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - juni. 1992 - 2001. 1000 Sm³.



Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - juni 2001. 1000 Sm³.



den norske gassproduksjonen. Hvis vi legger sammen produksjonen fra de fire største gassfeltene på norsk sokkel, Sleipner Øst, Troll Øst, Åsgard og Ekofisk, ser vi at disse til sammen produserte 19,6 milliarder Sm³ naturgass i første halvår. Dette er 73,7 % av den norske produksjonen av naturgass.

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 15 felt som kunne vise til en produksjonsøkning. I tillegg har Åsgard og Norne begynt å produsere gass.

4. Markedet

4.1 Prisutvikling på Brent Blend

Gjennomsnittelig spottpris for Brent Blend var i 2. kvartal 2001 27,25 dollar per fat, mens den i første kvartal 2000 var 26,68 dollar per fat.

Gjennomsnittsprisen hittil i 2001 (t.o.m uke 39) har vært på 26,08 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen for 2000 endte på 28,39 dollar per fat.

Ved inngangen til 2001 hadde OPEC et samlet produksjonskutt på 1,9 millioner fat per dag. Det ble imidlertid hevdet at det kun var Saudi-Arabia, Kuwait og De Forente Arabiske Emirater som var i stand til å øke produksjonen. De øvrige landene produserte for fullt.

Fram mot OPEC møtet 17. januar 2001 lå oljeprisen rundt 25 dollar per fat, altså midt i det vedtatte prisbåndet mellom 22 og 28 dollar per fat. På grunn av store prisfall i desember og januar var markedet forberedt på et produksjonskutt på 1,5 millioner fat per dag. Dermed ble det ikke de helt store endringene i oljeprisen som følge av OPECs vedtak om reduksjon i oljeproduksjonen på 1,5 millioner fat per dag fra 1. februar. Prisen steg imidlertid noe de neste ukene og la seg i prisleiet mellom 28 og 30 dollar per fat, for senere å falle til rundt 25 dollar i slutten av februar og begynnelsen av mars.

I begynnelsen av mars kom det signaler fra Irak om at landet ville kunne øke sin oljeproduksjon med 500 000 fat per dag til 3,5 millioner fat per dag ved utgangen av året. Samtidig reduserte det internasjonale energibyrådet (IEA) sine prognoser for vekst i oljeforbruket neste år. Dette, sammen med lageroppbygging av olje, og det faktum at andre kvartal er en periode der forbruket av olje går nedover, skapte forventinger om nye produksjonskutt i mars måned. Oljeprisen fortsatte å synke fram mot OPEC-møtet 16. mars.

OPEC-møtet vedtok å kutte produksjonen med 1 million fat per dag med virkning fra 1. april. Beslutningen ble tatt for å stabilisere markedet innenfor prisbåndet fra 22 til 28 dollar per fat. "Både den nåværende svake verdensøkonomien og

nedgangen i etterspørselen tilsier en korrigerings", het det i en erklæring. I tillegg til OPEC lovet Angola, Kasakhstan, Oman, Mexico og Russland å gjennomføre et samlet kutt i produksjonen på 200 000 til 300 000 fat per dag. Norge beholdt produksjonen på samme nivå som tidligere. Etter OPEC-vedtaket holdt oljeprisen seg på rundt 24 dollar per fat.

Etter påske steg oljeprisen igjen. Det var usikkerheten omkring bensinmarkedet i USA, vedlikeholdsstans for raffinerier og brann i det britiske Killingholme - raffineriet i England som ble brukt som forklaring. I mai spådde flere analytikere økte oljepriser utover sommeren. I USA fastslo visepresident Dick Cheney at landet kunne stå overfor den mest alvorlige energiknappheten siden oljeblokaden på 70-tallet. Det ble forventet bensinmangel i flere amerikanske stater i løpet av sommeren. For å møte energikrisen vedtok amerikanske myndigheter å starte leteboring etter olje i Alaskas Arctic National Reserve. I tillegg ønsket presidenten at Kongressen skulle oppheve sanksjonene mot de to oljeprodusentene Iran og Libya. I tillegg til energikrisen i USA bidro også urolighetene i Midtøsten, Iraks reforhandling av "olje for mat" - avtalen med FN, og Israels rakettskyting mot palestinerne til økte oljepriser. Den 21. mai var oljeprisen 29,87 dollar per fat, det høyeste på over tre måneder.

4. juni stanset Irak sin oljeproduksjon i protest mot at FN kun ville fornye "olje for mat" - avtalen med en måned, i stedet for et halvt år. Årsaken var at FN ønsket å endre sine sanksjoner mot Irak. Som en følge av Iraks produksjonsstans ble det gjort vedtak om produksjonsøkninger på OPECs møte 6. juni. OPEC-prisen nærmet seg da 27 dollar per fat, og var innenfor prisbåndet. Prisen på Brent Blend ligger normalt ca. en dollar høyere enn OPEC-oljen. Oljeprisen varierer mellom ulike kvaliteter på oljen.

I begynnelsen av juli signaliserte Kuwait oljeminister at hvis situasjonen i oljemarkedet holder seg stabil, kom ikke OPEC til å endre oljeproduksjonen de tre neste månedene. Fra USA kom også nyheten om at bensinlagrene fylles igjen. Dette resulterte i en prisnedgang på olje. Prisen lå i første halvdel av juli på rundt 25 dollar per fat.

9. juli skrev FN og Irak under en ny "olje for mat" - avtale som skal gjelde fram til 30 november. To dager senere startet Irak sin oljeproduksjon igjen, etter fem ukers stopp. Produksjonen ble satt til 2 millioner fat per dag. Da nyheten ble kjent falt oljeprisen. To uker senere, 19. juli, var oljeprisen nede i 23,13 dollar per fat. Dette var den laveste prisen så langt i 2001.

25. juli ble OPEC lederne enige om å kutte produksjonen med 1 million fat per dag fra 1. september. Kuttet kom på grunn av de lave oljeprisene. Prisen steg noe da det ble kjent at møtet skulle finne

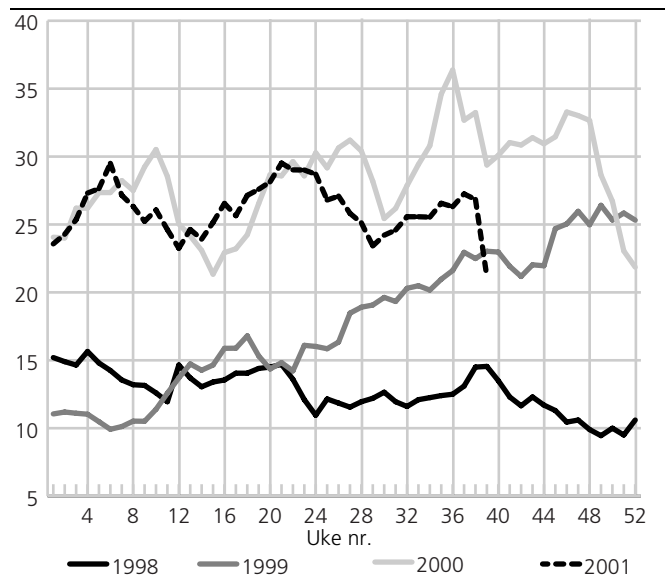
sted, men de aller fleste analytikerne anslo før møtet at produksjonen ville forbli uendret. Det å øke kuttet i produksjonen mens oljeprisen lå innenfor prisbåndet var et brudd med OPECs egen prisbåndstrategi. Det ble raskt stilt spørsmål om den troverdigheten OPEC har bygget opp det siste året vil bli alvorlig svekket av denne produksjonsreguleringen. Ingen av landene utenfor OPEC reduserte sin produksjon, med unntak av Mexico som kutter produksjonen med 70 000 fat per dag på grunn av planlagt vedlikehold. Etter at produksjonskuttene ble vedtatt steg oljeprisen til 25 dollar per fat i begynnelsen av august, og holdt seg stabil rundt 26 dollar per fat fram til 11. september.

Faktorer som påvirker oljeprisen, lagersituasjon, etterspørsel og lignende, som gir grunnlag for analyser og anslag for prisutviklingen, viste seg å bli svært underordnet den nye verdenssituasjonen etter 11. september. Etter terrorangrepene på USA den 11. september begynte oljeprisen å stige. Frykten for krig økte etterspørselen etter olje. Flere analytikere hevdet at prisstigningen ville bli midlertidig. Hovedspørsmålet var om en amerikansk militær gjengjeldesaksjon ville ramme et oljeproduserende land, for hvis det skulle vise seg å være for eksempel Irak som stod bak, ville tilgangen på olje bli redusert. Prisen steg jevnt fram til 17. september, en uke etter terroranslaget. Da lå spotprisen på 29,40 dollar per fat.

I løpet av ni dager, fra 17. til 26. september, falt prisen fra 29,40 dollar per fat til en foreløpig bunn på 20,74 dollar per fat. Det viste seg å være Afghanistan som ble hovedmålet for et kommende angrep. Landet produserer ikke olje. Oljemeglere som hadde kjøpt olje på langsiktige kontrakter den siste uken, kvittet seg med disse. I tillegg gikk terrorangrepet ut over flytrafikken. Verdens flyflåte bruker mellom 7 og 8 millioner fat olje per dag, og en nedgang her vil bidra til sterk økning av oljelagrene. Frykten for en global nedgang i økonomien demper aktiviteten og etterspørselen etter olje.

Den fallende oljeprisen satte press på OPEC. Det ble forventet produksjonskutt for å holde oljeprisen oppe. 26. september vedtok OPEC å holde produksjonen uendret. Det spekuleres i at OPEC midlertidig har gitt fra seg kontrollen over oljeprisen til USA, for på den måten, på lang sikt, og få et minst mulig tap. Et produksjonskutt nå kan gi økt oljepris på kort sikt, men det kan også skade forholdet til Vesten, og tolkes som en støtte til terrorismen. USA har bedt OPEC om ikke å kutte i produksjonen. Uten kutt er det ventet at oljeprisen ligger rundt 20 dollar per fat ut året. Dette avviker fra prisbåndet er et signal på at OPEC kommer USA i møte. Aktørene forventer også en militær aksjon. Det vil ikke bli gjort endringer i produksjonstakten før tidligst på neste OPEC-møte 14. november. I mellomtiden prøver OPEC å snakke prisen opp. Det diskuteres et kutt på 500 000 fat per dag. Det er

Figur 12. Prisutvikling for Brent Blend. 1998 - 2001. Dollar per fat.



tvilsomt om det er nok, sett ut fra de forventningene som finnes i markedet. Saudi-Arabia forsøker å gå foran med et godt eksempel, og sier de vil kutte i volumene på oljeleveranser til Asia. Ingen ting er foreløpig skjedd.

Det er ting som tyder på at lageroppbyggingen som skjer nå er mer enn en vanlig lageroppbygging før vinteren. Signaler tyder på at også strategiske lagre fylles. Samtidig ligger oljeprisen på 20 dollar per fat. Den laveste oljeprisen ble registrert 18. oktober, med 19,60 dollar per fat. Dette er den laveste prisen på Brent Blend siden 27. juli 1999.

4.2 Produksjon av råolje på verdensbasis

Produksjonen av råolje på verdensbasis var i 2. kvartal 2001 76,0 millioner fat per dag ifølge oktoberutgaven av International Energy Associations (IEA) Monthly Oil Market Report. Dette er en nedgang på 0,2 millioner fat per dag, eller 0,3 %, sammenlignet med samme periode i 2000. OPEC-landene reduserte sin produksjon fra 30,7 millioner fat per dag i 2. kvartal 2000 til 30,0 millioner fat per dag i 2. kvartal 2001. Dette er en nedgang på 2,3 %. Det største bidraget innenfor OPEC kommer fra Saudi-Arabia som i 2. kvartal produserte 7,7 millioner fat per dag.

I 2. kvartal 2001 var produksjonen i OECD-landene på 21,5 millioner fat per dag. Dette er en nedgang på 0,3 millioner fat per dag, eller 1,4 % sammenlignet med samme periode i 2000. Av OECD-landene er det USA, Mexico og Norge som har størst produksjon, henholdsvis 8,1, 3,5 og 3,3 millioner fat per dag. Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 0,9 millioner fat per dag fra andre kvartal 2000 til andre kvartal 2001. Dette representerer en økning på

4,1%. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen, som økte sin dagsproduksjon fra 7,8 til 8,5 millioner fat per dag fra andre kvartal 2000 til 2. kvartal 2001.

Hvordan produksjonen av råolje på verdensbasis vil utvikle seg i 2001 og 2002 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noen anslag for OPECs produksjon. Produksjonen utenfor OPEC antas å stige med 0,7 millioner fat per dag fra 2000 til 2001, og med ytterligere 0,9 millioner fra 2001 til 2002. Dette er en nedjustering av IEAs anslag fra juli med 0,2 millioner fat olje per dag både for 2001 og for 2002.

4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 75,2 millioner fat per dag i andre kvartal 2001. Dette er 0,8 millioner fat mer enn i samme periode i 2000. Økningen finner hovedsakelig sted i Kina.

For 2001 har IEA anslått etterspørselen etter råolje til å bli 76,0 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,1 millioner fat per dag sammenlignet med endelige tall for 2000. Det er altså forventet små endringer i etterspørselen i forhold til 2000. Disse tallene er på samme nivå som anslagene fra juli-utgaven av Monthly Oil Market Report.

5. Mer informasjon

Dersom du ønsker mer informasjon kan du kontakte:
Atle Tostensen. Tlf: 21 09 47 67,
e-post: atle.tostensen@ssb.no

1. Higher investments for exploration in 2001.

Investments for exploration activity in 2001 are now estimated at NOK 5.9 billion. At the same time estimates for total investments for 2001 increase to NOK 53.0 billion, an upward adjustment of NOK 2.2 billion from the 1st quarter.

Estimates 2001

The total investments in oil and gas extraction and pipeline transportation for 2001 are now estimated at NOK 53.0 billion. This is an upward adjustment of NOK 2.2 billion from estimates given in the 1st quarter. The new estimate is only NOK 0.6 billion below the final figures from 2000.

Estimates for investments in exploration activity increase by NOK 0.6 billion and are now estimated at NOK 5.9 billion. The final figures from the 1st quarter of 2001 show a small decrease in investments compared with the 4th quarter of 2000 and ended at NOK 1.6 billion. This is still high compared with figures from previous quarters.

Investments for field development have a clear declining tendency, even though the estimates have been increased compared with the previous quarter. The estimated investments for field development in 2001 are now NOK 18.6 billion. This is NOK 4.2 billion lower than the final figures from 2000, which were unusually low compared with figures from previous years.

Investments for fields on stream have been downward adjusted by 0.6 billion to NOK 26.3 billion. This is still fairly high compared with recent years. There seems to be a connection between the decrease in investments for field development and the increase in investments for fields on stream. What happens is that new fields to a larger extent are built in connection with an existing installation in order to reduce investments for

infrastructure. This gives lower investments for field development and higher investments for fields on stream.

Estimates 2002

In the 2nd quarter we collect figures for 2002 for the first time. These figures are rather uncertain. Total investments for 2002 are reported to be NOK 28.4 billion. This figure is NOK 5.2 billion below the corresponding figures for 2001 given in May 2000.

Investments for exploration activity are reported to be NOK 2.9 billion, but here the companies have not been able to give complete information. New exploration licenses - along with a high price of oil - may however contribute to a high level of activity.

When it comes to investments for field development, these are estimated to be NOK 10.5 billion. This is 3.1 billion lower than the estimate for 2001. This is however figures that might increase. If BP-Amoco decides to build the Skarve-structure as an independent field development, this may lead to increased investments, even though the main investments will not take place till 2003 or later.

2. Further information

For further information please contact:
Mr. Atle Tostensen, tel 21 09 47 67,
e-mail: atle.tostensen@ssb.no

1.a. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Ekofisk ⁵	Frigg ⁶⁶	Statfjord ⁷	Murchison ⁸	Valhall	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979 ⁹	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1974	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	TotalFinaElf	Statoil	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited.	BP Amoco	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	15 stål, 1 betong- plattform <i>15 steel, 1 concrete platform.</i>	4 stål, 3 betong- plattformer <i>4 steel, 3 concrete platforms.</i>	3 betongplatt- former <i>3 concrete plat- forms.</i>	1 stålplattform <i>1 steel platform.</i>	3 stålplattformer + en brønnhode- plattform <i>3 steel platforms + 1 wellheadplat- form.</i>	1 stålplattform + 1 stigerørsplatt- form <i>2 steel platforms.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Tees- side. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Em- den.</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus.</i>	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Em- den <i>Loading buoys for oil. Gas pipeline to Emden.</i>	Olje i rør via Brent til Sullom Voe. Gass til St.Fergus <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe. Gas to St.Fergus.</i>	Olje i rør til Ekofisk. Gass til Emden <i>Oil pipeline to Ekofisk. Gas to Emden.</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i>	634,7	-	566,9	13,6	149,3	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	22,9	0,5	14,4	0,4	3,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	299,1	120,1	56,1	0,4	24,8	41,8
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	233,9	-	59,0	0,7	83,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,2	-	4,5	-	1,6	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	86,8	6,9	12,7	0,1	11,5	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	368	44	210	-	96	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	97	11	78	-	42	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	5,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	180,4	31,8	109,7	6,5	34,4	17,3

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ⁵ Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonsstart i parentes: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992). *Ekofisk includes the following fields, start of production given in brackets: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992).* ⁶ Norsk Andel: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60.82 per cent.* ⁷ Norsk Andel: 85,47 prosent. *Norwegian share: 85.47 per cent.* ⁸ Norsk Andel: 22,2 prosent. *Norwegian share: 22.2 per cent.* ⁹ Produksjonsstart Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 og Statfjord C: 1985. *On stream: Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 and Statfjord C: 1985.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

1.b. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Ula	Gullfaks	Oseberg ¹⁰	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1986	1986	1988	1989	1990	1990
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1976	1978	1979	1981		1980
Operatør <i>Operator</i>	BP Amoco	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				Flytende plattform med bun- nfast	Ubemannet brønnhodeplat- form	Stålplattform Steel platform
	3 stålplattform- 3 steel plat- forms	3 betongplatt- 3 concrete plat- forms	3 stål, 1 betong- 3 steel, 1 con- crete platform	tform i stål <i>Floating plat- form with steel jacket</i>	brønnhodeplat- form	
Transportløsning <i>Transport solution</i>				Olje via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipe- line to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Tees- side. Gass til Emden via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Em- den via Ekofisk center.</i>
	Olje i rør via Ekofisk til Tees- side <i>Oil pipeline via Ekofisk to Tees- side</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>			
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	72	130-220	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	76,3	320,6	339,0	54,5	7,9	35,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,0	7,4	1,2	0,2	2,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	21,3	41,4	4,2	1,4	7,5
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	15,3	45,2	58,1	16,2	1,4	6,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	0,7	7,3	0,1	-	0,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,7	40,0	2,2	0,2	2,6
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	31	169	135	35	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	83	43	11	4	10
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i>	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	17,0	82,4	68,2	15,2	2,1	12,2

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁰ Inkludert Oseberg Vest.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

1.c. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Snorre	Sleipner Øst ^{11 12 13}	Draugen	Brage	Tordis	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992	1993	1993	1993	1994	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1981	1984	1980	1987	1976
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Shell	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Strekkestags-plattform i stål med havbunnsinstallasjon <i>Tension Leg Platform (TLP), steel and sea-floor installation.</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform.</i>	Bunnfast betonginnretning med integrert dekk <i>Concrete sub-sea system with integrated deck.</i>	Bunnfast plattform i stål <i>Steel Platform.</i>	Undervannsutbygging <i>Subsea production.</i>	Undervannsutbygging <i>Subsea production.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje, gass i rør til Statfjord <i>Oil, gas in pipeline to Statfjord.</i>	Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zeebrügge <i>Condensate piped to Kårstø. Gas piped to Emden and to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas is piped to Kårstø.</i>	Olje i rør via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Rørledning til Gullfaks C. <i>Pipeline to Gullfaks C.</i>	Rørledning til Statfjord C. <i>Pipeline to Statfjord C.</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	270	140	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	225,3	-	114,2	48,1	52,0	34,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,8	19,4	1,7	0,8	1,4	1,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	8,9	170,7	1,7	2,9	4,0	6,1
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	55,8	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	145,3	-	49,2	11,2	25,3	12,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	4,5	8,7	1,7	0,2	0,8	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	5,4	113,5	1,7	1,3	1,9	4,5
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	20,3	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i>	58	24	19	50	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	12	7	22	6	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i>	31,40	29,60	57,88	34,26	51,00	40,50
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	56,8	31,6	22,5	15,8	7,0	5,6

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹¹ inkluderer Loke. *Includes Loke.* ¹² Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. *Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst.* ¹³ Ressurser inkluderer Sleipner Øst, Sleipner Vest, Gungne og Loke. *Resources include Sleipner Vest, Sleipner Øst, Gungne and Loke.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.
Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

1.d. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Heidrun	Statfjord Nord	Frøy ¹⁵	Troll Vest ¹⁴	Yme ¹⁶	Troll Øst ¹⁴
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Strekktagsplattform	Undervannsutbygging	Ubemannet plattform	Flytende betongplattform	Oppjekkbar Plattform	Betong plattform
	<i>Tension Leg platform.</i>	<i>Subsea production.</i>	<i>Unmanned platform.</i>	<i>Floating concrete platform.</i>	<i>Jackup.</i>	<i>Concrete platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøyelasting av olje. Gass i Haltenpipe til Tjelbergodden. <i>Loading byous for oil. Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden.</i>	Rørledning til Statfjord C. <i>Pipeline to Statfjord C.</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus. Oljerørledning til Oseberg. <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus. Oil to Oseberg.</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad. <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>	Gass/kondensat i rør til Kollnes/Sture. Gass til Zeebrugge via Zeepipe. <i>Gas/condensate piped to Kollnes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe.</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i>	350	250-290	120	300-340	80-90	330
Opprinnelige salgbar reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	183,8	45,7	5,6	213,4	8,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,8	0,1	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	20,2	2,3	1,7	-	-	665,1
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	122,3	25,5	0,1	136,8	0,4	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,5	-	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	18,0	1,2	0,1	-	-	575,2
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	58	13	12	131	17	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	8	4	33	4	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i>	64,16	30,00	41,62	62,93	30,00	62,93
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	52,1	7,0	6,9	53,1	2,4	50,7

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁴ Gassreserver og gassproduksjon fra Troll Vest er ført på Troll Øst. *Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll Øst.* ¹⁵ Feltet stengt mars 2001. *Field closed March 2001.* ¹⁶ Feltet stenges 1.halvår 2001. *The field is closing during 1. half 2001.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

1.e. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Sleipner Vest ¹⁷	Vigdís	Norne	Njord	Gullfaks Sør ¹⁸	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1974	1986	1991	1986	1978	1984
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Brønnhode- plattform i stål- ubemannet be- handlings- plattform <i>Steel wellhead platform, un- manned processing platform.</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subseainstalla- tion connection to Snorre.</i>	Produksjons- skip <i>Production ship.</i>	Flytende stål- plattform <i>Floating steel platform.</i>	Havbunnsin- stallasjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea con- nection to . Gullfaks A.</i>	Produksjons- skip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Emden og Zee- brügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrugge. Condensate via Sleipner East to Kårstø.</i>	Olje i rør til Gullfaks A <i>Oil piped to . Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. Gass til Åsgard transport. <i>Loading to . tankers. Gas to Åsgard Transport.].</i>	Lasting til tank- skip <i>Loading to tankers.</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	29,8	84,8	22,0	44,2	4,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,1	15,0	-	47,5	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	14,2	59,4	12,5	38,9	1,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,1	15,0	-	47,0	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	16	14	25	18	40	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	12	5	6	6	4	4
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i> Per cent	32,38	51,00	55,00	30,00	73,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Investments. Bill. NOK³</i>	19,7	6,8	14,2	10,3	23,9	4,5

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁷ Ressurser - se Sleipner Øst. *Resources - see Sleipner Øst.* ¹⁸ Inkludert Rinfaks og Gullveig. *Incl. Rinfaks and Gullveig.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

1.f. Felt i produksjon. 31. januar 2001
Fields in production. 31 January 2001

	Visund	Oseberg Øst	Åsgard ¹⁹	Balder	Jotun	Oseberg Sør	Gungne ²⁰	Sygnå
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1999	1999	1999/2000	1999	1999	2000	1996	2000
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1986	1981	1981-1985	1967	1994	1984	1982	1996
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil	Esso	Esso	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Halvt ned-senkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>	Stålplattform for oljefasen. <i>Steel platform for oil phase.</i>	Produksjonsskip for oljefasen, Semi for gassfasen. <i>Production ship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	Produksjonsskip. <i>Production ship.</i>	Produksjonsskip og brønnhodeplattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Stålplattform. <i>Steel platform.</i>	Satellitt til Sleipner Øst. <i>Satellite to Sleipner Øst.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Statfjord C. <i>Subsea connection to Statfjord C.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers.</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gassen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg. The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>	Olje lastes til skytteltanker. Gass via Statpipe. <i>Oil loaded to tankers. Gas via Statpipe.</i>	Olje via Oseberg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture.</i>	Se Sleipner Øst. <i>See Sleipner Øst.</i>	
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	160	240-300	125	126	100	-	-
Opprinnelige salgbar reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>								
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	37,1	23,8	68,5	29,5	31,1	54,4	-	10,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	1,4	190,7	-	1,2	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>								
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	34,2	20,3	56,8	24,5	23,1	53,0	-	9,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	1,4	190,2	-	0,9	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	17	20	51	32	16	19	1	1
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	1	3	0	0	0	0	1	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i> <i>Per cent.</i>	49,60	45,40	46,95	-	3,00	38,36	34,40	39,45
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	16,3	6,7	53,9	10,7	8,8	11,0	1,0	1,8

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁹ Består av Midtgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. *includes Midtgard, Smørbukk and Smørbukk Sør.* ²⁰ For ressurser, se Sleipner Øst.
For resources, see Sleipner Øst.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.
Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

2.a. Felt under utbygging. 31. januar 2001
Fields under development. 31 January 2001

	Gullfakssat. fase 2 ⁴	Snorre B ⁵	Huldra	Tune	Glitne
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2001	2001	2001	2002	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1978	1979	1982	..	1995
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A og C <i>Subsea connection to Gullfaks A and C.</i>	Halv nedsenkbar plattform <i>Semi-sub platform.</i>	Brønnhodeplattform, og bruk av oppjekkbar bore-rigg. <i>Wellhead platform and use of jackup-rig.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea connection to Oseberg D.</i>	Leie av produksjonsskipet Petrojarl 1. <i>Hire of production-ship Petrojarl 1.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformen. Gass til Kårstø via Gullfaks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing facilities on the platform Gas to Kårstø via Gullfaks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. Gass til Statpipe. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment. Gas to statpipe.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	135-216	300-350	125
Opprinnelige salgbar reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	-	4,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	0,1	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	19,1	24,0	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	7,4	6,1	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled</i> ²	-	6	5	1	6
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	34 000	108 000	-	..	19 000
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,5	-	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	4,8	-	3,2
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	1,7	..	-
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Percent</i>	73,00	31,40	31,96	50,00	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> ³	7,3	14,7	5,5	2,7	0,7

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁴ Opprinnelige salgbar reserver er inkludert under Gullfaks Sør i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Gullfaks Sør in table 1.* ⁵ Opprinnelige salgbar reserver er inkludert under Snorre i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Snorre in table 1.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

2.b. Felt under utbygging. 31. januar 2001
Fields under development. 31 January 2001

	Grane	Ringhorne	Kvitebjørn	Tambar	Valhall Vanninjeksjon ⁷
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2001	2004	2001	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1979	1994
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Esso	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Integrert plattform <i>Integrated plat- form</i> .	Integrert plattform ⁶ <i>Integrated platform⁶</i> .	Bunnfast integrert plattform. <i>Integrated plat- form</i> .	..	Plattform knyttet til allerede eksister- ende brønnhode- plattform. <i>platform connected to already existing wellheadplatform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Grane Oljerør til Sture. Gass import fra Heimdal. <i>Oil via Grane . oljerør to Sture. Gas import . from Heimdal.</i>	Olje med skyt- teltanker fra Balder. <i>Oil loaded to tankers from Balder.</i>	Gass i rør til Kolsnes, kondensat og olje i rør til Mongstad. <i>Gas piped to Kol- snes, condensate and oil piped to Mongstad.</i>	Rør til Ula <i>Pipeline to Ula.</i>	..
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	127
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	120,0	39,2	56,5	6,5	..
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	0,5	0,3	..
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,1	-	1,8	..
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	19,3	-	..
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled²</i>	-	5	-	1	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	200 000	11 000	..	27 000	..
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	-	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Percent</i>	43,60	-	40,00	30,00	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	14,2	10,0	8,7	1,0	4,5

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 31. august 2001. *As of 31 August 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kro-
ner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁶ Knyttet til produksjonsskipet på Balder. *Connected to Balder.* ⁷ For reserver og
produksjon, se Valhall i tabell 1. Valhall Vanninjeksjon skal øke produksjonen på Valhall.
Reserves and production, see Valhall in tabel 1. Valhall Vanninjeksjon are to increase production on Valhall.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ²	Murchison ²	Valhall	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Heimdal	Ula
Statoil	0,95	12,16	44,34	11,52	-	14,55	21,88	20,00	-
SDØE ³	5,00	-	-	-	-	40,50	30,00	20,00	-
Norsk Hydro	6,65	19,99	-	-	-	6,64	-	19,27	-
TotalFinaElf Exploration AS	8,03	16,07	-	-	15,72	2,80	-	11,94	-
Total Norge AS	31,87	12,60	-	-	-	-	-	4,82	-
Norske Conoco as.	-	-	10,33	2,68	-	6,04	12,08	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	8,55	2,22	-	10,25	10,00	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	12,82	3,33	-	7,50	15,00	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	80,00
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	5,00	10,00	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-	-
RWE-DEA Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-	-
AS Uglan Rederi	-	-	-	-	-	-	-	0,17	-
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80	-
AS Pelican	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	15,00
Elf Exploration UK plc	-	26,12	-	-	-	-	-	-	-
Total Oil Marine plc (UK)	-	13,06	-	-	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
BP Exploration Operating Comp. Ltd. (UK)	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Conoco (UK) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Kerr-McGee North Sea (UK) Limited	-	-	-	68,72	-	-	-	-	-
Ranger Oil (UK)	-	-	-	9,08	-	-	-	-	-

¹ Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Albuskjell er delt 50-50 mellom Shell og rettighetshaverne på blokk 2/4 (Phillipsgruppen). Tor er fordelt med 73,75 prosent på Phillipsgruppen og 26,25 prosent på Amoco/Noco gruppen (Amoco 28,33, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 og Norwegian Oil 15,0). Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Albuskjell is divided 50-50 between Shell and the licensees of block 2/4 (the Phillips Group). Tor is divided 73.75-26.25 between the Phillips Group and the Amoco/Noco Group (The Amoco/Noco Group consists of Amoco 28.33, Amerada 28.33, Enterprise Oil 28.33 and Norwegian Oil 15 per cent). ² Norsk andel på 60,82% av Frigg, 85,47% av Statfjord og 22,20% av Murchison. Norwegian share, 60.82 of Frigg, 85.47% of Statfjord and 22,20% of Murchison. ³ SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000

	Gullfaks	Oseberg	Sleipner-Øst	Heidrun	Hod	Balder	Tordis	Troll Øst	Vesle-frikk
Statoil	18,00	14,00	20,00	12,43	-	-	7,22	13,87	18,00
SDØE	73,00	50,78	29,60	64,16	-	-	51,00	62,93	37,00
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00	22,23	10,00	-	-	-	13,28	9,78	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,77	10,00	-	25,00	-	5,60	2,35	-
Total Norge AS	-	2,88	-	-	-	-	-	1,35	18,00
Norske Conoco as.	-	-	-	18,29	-	-	-	1,62	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	30,40	-	-	100,00	10,50	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	4,33	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	8,10	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,80	-	11,25
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Fortum Petroleum AS	-	-	-	5,12	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,00
Norske RWE-DEA AS	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25

³ SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

3.c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000

	Gyda	Snorre	Draugen	Brage	Troll Vest	Frøy	Yme	Sleipner Vest	Vigdis
Statoil	-	13,00	-	12,70	13,87	12,34	35,00	17,12	7,22
SDØE	30,00	31,40	57,88	34,26	62,93	41,62	30,00	32,38	51,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	17,65	-	24,44	9,78	6,05	25,00	8,85	13,28
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,95	-	-	2,35	24,76	-	9,41	5,60
Total Norge AS	-	-	-	-	1,35	15,23	-	-	-
Norske Conoco as.	-	-	-	-	1,62	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway AS	-	11,16	-	16,34	-	-	-	32,24	10,50
Amerada Hess Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	16,20	-	8,10	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	56,00	-	18,36	-	-	-	-	-	-
Pelican AS	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	8,88	-	-	-	-	10,00	-	2,80
Norske MOECO AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	-	-	-	-	-	-	9,60
Fortum Petroleum AS	-	-	-	12,26	-	-	-	-	-
Norsk Chevron AS	-	-	7,56	-	-	-	-	-	-

³ SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro.
SDØE are gradually transferred to Petoro.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.
Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

3.d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000

	Njord	Norne	Varg	Gullfaks Sør	Åsgard	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Jotun	Visund
Statoil	20,00	24,00	28,00	18,00	13,55	14,00	18,22	3,25	13,30
SDØE	30,00	55,00	30,00	73,00	46,95	45,40	38,36	3,00	49,60
Norsk Hydro Produksjon a.s	22,50	8,10	42,00	9,00	9,60	19,60	32,02	-	20,30
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	-	-	-	9,33	-	-	7,70
Total Norge AS	-	-	-	-	7,65	4,67	-	-	-
Norske Conoco as.	-	-	-	-	-	-	7,70	3,75	9,10
Enterprise Oil Norge AS	-	6,00	-	-	-	-	-	45,00	-
Norsk Agip as	-	6,90	-	-	7,90	-	-	-	-
Mobil Development Norway AS	20,00	-	-	-	7,35	7,00	3,70	-	-
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	7,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway AS	-	-	-	-	-	-	-	45,00	-

³ SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. *SDØE are gradually transferred to Petoro.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.
Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

3.e. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000

	Huldra	Snorre B	Sygna	Tune	Gungne	Gullfaks Sør Fase 2	Grane	Ring- horne	Kviteb- jørn	Tambar	Glitne	Valhall Vann- injeks- jon
Statoil	19,66	13,00	15,28	-	18,20	18,00	-	-	40,00	-	38,90	-
SDØE	31,96	31,40	39,45	50,00	34,40	73,00	43,60	-	40,00	30,00	30,00	-
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	17,65	5,98	30,00	9,40	9,00	24,40	-	15,00	-	9,30	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,95	2,52	10,00	10,00	-	-	-	5,00	-	21,80	15,72
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,00	-	28,09
Total Norge AS	24,33	-	-	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	23,34	-	6,65	-	-	-	6,40	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	11,16	10,23	-	28,00	-	25,60	100,00	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,18	0,57	-	-	-	-	-	-	-	-	28,09
Mobil Development Norway A/S	-	-	8,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,09
RWE-DEA Norge AS	-	8,88	1,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	4,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	0,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	5,50	-	-	-	-	-	-	15,00	-	-

³ SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. *SDØE are gradually transferred to Petoro.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr
Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001.
Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 ¹
I alt Total	54 653	48 583	47 878	62 486	79 216	69 096	53 592	53 190
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	64 403	52 900	51 473
Leting <i>Exploration</i>	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 993	5 274	5 943
Feltutbygging <i>Field development</i>	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	18 618
Varer <i>Commodities</i>	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	9 614
Tjenester <i>Services</i>	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	3 078
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899	4 490	5 927
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	26 262
Varer <i>Commodities</i>	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 690
Tjenester <i>Services</i>	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	5 222
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 350
Landvirksomhet ² <i>Onshore activities²</i>	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	4 297	1 287	650
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	1 717

¹ Registrert 2. kvartal 2001. *Registered 2nd quarter 2001.* ² Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land.
Includes offices, bases and terminals onshore.

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20>. **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20>.

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-2000. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	8 137	7 680	5 433	5 011	4 647	5 456	8 300	7 577	4 992	5 272
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584	608
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	381	334	572	518	378	505	488	474	344	269
Seismikk <i>Seismic</i>	611	629	524	981	273	644	407	554	153	289
Spesielle studier <i>Special studies</i>	31	44	40	38	33	58	96	136	87	50
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	849	363	585	655	768	431	626	933	540	631
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	485	246	362	363	320	348	338	502	325	140
Feltutvikling <i>Field development</i>	348	105	216	288	446	81	284	403	213	489
Industriell teknologitviking <i>Industrial technology development</i>	0	0	-	-	0	-	-	8	0	1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	16	12	7	4	1	1	3	20	1	1
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	959	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144	923
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	239	446	308	269	287	239	291	335	250	126
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	343	332	96	345	294	281	444	369	346	307
Arealavgift <i>Area fee</i>	329	314	423	456	464	455	562	550	529	476
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i>	46	68	18	23	22	121	40	29	18	15
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	5 306	5 150	2 868	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725	3 110
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 912	1 846	1 108	706	742	995	2 149	1 872	1 374	1 089
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 769	1 658	975	530	631	851	1 908	1 459	1 197	955
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	143	188	133	176	112	144	242	413	176	134
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	661	569	345	214	206	282	615	409	212	265
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	211	181	140	60	56	53	102	93	39	68
Båter <i>Vessels</i>	450	388	205	154	150	229	512	317	173	197
Varer <i>Commodities</i>	925	616	407	313	368	413	669	474	329	327
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	367	313	180	135	129	181	291	148	127	92
Sement <i>Cement</i>	84	59	38	27	35	35	60	48	30	20
Boreslam <i>Drilling mud</i>	170	123	91	87	95	106	205	87	61	71
Drivstoff <i>Fuel</i>	128	108	60	32	36	61	61	34	32	90
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	93	66	29	27	62	40	57	132	54	37
Mindre forbruksmaterieell <i>Smaller equipment</i>	82	-53	11	5	11	-10	-5	26	24	18
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811	1 433
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	115	137	64	50	52	90	100	17	21	26
Sementtjenester <i>Cement services</i>	54	39	25	11	17	21	46	43	22	20
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	135	110	45	58	54	71	78	59	43	25
Logging <i>Logging</i>	262	234	166	83	102	113	239	166	132	143
Testing <i>Testing</i>	143	176	101	67	98	175	90	140	67	15
Dykking <i>Diving</i>	53	52	24	16	18	27	39	41	23	21
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	124	95	57	17	61	4	106	87	9	136
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	923	1 277	526	192	409	531	1 216	890	494	1 046

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. Million NOK

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133
1982	5 519
1983	5 884	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	5 721	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 455	1 275	1 082	1 388	1 710
1997	8 300	1 904	1 917	2 108	2 371
1998	7 577	2 248	1 605	1 912	1 811
1999	4 993	1 586	1 066	1 070	1 270
2000	5 271	1 047	1 066	1 257	1 902
2001	1 590

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q1 1999 - Q1 2001. Million NOK

	1999				2000				2001
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	1 586	1 066	1 070	1 270	1 047	1 066	1 257	1 902	1 598
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	773	614	768	569	523	707	668	1 212	869
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	376	375	302	320	292	146	261	389	312
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	329	342	265	261	244	138	220	354	204
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	48	33	37	59	48	9	41	36	108
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	64	56	38	54	37	64	48	117	66
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	11	11	8	8	8	16	12	32	14
Båter <i>Vessels</i>	52	44	30	46	29	48	36	84	52
Varer <i>Commodities</i>	89	96	140	4	27	102	101	97	99
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	51	39	28	8	5	26	36	26	47
Sement <i>Cement</i>	6	10	6	8	2	7	6	5	10
Boreslam <i>Drilling mud</i>	14	19	13	15	2	21	31	16	9
Drivstoff <i>Fuel</i>	6	11	8	7	7	18	23	42	11
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	1	12	81	-39	6	26	4	2	20
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	10	5	5	5	5	5	2	7	3
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	244	87	289	191	168	395	261	609	392
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	4	9	4	4	6	4	10	7	10
Sementtjenester <i>Cement services</i>	3	6	6	8	0	7	6	8	7
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	13	15	7	7	1	10	9	5	6
Logging <i>Logging</i>	25	50	29	27	4	40	43	56	92
Testing <i>Testing</i>	22	21	18	6	1	6	-2	11	18
Dykking <i>Diving</i>	8	2	8	5	1	11	5	3	13
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	-18	0	97	-70	10	20	17	90	32
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	187	-16	120	203	145	299	174	428	214
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	125	146	134	179	76	117	176	238	95
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	86	92	85	81	47	71	80	71	71
Seismikk <i>Seismic</i>	22	35	30	66	12	34	90	153	11
Spesielle studier <i>Special studies</i>	17	19	19	32	18	12	7	14	13
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	121	140	63	217	42	102	212	276	202
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	567	166	105	306	406	140	201	176	433
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	80	62	46	80	8	45	52	36	43
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	72	58	25	192	37	43	123	104	63
Arealavgift <i>Area fee</i>	415	46	34	33	362	53	26	35	327

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 2000 - 1. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q2 2000 - Q1 2001. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Norskehavet Norwegian Sea	Barentshavet Barents Sea
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	5 823	2 593	3 231	2 569	662
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	3 456	1 071	2 384	1 807	577
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	627	218	408	370	38
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	791	671	120	119	0
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	950	632	318	272	46

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2001
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2001

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>				Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	
	Mill. kr <i>Million NOK</i>							
1985	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834
1986	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735
1987	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951
1988	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161
1989	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008
1990	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138
1991	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141
1992	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680
1993	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433
1994	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011
1995	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647
1996	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940	6 333	5 888	5 455
1997	5 705	7 258	7 818	7 537	7 655	9 723	8 372	8 300
1998	7 733	8 917	9 876	9 895	8 746	8 977	7 940	7 577
1999	9 573	8 813	7 340	5 215	5 322	5 030	5 183	4 993
2000	4 275	3 654	7 106	5 664	4 777	4 733	5 528	5 274
2001	2 967	5 422	5 520	5 351	5 951
1985	66	89	89	74	96	111	114	100
1986	143	173	173	155	131	123	104	100
1987	158	122	125	94	79	102	100	100
1988	137	120	110	110	107	110	101	100
1989	82	98	90	74	88	82	102	100
1990	88	125	129	88	88	90	99	100
1991	50	74	93	72	97	111	105	100
1992	81	128	126	100	102	99	98	100
1993	130	165	141	101	104	112	118	100
1994	122	157	145	129	113	117	108	100
1995	131	126	116	95	119	126	112	100
1996	107	109	119	105	109	116	108	100
1997	69	87	94	91	92	117	101	100
1998	102	118	130	131	115	118	105	100
1999	192	177	147	104	107	101	104	100
2000	81	69	135	107	91	90	105	100

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.englishsubjects/10/06/20/>.

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2001. Mill.kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2001. Million NOK

År og kvartal Year and quarter	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet <i>Estimated investment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
1991		
1. kv Q1.....	1 590	1 540
2. kv Q2.....	1 570	2 045
3. kv Q3.....	2 596	1 947
4. kv Q4.....	3 020	2 608
1992		
1. kv Q1.....	1 678	1 840
2. kv Q2.....	1 602	2 076
3. kv Q3.....	1 797	1 732
4. kv Q4.....	1 853	2 042
1993		
1. kv Q1.....	1 173	1 403
2. kv Q2.....	1 423	1 096
3. kv Q3.....	1 724	1 318
4. kv Q4.....	2 569	1 616
1994		
1. kv Q1.....	1 116	1 671
2. kv Q2.....	1 296	1 277
3. kv Q3.....	1 454	1 015
4. kv Q4.....	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1.....	1 069	1 209
2. kv Q2.....	1 323	988
3. kv Q3.....	1 532	1 226
4. kv Q4.....	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1.....	1 386	1 275
2. kv Q2.....	1 405	1 082
3. kv Q3.....	1 982	1 388
4. kv Q4.....	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1.....	1 910	1 904
2. kv Q2.....	1 808	1 917
3. kv Q3.....	2 986	2 108
4. kv Q4.....	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1.....	2 054	2 242
2. kv Q2.....	1 744	1 605
3. kv Q3.....	2 411	1 912
4. kv Q4.....	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1.....	1 386	1 586
2. kv Q2.....	1 558	1 066
3. kv Q3.....	991	1 070
4. kv Q4.....	1 462	1 270
2000		
1. kv Q1.....	829	1 047
2. kv Q2.....	1 034	1 066
3. kv Q3.....	1 388	1 257
4. kv Q4.....	2 156	1 902
2001		
1. kv Q1.....	1 546	1 598
2. kv Q2.....	1 398	

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> **More information:** <http://www.english/subjects/10/06/20/>

11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells
1984	47	4	3	10	5	13	2	8	2
1985	50	9	3	4	3	7	9	9	6
1986	36	4	8	9	1	7	1	6	-
1987	36	3	3	8	5	7	2	7	1
1988	29	2	1	6	3	5	4	5	3
1989	28	6	-	4	3	7	4	4	-
1990	36	3	1	8	2	7	3	8	4
1991	47	5	4	9	6	11	2	8	3
1992	43	8	6	7	2	7	2	7	4
1993	27	3	2	3	2	8	1	6	2
1994	21	6	1	4	1	2	1	6	-
1995	36	5	3	2	6	8	1	7	4
1996	30	3	1	4	4	5	3	9	1
1997	50	8	3	13	4	7	3	10	2
1998	26	4	3	3	2	6	1	5	2
1999	22	3	-	5	4	6	2	1	1
2000	24	2	1	4	2	4	3	8	0
2001	..	6	3	2	3

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985	4 037	906	1 019	1 128	984
1986	3 283	1 130	878	874	401
1987	2 468	405	626	724	713
1988	2 408	602	561	592	653
1989	2 744	524	616	694	910
1990	3 509	726	723	1 020	1 044
1991	4 206	908	998	1 112	1 188
1992	3 694	980	1 107	929	678
1993	2 049	594	395	446	614
1994	1 655	686	409	277	293
1995	1 771	382	334	466	589
1996	2 221	492	362	621	746
1997	3 020	811	638	710	861
1998	1 929	619	496	448	366
1999	1 169	370	265	347	187
2000	1 047	83	309	316	339
2001	..	287	409

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

13. Boremeter¹ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001.
Drilling metres¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001.

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996	113 374	18 996	24 241	38 768	31 369
1997	156 415	34 147	40 284	38 539	43 445
1998	84 214	23 050	21 986	21 569	17 609
1999	63 608	14 450	15 959	23 060	10 139
2000	68 337	8 622	17 926	22 385	19 404
2001	..	23 323	16 837

¹ Lete- og avgrensningshull. *Exploration and appraisal wells.*

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2001. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2001. 1 000 GBP/day

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS		
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT [†]	8-10,000 BHP	10,001 + BHP	12,000 BHP +
1986						
2.kv. Q2.....	1,74	2,65	..	2,26	3,43	..
3.kv. Q3.....	1,68	2,27	..	2,12	2,82	..
4.kv. Q4.....	1,25	1,99	..	2,04	2,40	..
1987						
1.kv. Q1.....	1,18	2,05	..	1,77	2,19	..
2.kv. Q2.....	1,18	2,56	..	1,73	2,39	..
3.kv. Q3.....	1,35	2,73	..	2,03	2,70	..
4.kv. Q4.....	1,55	2,50	..	2,10	2,46	..
1988						
1.kv. Q1.....	2,00	2,68	..	2,28	2,79	..
2.kv. Q2.....	2,05	2,72	..	2,56	3,32	..
3.kv. Q3.....	2,16	3,07	..	2,36	3,22	..
4.kv. Q4.....	2,12	2,91	..	2,24	2,80	..
1989						
1.kv. Q1.....	1,84	3,03	..	2,56	2,94	..
2.kv. Q2.....	2,43	3,47	..	3,23	3,33	..
3.kv. Q3.....	2,45	3,51	..	3,55	3,63	..
4.kv. Q4.....	1,96	3,51	..	3,64	3,85	..
1990						
1.kv. Q1.....	2,68	5,03	..	4,22	4,98	..
2.kv. Q2.....	3,47	7,47	..	4,71	6,05	..
3.kv. Q3.....	3,90	5,29	..	4,53	5,22	..
4.kv. Q4.....	3,43	5,17	..	4,83	5,27	..
1991						
1.kv. Q1.....	3,53	6,25	..	4,82	5,38	..
2.kv. Q2.....	3,80	7,93	..	5,25	6,33	..
3.kv. Q3.....	3,55	6,15	..	4,65	5,89	..
4.kv. Q4.....	3,65	5,20	..	4,77	5,25	..
1992						
1.kv. Q1.....	3,62	5,63	..	4,29	5,77	..
2.kv. Q2.....	3,16	7,20	..	4,17	5,85	..
3.kv. Q3.....	2,53	3,88	..	2,79	4,45	..
4.kv. Q4.....	2,77	4,39	..	2,63	3,68	..
1993						
1.kv. Q1.....	3,85	6,76	..	3,70	5,77	..
2.kv. Q2.....	3,73	5,09	..	4,46	6,45	..
3.kv. Q3.....	2,98	4,77	..	3,12	3,61	..
4.kv. Q4.....	3,01	5,09	..	2,74	4,24	..
1994						
1.kv. Q1.....	3,79	5,21	..	3,41	5,18	..
2.kv. Q2.....	4,10	6,34	..	4,01	5,98	..
3.kv. Q3.....	3,06	4,81	..	3,02	4,63	..
4.kv. Q4.....	3,41	5,51	..	3,48	5,54	..
1995						
1.kv. Q1.....	3,69	5,89	..	4,20	6,45	..
2.kv. Q2.....	4,28	6,92	..	5,25	9,85	..
3.kv. Q3.....	3,82	5,19	..	4,17	-	..
4.kv. Q4.....	3,69	5,96	..	3,93	5,63	..
1996						
1.kv. Q1.....	3,40	4,45	6,47	4,21	5,51	..
2.kv. Q2.....	3,93	5,29	4,55	4,52	6,57	..
3.kv. Q3.....	4,41	5,08	4,28	3,39	4,77	..
4.kv. Q4.....	4,46	6,08	8,20	6,10	8,82	..
1997						
1.kv. Q1.....	5,71	4,09	5,76	5,99	14,99	..
2.kv. Q2.....	6,83	4,43	7,74	7,40	8,93	..
3.kv. Q3.....	6,22	7,33	8,83	6,83	9,42	..
4.kv. Q4.....	6,45	8,30	8,00	6,00	11,17	..
1998						
1.kv. Q1.....	6,08	9,63	10,33	8,00	13,75	..
2.kv. Q2.....	7,00	9,25	9,57	7,50	10,00	..
3.kv. Q3.....	6,50	8,50	8,50	6,67	12,00	..
4.kv. Q4.....	5,28	7,48	8,50	6,00	10,67	..
1999						
1.kv. Q1.....	4,03	5,45	6,17	5,08	9,23	..
2.kv. Q2.....	3,47	4,43	5,50	4,41	5,36	..
3.kv. Q3.....	2,42	3,33	3,83	3,53	4,33	..
4.kv. Q4.....	2,50	3,77	4,50	3,00	4,00	..
2000						
1.kv. Q1.....	2,75	4,32	4,77	3,17	4,17	5,50
2.kv. Q2.....	4,00	5,97	6,30	4,50	7,58	8,58
3.kv. Q3.....	4,00	6,37	6,90	4,83	8,50	9,50
4.kv. Q4.....	4,30	6,73	7,57	5,00	8,50	10,00
2001						
1.kv. Q1.....	5,67	8,83	9,83	5,67	11,00	13,67
2.kv. Q2.....	6,83	9,17	9,83	7,00	12,33	15,17

[†]Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. Included in 2,200-3,100 DWT before 1996.

Kilde: R.S. Platou Offshore a.s. Source: R.S. Platou Offshore a.s.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <http://www.english/subjects/10/06/20/>.

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-2000. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-2000. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	22 264	28 863	35 209	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799
Byggekontrakter <i>Building contracts</i>	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685	19 315	25 322	19 971	12 409
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523	597
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	71	195	539	322	106	9	155	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	-	-	-	-	-	381	804	955	724
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639	615
Moduler <i>Modules</i>	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	52	215	25	7	71	7	56	54	10	157
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> ..	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304
Egne varekjøp <i>Operators own expenditure</i>	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866	2 369	990	1 745	642
Utbyggingstjenester <i>Field development services</i>	5 345	8 628	10 107	7 348	9 002	4 933	5 727	6 829	5 776	3 562
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352	742
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	830	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602	245	96
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	9	20	9	44	80	60	98	37	13	48
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i>	26	12	158	132	93	12	51	169	43	0
Båter <i>Vessels</i>	29	3	50	24	119	2	61	101	37	-
Forpleining <i>Catering</i>	33	66	468	181	72	42	104	161	330	-20
Andre tjenester <i>Other services</i>	168	157	596	295	80	331	353	320	215	449
Operatørens egne arbeider <i>Operators own work</i>	1 910	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582	1 624	1 925	1 883	1 220
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 167	2 127	3 006	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899	4 490
Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i>	1 751	1 018	1 049	650	633	603	1 075	1 198	916	476

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.englishsubjects/10/06/20/>.

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2001. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2001. Million NOK

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1982	7 877
1983	9 675
1984	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996	25 342	5 581	6 710	6 171	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 146	9 029	12 025	11 895	12 197
1999	35 191	9 356	9 297	8 571	7 967
2000	22 799	5 943	5 999	5 195	5 662
2001	..	4 435

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.englishsubjects/10/06/20/>.

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1.kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q1 1999 - Q1 2001. Million NOK

	1999				2000				2001
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i> .	9 356	9 297	8 571	7 967	5 943	5 999	5 195	5 662	4 435
Varer <i>Commodities</i>	5 565	5 973	4 921	5 258	3 930	3 338	2 550	3 233	2 326
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 424	1 446	852	792	366	313	341	341	304
Dekk <i>Decks</i>	237	246	92	63	62	37	222	298	405
Moduler <i>Modules</i>	2 739	2 790	2 806	3 354	2 406	1 665	1 419	1 815	1 047
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	10	-	-	-	157	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	128	168	152	175	33	44	34	81	94
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	906	1 249	906	844	832	1 325	526	677	467
Andre varer <i>Other commodities</i>	121	73	113	30	74	-46	9	20	8
Tjenester <i>Services</i>	2 597	2 192	2 524	1 262	852	1 790	1 637	980	521
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	898	692	510	252	35	367	264	76	59
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	70	1	1	1	1	0	0	4	3
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	139	9	4	21	54	10	3	24	12
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	233	380	521	76	126	327	140	94	70
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	125	83	196	96	151	246	425	116	75
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	149	212	457	14	20	126	350	125	7
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	13	12	18	1	0	-	-	-	-
Båter <i>Vessels</i>	12	6	17	1	-	-	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i>	56	29	69	176	-56	12	0	24	-
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	2	7	3	2	5	8	14	22	9
Andre tjenester <i>Other services</i>	191	95	151	118	60	174	143	157	54
Eqne arbeider <i>Own work</i>	709	667	578	505	456	518	298	339	249
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 194	1 132	1 126	1 447	1 162	871	1 009	1 449	1 589
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	4 389	5 984	5 064	4 486	5 049	6 035	5 968	6 488	5 801
Varer <i>Commodities</i>	484	606	982	1 151	448	644	634	605	419
Moduler <i>Modules</i>	4	-	-37	376	-11	11	-	-	-
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	20	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	3	-	14	134	-	-	-	-	25
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	239	215	269	302	385	602	150	47	27
Andre varer <i>Other commodities</i>	239	372	736	339	73	31	484	558	367
Tjenester <i>Services</i>	517	877	641	296	852	1 248	1 058	1 440	1 111
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	24	63	83	49	14	48	98	81	89
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	-	-	-	-	19	238	116	3	16
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	5	54	48	12	-2	0	2	5	0
Transport <i>Transport</i>	16	22	39	49	57	54	61	51	-9
Forpleining <i>Catering</i>	9	9	12	17	16	10	11	10	17
Andre tjenester <i>Other services</i>	379	620	371	58	622	779	591	1 096	792
Eqne arbeider <i>Own work</i>	84	108	87	111	126	119	179	196	207
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	3 388	4 500	3 441	3 039	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging, 1985-2002
Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2002

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>				Påløpte investerings- kostn. <i>Accrued invest- ment costs</i>
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>							
1985	21 104	19 470	20 708	20 135	19 158
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 831
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	21 022
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 683
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 659
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 262
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 190
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	35 191
2000	22 238	20 439	21 286	23 223	22 744	22 421	22 486	22 799
2001	13 631	15 174	15 500	17 106	18 618
2002	10 541
	Prosent <i>Percent</i>							
1985	110	102	108	105	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	93	105	101	109	111	97	99	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100
1999	60	81	93	92	101	111	97	100
2000	98	90	93	102	100	98	99	100

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet, 1985-2000.
Field development. Commodity costs accrued abroad, 1985-2000.

År <i>Year</i>	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>		Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>		Millioner kroner <i>Million NOK</i>	
1985	10 328	1 902	18,4	
1986	12 338	2 599	21,1	
1987	10 346	1 729	16,7	
1988	8 056	2 331	28,9	
1989	9 745	3 757	38,6	
1990	12 562	2 329	18,5	
1991	12 092	2 106	17,4	
1992	14 654	2 178	14,9	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995	12 726	5 056	39,7	
1996	15 550	4 956	31,9	
1997	21 685	6 130	28,3	
1998	26 313	7 445	28,3	
1999	21 716	5 125	23,6	
2000	13 051	2 083	16,0	

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

20.a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1996-2001. Mill.kr.
Commodity and service costs¹. Field development. 1996-2001. Million NOK.

	1996	1997	1998	1999	2000	2001 1.kv. Q1
I alt Total	22 066	29 035	35 067	29 375	17 833	2 797
Byggekontrakter Contacts on construction	12 685	19 315	25 322	19 971	12 409	2 186
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	4 255	5 207	5 353	1 890	559	194
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	50	-	-	-	-	83
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	1 966	2 209	5 101	1 633	39	-15
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	9	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	536	804	955	724	42
Dekk <i>Decks</i>	1 004	1 420	2 388	639	615	405
Moduler <i>Modules</i>	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011	1 011
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	7	56	54	10	157	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> ..	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304	466
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	2 866	2 369	990	1 745	642	140
Tjenester Services	6 515	7 352	8 754	7 659	4 782	471
Engineering <i>Engineering</i>	829	1 192	1 602	1 128	353	15
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	433	511	602	245	96	16
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248	152
Andre tjenester <i>Other Services</i>	2 451	3 291	3 417	3 744	2 086	306

¹ Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

20.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1996-2001. Millioner kroner.
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1996-2001. Million NOK.

	1996	1997	1998	1999	2000	1 kv. 2001 Q1 2001
I alt Total	6 769	7 685	8 826	6 810	2 826	431
Byggekontrakter Contacts on construction	3 626	5 246	6 523	4 462	1 948	335
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	639	752	1 984	829	19	9
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> ..	1 705	1 138	1 103	643	13	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	422	658	662	63	40
Dekk <i>Decks</i>	438	681	452	78	7	3
Moduler <i>Modules</i>	521	955	1 010	1 482	1 246	50
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	323	1 298	1 316	768	602	233
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	1 331	884	921	663	134	4
Tjenester Services	1 813	1 555	1 382	1 685	743	92
Engineering <i>Engineering</i>	27	46	302	62	5	2
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	9	-	55	175	3	1
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 365	1 258	632	983	667	69
Andre tjenester <i>Other Services</i>	411	250	393	466	68	20

¹ Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

20.c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹. 1996-2001. Prosent.
Commodity and service costs¹. Field development. 1996-2001. Per cent.

	1996	1997	1998	1999	2000	1 kv. 2001 Q1 2001
I alt Total	30,7	26,5	25,2	23,2	15,8	15,4
Byggekontrakter Contacts on construction	28,6	27,2	25,8	22,3	15,7	15,3
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	15,0	14,4	37,1	43,9	3,5	4,5
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	86,7	51,5	21,6	39,4	32,6	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	78,7	81,9	69,2	8,7	94,8
Dekk <i>Decks</i>	43,6	47,9	18,9	12,2	1,1	0,9
Moduler <i>Modules</i>	18,6	18,0	14,2	13,5	17,8	5,0
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	12,5	28,4	29,1	20,0	18,2	49,9
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	46,4	37,3	93,0	38,0	20,9	2,7
Tjenester Services	27,8	21,2	15,8	22,0	15,5	19,5
Engineering <i>Engineering</i>	3,3	3,9	18,8	5,5	1,4	10,4
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	2,2	-	9,1	71,2	3,6	8,7
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	48,7	53,4	20,2	38,7	29,7	45,4
Andre tjenester <i>Other Services</i>	16,8	7,6	11,5	12,4	3,3	6,6

¹ Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-2000. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Produksjonsboring i alt Production drilling, total	4 436	5 826	8 165	8 294	7 643	9 360	12 140	17 408	19 268	21 100
Borefartøyer Drilling rigs	718	1 224	1 911	1 749	1 814	2 813	3 824	6 006	6 411	7 442
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	697	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 072	5 974
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	22	384	385	283	231	667	681	1 283	1 340	1 468
Transportkostnader Transport costs	254	366	551	622	503	573	941	1 296	1 280	1 429
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	122	143	207	204	158	165	282	273	412	313
Båter <i>Vessels</i>	133	223	344	419	345	408	659	1 022	868	1 116
Varer Commodities	1 600	2 049	2 654	2 586	2 094	2 335	2 709	3 417	4 125	4 544
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	836	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103	2 428
Sement <i>Cement</i>	105	112	178	163	129	158	166	194	240	220
Boreslam <i>Drilling mud</i>	249	314	454	619	582	642	639	837	881	803
Drivstoff <i>Fuel</i>	31	48	79	69	26	61	66	84	108	281
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	284	347	462	548	247	269	325	411	508	420
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	93	101	128	191	130	186	389	311	286	392
Tekniske tjenester Technical services	1 863	2 187	3 049	3 336	3 232	3 640	4 666	6 689	7 452	7 686
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	39	35	6	0	0	4	105	8	89	122
Sementtjenester <i>Cement services</i>	51	39	107	93	43	57	95	140	117	205
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	104	89	171	265	51	90	140	130	155	341
Logging <i>Logging</i>	120	191	381	361	280	384	456	760	703	1 171
Testing <i>Testing</i>	28	21	105	80	125	119	114	165	280	87
Dykking <i>Diving</i>	14	24	64	58	33	57	82	191	197	217
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	61	138	163	132	159	195	218	252	255	440
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 656	5 103

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . **More information:** <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q1 1999 - Q1 2001.
 Million NOK

	1999				2000				2001
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1
Feltutbygging Field development									
Produksjonsboring i alt									
Production drilling, total.	1 194	1 132	1 126	1 447	1 162	871	1 009	1 449	1 589
Borefartøyer Drilling rigs.	600	231	271	538	493	388	426	713	682
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	352	168	225	339	409	328	399	601	579
Andre kostnader <i>Other costs</i>	247	63	46	199	84	60	27	112	103
Transportkostnader Transportation costs	85	155	97	150	115	122	9	98	162
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	0	86	37	48	23	17	14	15	22
Båter <i>Vessels</i>	85	69	60	101	92	105	-5	83	140
Varer Commodities.	164	215	235	302	255	207	237	188	227
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	116	114	136	167	105	78	107	54	117
Sement <i>Cement</i>	5	8	13	7	25	11	7	13	17
Boreslam <i>Drilling mud</i>	29	39	59	51	36	27	39	48	53
Drivstoff <i>Fuel</i>	11	3	12	9	20	19	16	19	18
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	0	16	11	47	19	13	14	6	6
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	4	35	3	22	50	60	54	50	15
Tjenester Services.	345	532	523	457	299	153	336	449	518
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	1	3	7	32	25	0	-	-	2
Sementtjenester <i>Cement services</i>	7	6	7	11	10	9	12	9	14
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	7	8	5	18	28	16	10	16	27
Logging <i>Logging</i>	24	29	-60	97	-40	52	41	-81	199
Testing <i>Testing</i>	19	11	106	19	0	6	2	10	6
Dykking <i>Diving</i>	16	7	8	13	13	14	7	18	15
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	15	12	18	27	21	11	7	20	26
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	256	455	431	239	240	45	257	457	230
Felt i drift Fields on stream									
Produksjonsboring i alt									
Production drilling, total.	3 388	4 500	3 441	3 039	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271
Borefartøyer Drilling rigs.	915	1 383	1 239	1 234	1 535	1 168	1 279	1 438	1 249
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	791	1 189	1 067	941	1 000	1 108	1 044	1 084	916
Andre kostnader <i>Other costs</i>	124	195	172	293	535	60	235	354	333
Transportkostnader Transportation costs	188	238	179	189	253	282	227	323	244
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	56	75	63	48	72	60	52	60	68
Båter <i>Vessels</i>	132	163	116	141	181	223	175	262	177
Varer Commodities.	712	1 113	698	686	700	941	1 133	883	1 032
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	285	471	325	489	383	513	644	545	665
Sement <i>Cement</i>	48	71	55	33	31	46	109	-21	30
Boreslam <i>Drilling mud</i>	184	261	178	81	118	186	182	167	154
Drivstoff <i>Fuel</i>	15	19	21	18	48	41	56	63	41
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	89	165	127	53	72	101	106	89	89
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	91	126	-7	13	49	53	36	40	52
Tjenester Services.	1 573	1 766	1 326	931	1 261	1 751	1 637	1 798	1 746
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	0	36	2	7	53	18	15	11	10
Sementtjenester <i>Cement services</i>	11	19	30	25	31	44	40	50	57
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	25	40	23	28	39	70	89	72	59
Logging <i>Logging</i>	108	139	125	241	227	262	314	395	285
Testing <i>Testing</i>	18	56	37	14	9	12	21	27	9
Dykking <i>Diving</i>	30	60	26	36	27	60	36	41	29
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	38	59	40	47	84	103	99	94	46
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 343	1 357	1 043	532	790	1 182	1 023	1 108	1 251

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20>. More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20>.

23.a. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	I alt ²	Ekofisk ⁷	Frigg ^{3, 4, 5}	Statfjord ⁵	Murchison ⁵	Valhall	Heimdal ³	Oseberg ⁶	Ula
1971	301	301	-	-	-	-	-	-	-
1972	1 626	1 626	-	-	-	-	-	-	-
1973	1 577	1 577	-	-	-	-	-	-	-
1974	1 700	1 700	-	-	-	-	-	-	-
1975	9 241	9 241	-	-	-	-	-	-	-
1976	13 799	13 799	-	-	-	-	-	-	-
1977	13 544	13 544	-	-	-	-	-	-	-
1978	16 957	16 957	-	-	-	-	-	-	-
1979	18 819	18 604	-	215	-	-	-	-	-
1980	24 451	21 531	-	2 839	81	-	-	-	-
1981	23 450	16 273	-	6 575	602	-	-	-	-
1982	24 515	14 150	-	9 441	857	67	-	-	-
1983	30 482	13 031	-	15 803	880	769	-	-	-
1984	34 682	11 172	34	18 610	2 447	2 419	-	-	-
1985	38 342	10 419	74	23 872	1 458	2 401	-	-	-
1986	42 483	8 746	57	29 420	815	2 182	248	241	738
1987	49 316	7 515	45	30 100	298	3 009	398	676	3 725
1988	56 125	9 388	21	29 678	430	3 204	429	960	4 395
1989	74 528	10 775	23	29 146	409	3 442	371	11 492	4 371
1990	81 745	10 915	21	28 738	247	3 619	377	14 717	4 747
1991	94 181	10 754	35	29 646	320	3 241	361	17 814	5 781
1992	106 977	10 821	36	31 483	386	3 471	370	22 204	6 237
1993	114 184	11 388	22	28 498	247	3 048	378	24 196	6 237
1994	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1996	156 788	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1997	156 215	15 691	99	17 487	224	4 034	324	23 004	1 924
1998	150 006	14 213	55	14 509	246	4 489	161	20 287	1 442
1999	148 728	13 877	10	11 231	234	4 595	104	16 341	1 254
2000	158 625	15 914	0	10 363	140	3 911	0	13 355	1 001
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	78 791	7 942	0	4 866	79	1 978	0	7 174	512
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	80 058	8 364	1	5 329	61	1 912	0	4 721	556
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	13 823	1 371	-	868	15	394	-	1 316	93
Feb. <i>Feb.</i>	13 116	1 257	-	898	15	307	-	1 173	84
Mars <i>March</i>	13 639	1 318	-	821	15	337	-	1 293	82
April <i>April</i>	12 481	1 310	-	770	15	326	-	1 144	88
Mai <i>May</i>	13 200	1 361	-	772	10	278	-	1 108	84
Juni <i>June</i>	12 531	1 325	-	736	10	336	-	1 139	82
Juli <i>July</i>	14 363	1 386	-	878	10	352	-	1 223	87
Aug. <i>Aug.</i>	12 673	1 314	-	954	10	275	-	1 062	84
Sep. <i>Sep.</i>	12 085	1 158	0	923	10	244	-	1 004	77
Okt. <i>Oct.</i>	13 429	1 392	-	901	10	369	-	1 017	67
Nov. <i>Nov.</i>	13 459	1 336	-	903	10	339	-	917	82
Des. <i>Dec.</i>	13 824	1 387	0	937	10	355	-	957	92
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. <i>Feb.</i>	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars <i>March</i>	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113
April <i>April</i>	13 718	1 425	0	935	10	316	-	855	111
Mai <i>May</i>	12 993	1 437	0	945	10	326	-	834	66
Juni <i>June</i>	12 614	1 343	0	733	10	310	-	499	81

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpigetall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* ³ Hovedsakelig kondensat. *Mainly condensate.* ⁴ Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg.* ⁵ Norsk andel. *Norwegian share.* ⁶ Produksjon fra produksjonsskipet «Petrojarl» før juli 1988. Medregnet TOGI-kondensat. *Production from the production ship 'Petrojarl' prior to July 1988. Includes TOGI-condensate.* ⁷ Inkluderer Embla. *Includes Embla.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

23.b. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Gullfaks ⁷ Tommeliten	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre	Draugen
1975	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	35	-	-	-	-	-	-	-
1987	3 549	-	-	-	-	-	-	-
1988	7 432	189	-	-	-	-	-	-
1989	13 772	727	-	-	-	-	-	-
1990	12 924	659	2 533	1 188	129	7	-	-
1991	17 642	472	2 930	2 682	1 309	138	111	-
1992	22 198	425	3 334	3 072	1 111	104	-	1 353
1993	25 432	384	3 315	3 169	750	55	-	6 036
1994	27 089	253	3 817	3 275	539	-	-	8 654
1995	24 757	191	3 781	2 953	457	-	-	9 783
1996	22 421	161	3 452	2 657	486	-	-	9 682
1997	21 202	122	2 867	2 124	403	-	-	8 933
1998	17 641	61	2 732	1 471	263	-	-	8 688
1999	17 063	-	1 581	1 342	107	-	595	8 019
2000	14 266	0	2 022	952	79	0	3 416	7 420
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	7 562	-	1 151	515	40	-	1 823	3 555
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	6 277	-	868	540	161	-	1 542	4 068
2000								
Jan. <i>Jan.</i>	1 355	-	225	94	6	-	314	605
Feb. <i>Feb.</i>	1 332	-	177	90	7	-	289	609
Mars <i>March</i>	1 231	-	206	76	7	-	318	568
April <i>April</i>	1 056	-	208	88	6	-	306	435
Mai <i>May</i>	1 315	-	178	81	9	-	306	641
Juni <i>June</i>	1 273	-	157	86	6	-	291	697
Juli <i>July</i>	1 321	-	171	88	9	-	270	790
Aug. <i>Aug.</i>	704	-	59	74	5	-	266	710
Sep. <i>Sep.</i>	1 218	-	162	51	6	-	251	305
Okt. <i>Oct.</i>	1 042	-	152	77	11	-	287	633
Nov. <i>Nov.</i>	1 205	-	159	76	4	-	250	675
Des. <i>Dec.</i>	1 214	-	167	71	3	-	268	751
2001								
Jan. <i>Jan.</i>	1 133	-	171	78	24	-	256	747
Feb. <i>Feb.</i>	1 042	-	154	80	25	-	193	606
Mars <i>March</i>	1 088	-	142	100	28	-	209	607
April <i>April</i>	1 109	-	160	97	27	-	285	693
Mai <i>May</i>	862	-	159	95	32	-	295	671
Juni <i>June</i>	1 044	-	83	90	26	-	304	744

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ⁷ Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english/subjects/10/06/20/>.

23.c. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Brage	Sleipner ⁸	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Heidrun	Troll Vest	Yme
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	923	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	113	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	891	325	-	-	-	-	-	-	-
1994	4 544	2 710	1 382	502	-	-	-	-	-
1995	5 312	3 662	3 589	2 721	2 154	380	934	2 536	-
1996	5 452	4 252	3 862	2 842	2 823	1 651	11 034	11 533	1 057
1997	4 981	5 699	3 686	3 529	3 325	1 148	11 913	11 011	1 744
1998	4 711	5 392	3 474	3 596	2 574	577	10 350	11 277	1 710
1999	3 249	5 897	3 847	3 223	2 874	412	11 147	10 642	1 426
2000	2 256	4 992	3 447	2 589	3 388	222	9 303	9 579	1 173
Januar -Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	1 176	2 754	1 749	1 402	1 546	129	4 483	4 871	661
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	1 001	2 381	1 901	1 014	1 337	22	4 331	4 442	241
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	198	498	336	246	279	24	905	891	139
Feb. <i>Feb.</i>	203	402	305	249	287	22	816	798	105
Mars <i>March</i>	187	467	332	256	301	21	825	850	99
April <i>April</i>	182	460	105	243	300	20	778	806	95
Mai <i>May</i>	208	460	341	233	328	22	388	783	105
Juni <i>June</i>	197	468	331	175	51	20	771	743	118
Juli <i>July</i>	196	479	343	221	319	20	848	807	123
Aug. <i>Aug.</i>	196	195	304	236	330	19	790	770	107
Sep. <i>Sep.</i>	170	223	317	203	312	16	772	751	53
Okt. <i>Oct.</i>	166	471	122	187	315	13	787	764	96
Nov. <i>Nov.</i>	178	431	244	174	286	12	816	771	80
Des. <i>Dec.</i>	174	440	368	166	280	12	807	844	54
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	199	440	363	170	253	11	757	809	60
Feb. <i>Feb.</i>	168	399	312	155	213	8	691	682	65
Mars <i>March</i>	174	430	368	169	239	3	733	744	88
April <i>April</i>	178	252	371	176	219	-	693	785	28
Mai <i>May</i>	187	454	117	176	213	-	731	781	-
Juni <i>June</i>	96	406	372	167	199	-	724	639	-

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ⁸ Gjelder både Sleipner Øst, Sleipner Vest og Loke.
Includes both Sleipner Øst, Sleipner Vest and Loke.

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

23.d. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Vigdis	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg
1975	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-
1997	1 120	26	92	224	353	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-
1999	4 339	-	-	3 465	6 441	1 394
2000	3 894	-	-	3 187	8 857	1 469
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	2 036	-	-	1 542	4 055	716
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	1 826	-	-	1 269	5 019	576
2000 <i>2000</i>						
Jan. <i>Jan.</i>	383	-	-	261	704	139
Feb. <i>Feb.</i>	363	-	-	234	692	87
Mars <i>March</i>	377	-	-	271	725	179
April <i>April</i>	224	-	-	274	453	124
Mai <i>May</i>	382	-	-	208	763	96
Juni <i>June</i>	307	-	-	292	718	91
Juli <i>July</i>	426	-	-	294	767	140
Aug. <i>Aug.</i>	273	-	-	276	733	140
Sep. <i>Sep.</i>	82	-	-	162	794	128
Okt. <i>Oct.</i>	329	-	-	310	882	110
Nov. <i>Nov.</i>	357	-	-	293	809	115
Des. <i>Dec.</i>	391	-	-	310	817	120
2001 <i>2001</i>						
Jan. <i>Jan.</i>	367	-	-	295	754	109
Feb. <i>Feb.</i>	323	-	-	216	742	96
Mars <i>March</i>	308	-	-	211	878	109
April <i>April</i>	295	-	-	187	895	100
Mai <i>May</i>	285	-	-	189	907	72
Juni <i>June</i>	249	-	-	170	843	90

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

23.e. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Visund	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør
1975	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-
1999	527	3 053	697	472	-	-
2000	1 931	6 842	6 090	6 577	-	-
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	1 003	3 249	2 732	2 819	0	0
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	998	4 682	2 805	3 993	1 568	1 551
2000						
Jan. <i>Jan.</i>	139	525	386	375	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	130	598	385	407	-	-
Mars <i>March</i>	217	527	461	432	-	-
April <i>April</i>	167	617	480	507	-	-
Mai <i>May</i>	185	625	499	528	-	-
Juni <i>June</i>	166	357	521	570	-	-
Juli <i>July</i>	153	569	535	628	-	-
Aug. <i>Aug.</i>	75	565	591	629	-	-
Sep. <i>Sep.</i>	215	517	522	599	-	-
Okt. <i>Oct.</i>	191	578	584	653	-	-
Nov. <i>Nov.</i>	151	699	568	622	-	-
Des. <i>Dec.</i>	143	667	559	626	-	-
2001						
Jan. <i>Jan.</i>	164	806	551	631	285	330
Feb. <i>Feb.</i>	174	674	473	605	246	221
Mars <i>March</i>	172	807	508	689	273	215
April <i>April</i>	152	804	468	666	269	256
Mai <i>May</i>	167	736	443	734	311	281
Juni <i>June</i>	169	855	361	668	183	248

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

24.a. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	I alt ¹ Total ¹	Ekofisk ⁴	Frigg ^{2,3}	Statfjord ³	Murchison ³	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks ⁵
1977	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-	-
1978	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-	-
1979	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-	-
1980	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-	-
1981	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-	-
1982	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-	-
1983	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-	-
1984	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-	-
1985	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-	-
1986	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50	-
1987	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345	225
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448	821
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440	1 338
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438	1 288
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559	1 649
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592	2 189
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609	2 471
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457	2 514
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331	2 249
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249	1 994
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218	1 780
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81	1 764
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49	1 294
2000	53 018	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	26 577	2 477	318	1 113	5	447	-	20	673
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	26 644	2 630	423	931	5	450	-	27	657
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	5 176	418	68	186	1	74	-	4	105
Feb. <i>Feb.</i>	4 875	403	61	199	1	71	-	3	112
Mars <i>March</i>	5 275	423	65	181	1	81	-	3	106
April <i>April</i>	4 325	400	60	143	1	77	-	3	177
Mai <i>May</i>	3 717	419	47	145	1	65	-	4	103
Juni <i>June</i>	3 209	416	17	259	1	79	-	2	69
Juli <i>July</i>	3 413	447	19	142	1	81	-	3	193
Aug. <i>Aug.</i>	3 143	402	41	215	1	62	-	5	71
Sep. <i>Sep.</i>	3 692	336	63	183	1	49	-	5	300
Okt. <i>Oct.</i>	4 713	433	73	127	1	85	-	3	294
Nov. <i>Nov.</i>	5 638	409	72	184	1	78	-	4	203
Des. <i>Dec.</i>	5 842	425	78	217	1	84	-	5	175
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	5 756	422	69	149	1	82	-	5	147
Feb. <i>Feb.</i>	4 092	371	69	144	1	72	-	4	111
Mars <i>March</i>	4 458	423	84	160	1	75	-	5	103
April <i>April</i>	4 138	481	65	136	1	70	-	5	104
Mai <i>May</i>	4 199	465	69	201	1	76	-	3	98
Juni <i>June</i>	4 001	467	66	140	1	75	-	4	94

¹ Årstellene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* ² Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg.* ³ Norsk andel. *Norwegian share.* ⁴ Inkluderer Embla. *Includes Embla.* ⁵ Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

24.b. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Tommeliten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage	Sleipner ⁷
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	260	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	1 069	77	-	-	-	-	-	-	-
1990	1 375	107	210	169	20	7	-	-	-
1991	1 115	135	368	488	190	37	-	-	-
1992	1 318	236	427	556	185	28	106	-	-
1993	1 466	275	422	567	191	15	515	44	843
1994	1 130	288	514	559	132	-	722	279	4 011
1995	999	286	521	586	114	-	841	272	5 063
1996	785	304	478	677	116	-	691	359	7 673
1997	571	383	201	585	88	-	876	250	8 096
1998	381	315	341	537	55	-	1 087	314	8 464
1999	-	275	150	517	17	-	454	176	11 139
2000	-	1 702	288	322	11	-	493	190	11 761
Januar - Juni 2000 January - June 2000	-	179	205	194	6	-	222	87	6 666
Januar - Juni 2001 January - June 2001	-	1 461	85	155	21	-	339	114	5 569
2000									
Jan. Jan.	-	30	22	40	1	-	39	6	1 340
Feb. Feb.	-	32	30	40	1	-	34	12	1 137
Mars March	-	35	49	26	1	-	32	18	1 281
April April	-	26	49	31	1	-	31	17	1 130
Mai May	-	27	44	28	1	-	39	18	937
Juni June	-	28	11	28	1	-	47	17	840
Juli July	-	30	7	28	1	-	48	16	851
Aug Aug	-	27	4	20	1	-	46	19	350
Sep Sep	-	29	10	16	1	-	22	18	578
Okt Oct	-	478	15	22	2	-	51	17	954
Nov Nov	-	490	17	22	1	-	46	17	1 102
Des Dec	-	468	30	19	0	-	58	15	1 259
2001									
Jan. Jan.	-	294	39	22	3	-	65	23	1 455
Feb. Feb.	-	295	21	20	3	-	57	18	874
Mars March	-	336	6	30	3	-	43	17	804
April April	-	330	7	29	3	-	61	20	536
Mai May	-	156	9	28	5	-	58	24	1 122
Juni June	-	50	4	26	4	-	54	12	779

⁷ Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . **More information:** <http://www.english/subjects/10/06/20/> .

24.c. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Tordis Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrun
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	145	-	-	-	-	-	-
1995	363	65	105	159	18	-	5
1996	382	225	337	345	192	5 434	105
1997	399	293	187	289	434	13 928	127
1998	385	258	174	164	490	19 593	122
1999	348	306	173	285	881	24 769	125
2000	283	428	151	355	1 124	23 574	117
Januar - Juni 2000 <i>January - June 2000</i>	128	185	68	176	546	12 361	56
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	148	222	72	43	588	8 351	353
2000							
Jan. <i>Jan.</i>	30	35	13	25	99	2 545	11
Feb. <i>Feb.</i>	27	32	12	27	94	2 481	10
Mars <i>March</i>	30	36	13	32	95	2 697	11
April <i>April</i>	9	35	12	28	104	1 890	10
Mai <i>May</i>	23	37	13	30	92	1 550	5
Juni <i>June</i>	11	9	5	34	62	1 198	10
Juli <i>July</i>	45	38	13	32	96	1 222	10
Aug. <i>Aug.</i>	15	42	15	43	97	1 564	10
Sep. <i>Sep.</i>	38	44	15	28	84	1 780	10
Okt. <i>Oct.</i>	12	46	15	26	84	1 778	10
Nov. <i>Nov.</i>	17	34	11	26	101	2 356	10
Des. <i>Dec.</i>	28	39	13	24	116	2 513	11
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	23	46	15	27	83	2 136	11
Feb. <i>Feb.</i>	14	39	12	16	88	1 207	62
Mars <i>March</i>	34	34	11	-	97	1 380	75
April <i>April</i>	35	35	11	-	128	1 244	68
Mai <i>May</i>	11	35	11	-	122	1 176	51
Juni <i>June</i>	30	34	11	-	70	1 208	86

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english/subjects/10/06/20/>.

24.d. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Yme	Draugen	Vigdis	Jotun	Åsgard	Norve
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	256	611	-
Januar - Juni 2000 January - June 2000	28	313	30	75	-	-
Januar - Juni 2001 January - June 2001	-	302	-	127	3 087	484
2000						
Jan. Jan.	5	49	30	-	-	-
Feb. Feb.	5	53	-	-	-	-
Mars March	4	57	-	-	-	-
April April	4	60	-	25	-	-
Mai May	4	61	-	24	-	-
Juni June	5	33	-	26	-	-
Juli July	-	61	-	27	-	-
Aug Aug.	-	63	-	30	-	-
Sep Sep	-	57	-	26	-	-
Okt Oct.	-	62	-	31	95	-
Nov Nov	-	58	-	36	343	-
Des Dec	-	56	-	32	173	-
2001						
Jan. Jan.	-	71	-	27	539	-
Feb. Feb.	-	38	-	23	453	81
Mars March	-	50	-	23	547	117
April April	-	57	-	21	583	108
Mai May	-	31	-	18	351	77
Juni June	-	55	-	15	614	100

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2001
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2001

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	1 000 tonn 1 000 tons					Millioner kroner Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	131 269	35 282	33 274	30 388	32 324	91 083	27 578	23 222	20 657	19 626
1999	128 506	31 044	31 062	31 487	34 913	133 678	19 775	27 247	37 491	49 166
2000	137 637	34 037	33 118	34 979	35 502	258 836	56 292	58 610	70 270	73 663
2001*	...	36 165	33 551	34 844	61 346	61 735	58 956	...

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. Source: Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. More information: http://www.ssb.no/english.subjects/09/05/muh_en/.

26. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981 - 2001
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-2001

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	Millioner Sm ³ Million Sm ³					Millioner kroner Million NOK				
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	45 479	13 209	11 401	8 808	12 061	27 504	8 034	6 840	5 331	7 299
1999	46 733	12 740	11 117	9 819	13 056	25 549	6 489	5 721	5 767	7 572
2000	48 521	14 581	10 267	8 881	14 792	47 789	11 874	8 430	10 345	17 140
2001*	...	12 869	11 393	12 761	12 805	11 342	16 537	...

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdledning i retning utlandet. *The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.*

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. **Source:** Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. **More information:** http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/.

27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2001
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2001.

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass ¹ Natural Gas ¹			
		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		Kr/tonn NOK/ton					Kroner/Sm ³ NOK/Sm ³			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	989	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	694	782	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 040	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 881	1 654	1 770	2 009	2 075	0,98	0,81	0,82	1,16	1,16
2001*	...	1 696	1 840	1 692	1,00	1,00	1,30	...

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdledning i retning utlandet. *The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.*

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. **Source:** Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. **More information:** http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/.

28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 3. kvartal 1999 - 2. kvartal 2001
Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q3 1999 - Q2 2001

Land Country	1999				2000			
	3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1		2.kv. Q2	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	31 487	37 491	34 913	49 166	34 037	56 292	33 118	58 610
Aruba <i>Aruba</i>	-	-	147	198	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	548	639	282	381	415	682	494	921
Canada <i>Canada</i>	3 601	4 272	4 814	6 565	4 087	6 454	3 832	6 421
Danmark <i>Denmark</i>	748	895	696	970	597	985	387	716
Finland <i>Finland</i>	595	730	930	1 291	314	475	447	786
Frankrike <i>France</i>	2 400	2 895	2 719	3 869	4 292	7 140	2 638	4 770
Irland <i>Ireland</i>	567	704	580	881	745	1 230	662	1 238
Italia <i>Italy</i>	358	402	398	571	579	904	451	712
Japan <i>Japan</i>	208	254	151	215	-	-	134	219
Kina <i>China</i>	415	513	1 201	1 812	-	-	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 085	6 273	6 913	9 964	5 880	9 881	4 752	8 498
Polen <i>Poland</i>	113	137	118	153	-	-	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	344	389	260	358	-	-	168	323
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	279	365	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i>	84	111	1 349	1 998	-	-	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	9 562	11 060	9 852	13 668	10 534	17 896	10 981	19 702
Sverige <i>Sweden</i>	1 782	2 184	2 346	3 412	2 592	4 286	2 417	4 312
Sør-Korea <i>South Korea</i>	431	511	-	-	-	-	960	1 762
Tyskland <i>Germany</i>	1 138	1 379	1 348	1 988	1 055	1 772	1 089	1 941
USA <i>USA</i>	3 592	4 255	1 880	2 505	2 946	4 588	3 706	6 288
	2000				2001*			
	3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1		2.kv. Q2	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	34 979	70 270	35 502	73 663	36 165	61 346	33 551	61 735
Bahamas <i>Bahamas</i>	140	293	-	-	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	967	2 002	1 495	3 148	524	915	1 045	1 953
Canada <i>Canada</i>	4 018	7 750	3 654	7 208	3 301	5 460	2 991	5 326
Danmark <i>Denmark</i>	666	1 406	634	1 309	767	1 331	170	318
Finland <i>Finland</i>	625	1 198	1 120	2 349	568	977	209	390
Frankrike <i>France</i>	3 728	7 639	3 966	8 452	3 793	6 550	2 931	5 469
Irland <i>Ireland</i>	733	1 550	735	1 530	988	1 695	740	1 388
Italia <i>Italy</i>	287	529	702	1 368	288	435	425	750
Kina <i>China</i>	264	538	-	-	884	1 381	803	1 437
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 207	10 589	5 940	12 628	5 464	9 427	4 714	8 763
Portugal <i>Portugal</i>	156	332	81 726	180	78	146	308	576
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	82	135	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	10 788	21 854	11 289	23 434	11 852	19 957	10 757	19 841
Sverige <i>Sweden</i>	1 959	4 035	2 041	4 237	2 203	3 798	2 242	4 205
Tyskland <i>Germany</i>	1 829	3 806	1 581	3 396	2 520	4 382	2 003	3 801
USA	3 613	6 750	2 264	4 425	2 854	4 758	4 214	7 517

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. **Source:** Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. **More information:** http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/.

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 3. kvartal 1999-2. kvartal 2001
Exports of Norwegian produced natural gas¹ . By destination. Q3 1999-Q2 2001

Land Country	1999				2000			
	3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1		2.kv. Q2	
	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	9 819	5 767	13 056	7 572	14 581	11 874	10 267	8 430
Belgia <i>Belgium</i>	941	555	1 464	864	1 519	1 254	1 257	1 038
Frankrike <i>France</i>	2 847	1 679	4 900	2 891	3 872	3 197	2 399	1 981
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 146	676	1 471	868	1 472	1 216	1 204	994
Spania <i>Spain</i>	629	371	631	372	625	516	617	509
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	115	42	582	213	824	515	232	145
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	320	189	348	205	440	363	440	364
Tyskland <i>Germany</i>	3 820	2 254	3 661	2 159	5 829	4 813	4 117	3 399
	2000				2001*			
	3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1		2.kv. Q2	
	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	8 881	10 345	14 792	17 140	12 869	12 805	11 393	11 342
Belgia <i>Belgium</i>	1 058	1 238	1 717	2 009	1 539	1 539	1 157	1 157
Frankrike <i>France</i>	1 938	2 266	3 793	4 438	5 144	5 144	4 666	4 666
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 042	1 219	1 367	1 599	796	796	753	753
Polen <i>Poland</i>	-	-	51	59	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i>	630	737	632	739	569	569	538	538
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	220	213	816	791	320	256	255	204
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	427	499	560	655	228	228	215	215
Tyskland <i>Germany</i>	3 568	4 173	5 856	6 851	4 272	4 272	3 808	3 808

¹ FOB norsk kontinentalgrense. *FOB border of the Norwegian Continental Shelf.*

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. **Source:** Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. **More information:** http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/.

30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler¹. Reviderte tall. 1999-2000
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. Revised figures. 1999-2000

	1999		2000	
	Mengde 1000 tonn Quantity 1000 tons	Verdi millioner kroner Value million NOK	Mengde 1000 tonn Quantity 1000 tons	Verdi millioner kroner Value million NOK
I alt etter land Total, by country.....	127 616	134 682	137 687	257 969
Belgia <i>Belgium</i>	1 637	1 645	3 537	6 999
Danmark <i>Denmark</i>	3 320	3 295	2 283	4 415
Finland <i>Finland</i>	2 517	2 749	2 514	4 827
Frankrike <i>France</i>	13 738	14 598	19 743	37 927
Irland <i>Ireland</i>	2 482	2 602	2 875	5 548
Italia <i>Italy</i>	3 526	3 657	2 813	5 027
Nederland <i>The Netherlands</i>	23 492	25 361	22 777	43 379
Polen <i>Poland</i>	343	388	84	165
Portugal <i>Portugal</i>	999	1 098	763	1 518
Spania <i>Spain</i>	167	174	164	301
Storbritannia <i>Great Britain</i>	23 664	24 993	30 729	57 676
Sverige <i>Sweden</i>	8 940	9 285	9 009	16 870
Tyskland <i>Germany</i>	9 781	10 226	8 680	16 605
Japan <i>Japan</i>	1 159	1 075	134	219
Kina <i>China</i>	2 157	2 823	264	538
Sør Korea <i>South Korea</i>	725	775	960	1 762
Singapore <i>Singapore</i>	280	366	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i>	503	430	-	-
Aruba <i>Aruba</i>	147	198	-	-
Bahamas <i>Bahamas</i>	-	-	140	293
Canada <i>Canada</i>	14 594	15 497	15 592	27 835
USA <i>USA</i>	13 445	13 447	14 626	26 065

¹ Råolje er den største enkeltvaren i utenrikshandelen. I følge definisjoner for statistikkføringen oppfattes all olje i rør til Storbritannia som eksport til dette landet. Imidlertid selger norske eiere den stabiliserte råoljen fra terminalene i Storbritannia til tredjeland. Dette framgår ikke av utenrikshandelsstatistikken. Denne tabellen gir derfor statistikkbrukerne et bedre bilde av det faktiske råoljesalget til utlandet enn utenrikshandelsstatistikken. *Crude oil is the most important good in the external trade. According to statistical definitions all unstabilized crude oil transported to Great Britain by pipeline is considered exported to the country. Norwegians exporters are, however, selling the stabilized crude oil from the Teesside and Sullom Voe terminals in Great Britain to third countries. This is not shown in the external trade statistics. This table therefore provides statistics users with a better picture of the actual stabilized crude oil exports.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. **Source:** Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . **More information:** <http://www.englishsubjects/10/06/20/> .

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 2. kvartal 1999 - 2. kvartal 2001. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 2 1999 - Q 2 2001. 1 000 tonnes

	1999			2000				2001	
	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2
Skipninger i alt Total shipments	876	846	897	803	728	625	848	1 125	1 193
Norge <i>Norway</i>	176	199	175	202	146	156	148	226	230
Belgia <i>Belgium</i>	90	112	124	87	78	51	63	100	104
Brasil <i>Brazil</i>	-	8	-	-	20	20	-	31	-
Chile <i>Chile</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Columbia <i>Columbia</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Danmark <i>Denmark</i>	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Dominikanske republikk <i>Dominican Republic</i>	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	16
Finland <i>Finland</i>	25	29	20	11	24	26	16	1	27
Frankrike <i>France</i>	80	21	47	113	55	37	38	90	79
India <i>India</i>	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Irland <i>Ireland</i>	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Island <i>Iceland</i>	-	1	-	-	0	0	-	0	-
Italia <i>Italy</i>	2	24	21	-	-	-	-	-	-
Marokko <i>Marocco</i>	-	-	1	2	-	-	5	4	-
Mexico <i>Mexico</i>	-	-	-	-	42	-	118	50	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	64	54	58	39	64	52	59	101	46
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Polen <i>Poland</i>	-	-	24	18	-	13	41	8	-
Portugal <i>Portugal</i>	5	1	20	15	17	18	28	39	26
Spania <i>Spain</i>	20	14	47	52	31	31	42	70	9
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	63	80	96	65	29	42	34	43	126
Sverige <i>Sweden</i>	180	124	49	-	94	90	49	61	272
Tunisia <i>Tunisia</i>	-	-	-	-	-	-	7	-	-
Tyrkia <i>Turkey</i>	33	120	119	107	79	18	152	173	96
Tyskland <i>Germany</i>	29	37	52	61	11	12	9	32	26
USA <i>USA</i>	106	0	45	32	4	4	32	93	101
Andre <i>Others</i>	-	-	-	-	32	55	7	-	13

¹ Kildematerialet er bearbejdet i SSB. *The source material is revised in Statistics Norway.* ² Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. *Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof.* ³ Sist kjente land. Ikke nødvendigvis endelig forbruksland. *Last known receiving country. Not necessarily country of consumption.*

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990-2001. US dollar/fat
Brent Blend price. Weekly. 1990-2001. USD/barrel

Uke Week	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
1	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06	23,57
2	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01	24,28
3	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20	25,35
4	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20	27,31
5	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64
6	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50
7	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15
8	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33
9	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23
10	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07
11	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62
12	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25
13	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63
14	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92
15	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15
16	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55
17	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65
18	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14
19	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59
20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	20,00	14,50	14,36	28,67	28,14
21	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	19,35	14,70	14,83	28,58	29,52
22	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	18,30	13,60	14,22	29,63	29,02
23	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	16,90	12,10	16,10	28,58	29,01
24	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	17,30	10,95	16,02	30,28	28,70
25	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,80	12,15	15,85	29,17	26,80
26	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	18,40	11,85	16,34	30,64	27,09
27	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,20	11,55	18,47	31,21	25,82
28	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	30,41	25,12
29	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,60	12,20	19,07	28,18	23,42
30	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	19,00	12,65	19,63	25,44	24,21
31	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,10	11,95	19,33	26,18	24,59
32	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	18,50	11,60	20,30	27,86	25,57
33	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,55	12,10	20,49	29,42	25,57
34	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,00	12,25	20,17	30,80	25,54
35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,15	12,40	20,97	34,60	26,56
36	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,05	12,50	21,61	36,37	26,31
37	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,20	13,10	22,95	32,68	27,25
38	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,85	14,50	22,49	33,24	26,84
39	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	20,30	14,55	23,03	29,38	21,14
40	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,75	13,50	22,97	30,09	
41	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	19,60	12,30	21,92	31,03	
42	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,55	11,65	21,17	30,85	
43	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,25	12,30	22,03	31,39	
44	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,05	11,70	21,96	30,94	
45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,50	11,30	24,70	31,46	
46	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,45	10,45	25,04	33,28	
47	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	18,90	10,60	25,97	33,02	
48	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,00	9,90	24,98	32,66	
49	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	17,20	9,45	26,41	28,64	
50	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,00	10,00	25,33	26,71	
51	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	24,05	17,00	9,50	25,84	23,05	
52	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,55	16,05	10,60	25,32	21,86	
Gjennomsnitt for året Yearly average	20,19	19,31	17,07	15,76	16,98	20,61	19,11	12,71	17,88	28,39	..

Kilde: Petroleum Intelligence Weekly. Source: Petroleum Intelligence Weekly.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <http://www.english/subjects/10/06/20/>.

33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2001. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2001. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spotpris Spot price Blend	
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶		Åsgard ⁶
1990															
1. kv. Q1..	20,30	20,35	20,17	.	20,35	19,85	
2. kv. Q2..	16,64	16,52	16,25	.	16,44	15,90	
3. kv. Q3..	26,60	23,47	23,27	.	23,42	26,05	
4. kv. Q4..	34,37	34,30	34,08	.	34,27	32,64	
1991															
1. kv. Q1..	22,27	22,42	22,05	.	22,30	21,13	
2. kv. Q2..	19,25	19,15	18,45	.	18,75	18,85	
3. kv. Q3..	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,10	
4. kv. Q4..	21,30	21,30	20,97	.	21,18	20,68	
1992															
1. kv. Q1..	18,27	18,28	17,85	.	18,10	17,93	
2. kv. Q2..	19,93	19,76	19,45	.	19,33	19,92	
3. kv. Q3..	20,37	20,33	20,12	.	20,27	20,13	
4. kv. Q4..	19,65	19,65	19,48	.	19,64	19,26	
1993															
1. kv. Q1..	18,37	18,32	18,07	.	18,28	18,16	
2. kv. Q2..	18,51	18,53	18,26	.	18,38	18,33	
3. kv. Q3..	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	16,53	
4. kv. Q4..	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	15,28	
1994															
1. kv. Q1..	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	13,90	
2. kv. Q2..	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	15,79	
3. kv. Q3..	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	16,81	
4. kv. Q4..	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	16,54	
1995															
1. kv. Q1..	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	..	16,82	16,71	
2. kv. Q2..	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	18,08	
3. kv. Q3..	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	16,17	
4. kv. Q4..	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	16,94	
1996															
1. kv. Q1..	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	18,56	
2. kv. Q2..	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	19,48	
3. kv. Q3..	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	20,82	
4. kv. Q4..	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	23,57	
1997															
1. kv. Q1..	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	21,15	
2. kv. Q2..	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	18,13	
3. kv. Q3..	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	18,59	
4. kv. Q4..	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	18,56	
1998															
1. kv. Q1..	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	14,02	
2. kv. Q2..	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	13,26	
3. kv. Q3..	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	12,56	
4. kv. Q4..	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,02	
1999															
1. kv. Q1..	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	11,41	
2. kv. Q2..	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	15,43	
3. kv. Q3..	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	20,57	
4. kv. Q4..	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	24,13	
2000															
1. kv. Q1..	27,25	27,35	26,77	27,25	27,30	27,35	27,20	27,25	26,82	26,65	27,57	.	.	26,80	
2. kv. Q2..	26,97	27,07	26,50	26,82	27,03	27,07	27,00	26,82	26,65	26,47	27,68	25,90	26,58	27,15	26,68
3. kv. Q3..	29,80	30,27	29,98	30,17	29,82	30,27	30,05	30,17	29,50	29,45	29,78	28,78	29,77	30,38	30,44
4. kv. Q4..	29,48	30,05	29,55	29,70	29,85	30,03	29,98	29,70	29,43	29,43	30,67	28,80	29,70	30,32	29,61
2001															
1. kv. Q1..	25,85	26,23	25,73	26,02	26,02	26,23	26,27	26,02	25,08	25,67	26,73	24,88	25,80	26,62	25,76
2. kv. Q2..	27,33	27,35	26,92	27,10	27,38	27,35	27,47	27,10	26,32	27,08	28,15	25,35	27,27	27,85	27,25

¹ FOB Teeside. *FOB Teeside.* ² Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. *Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.* ³ FOB lastebøye. *FOB loading buoy.* ⁴ FOB Sture. *FOB Sture.* ⁵ FOB Mongstad. *FOB Mongstad.* ⁶ FOB skip. *FOB ship.* ⁷ FOB Mongstad/fritt levert Tetney. *FOB Mongstad/free delivery/Tetney.*

Kilde: Olje- og energidepartementet. *Petroleum Intelligence Weekly.* **Source:** Ministry of Petroleum and Energy. *Petroleum Intelligence Weekly.*

Mer informasjon: <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2001. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2001. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spotpris Spot price Brent Blend Brent Blend		
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ³ Stat- fjord ³	Gull- faks ^{2,3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶		Heidrun ⁷	Jotun ⁶
1995														
Januar <i>January</i>	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	16,42
Februar <i>February</i>	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	17,01
Mars <i>March</i>	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	16,76
April <i>April</i>	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	16,58
Mai <i>May</i>	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	18,24
Juni <i>June</i>	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	17,30
Juli <i>July</i>	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	15,85
August <i>August</i>	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	16,02
September <i>September</i>	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	16,55
Oktober <i>October</i>	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	16,05
November <i>November</i>	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	16,74
Desember <i>December</i>	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	17,82
1996														
Januar <i>January</i>	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar <i>February</i>	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars <i>March</i>	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April <i>April</i>	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai <i>May</i>	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni <i>June</i>	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli <i>July</i>	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August <i>August</i>	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September <i>September</i>	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober <i>October</i>	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November <i>November</i>	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember <i>December</i>	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64
1997														
Januar <i>January</i>	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	23,58
Februar <i>February</i>	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	20,53
Mars <i>March</i>	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	18,74
April <i>April</i>	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	17,67
Mai <i>May</i>	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	19,25
Juni <i>June</i>	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	17,59
Juli <i>July</i>	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	18,50
August <i>August</i>	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	18,46
September <i>September</i>	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	18,85
Oktober <i>October</i>	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	19,64
November <i>November</i>	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	18,96
Desember <i>December</i>	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	16,86
1998 1998														
Januar <i>January</i>	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	15,04
Februar <i>February</i>	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	13,54
Mars <i>March</i>	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	13,23
April <i>April</i>	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	13,62
Mai <i>May</i>	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	14,30
Juni <i>June</i>	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	11,76
Juli <i>July</i>	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	12,09
August <i>August</i>	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	12,06
September <i>September</i>	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	13,66
Oktober <i>October</i>	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	15,36
November <i>November</i>	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	10,56
Desember <i>December</i>	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	9,89

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2001. US dollar/fat
 (forts.) *Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2001. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spotpris Spot price	
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ³ Stat- fjord ³	Gull- faks ^{2,3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	Brent Blend Brent Blend
1999															
Januar <i>January</i>	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	11,09
Februar <i>February</i>	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	10,26
Mars <i>March</i>	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	12,58
April <i>April</i>	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	15,50
Mai <i>May</i>	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	14,68
Juni <i>June</i>	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	16,56
Juli <i>July</i>	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	19,23
August <i>August</i>	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	20,48
September <i>September</i>															
	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	22,61
Oktober <i>October</i>	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	21,77
November <i>November</i>	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	25,17
Desember <i>December</i>	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	25,73
2000 2000															
Januar <i>January</i>	25,90	25,95	25,60	26,00	26,05	25,95	25,70	26,00	25,65	25,35	26,00	.	.	.	25,12
Februar <i>February</i>	28,20	28,35	27,65	28,15	28,30	28,35	28,20	28,15	27,90	27,50	28,50	.	.	.	27,61
Mars <i>March</i>	27,65	27,75	27,05	27,60	27,55	27,75	27,70	27,60	26,90	27,10	28,20	.	.	.	27,50
April <i>April</i>	22,85	23,10	22,40	22,75	23,30	23,10	23,00	22,75	22,55	22,30	23,50	21,75	22,15	23,10	22,64
Mai <i>May</i>	27,95	27,95	27,50	27,75	27,95	27,95	27,95	27,75	27,60	27,50	28,65	26,90	27,75	28,00	27,53
Juni <i>June</i>	30,10	30,15	29,60	29,95	29,85	30,15	30,05	29,95	29,80	29,60	30,90	29,05	29,85	30,25	29,67
Juli <i>July</i>	28,15	28,65	28,00	28,25	27,90	28,65	28,15	28,25	27,65	28,10	28,70	27,35	28,55	29,00	28,81
August <i>August</i>	29,60	30,20	29,75	29,95	29,60	30,20	30,15	29,95	29,30	29,70	30,00	28,30	29,70	30,40	29,77
September <i>September</i>															
	31,65	31,95	32,20	32,30	31,95	31,95	31,85	32,30	31,55	30,55	30,65	30,70	31,05	31,75	32,92
Oktober <i>October</i>	30,80	31,45	30,70	30,45	31,30	31,45	31,40	30,45	30,75	30,80	31,85	30,20	31,00	31,50	30,84
November <i>November</i>	32,45	32,95	32,65	33,10	32,90	32,95	32,90	33,10	32,25	32,40	33,70	31,80	32,80	33,20	32,27
Desember <i>December</i>	25,20	25,75	25,30	25,55	25,35	25,75	25,65	25,55	25,30	25,10	26,45	24,40	25,30	26,25	25,07
2001															
Januar <i>January</i>	25,65	26,20	25,75	26,10	25,90	26,20	26,20	26,10	25,40	25,70	26,85	24,80	25,90	26,75	25,13
Februar <i>February</i>	27,65	28,05	27,35	27,70	27,70	28,05	28,05	27,70	26,65	27,20	28,65	26,65	27,25	28,30	27,66
Mars <i>March</i>	24,25	24,45	24,10	24,25	24,45	24,45	24,55	24,25	23,20	24,10	24,70	23,20	24,25	24,80	24,76
April <i>April</i>	25,45	25,75	25,20	25,40	25,55	25,75	25,60	25,40	24,35	25,35	26,35	23,95	25,70	25,95	25,32
Mai <i>May</i>	28,75	28,80	28,35	28,50	28,60	28,80	28,70	28,50	27,65	28,25	29,30	26,60	28,60	29,35	28,28
Juni <i>June</i>	27,80	27,50	27,20	27,40	28,00	27,50	28,10	27,40	26,95	27,65	28,80	25,50	27,50	28,25	27,90

¹ FOB Teeside. *FOB Teeside.* ² Før 3.kv.1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. *Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.* ³ FOB lastebøye. *FOB loading buoy.* ⁴ FOB Sture. *FOB Sture.* ⁵ FOB Mongstad. *FOB Mongstad.* ⁶ FOB skip. *FOB ship.* ⁷ FOB Mongstad/fritt levert Tetney. *FOB Mongstad/free delivery/Tetney.*

Kilde: Olje- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly. **Source:** Ministry of Petroleum and Energy. Petroleum Intelligence Weekly.

Mer informasjon: <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2001
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2001

År og måned Year and month	150000 dvt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000 - 149 999 dvt. for råolje Medium sized c rude carriers	35 000 - 69 999 dvt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dvt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil alle størrelser for raffinert Handy size/ clean
1976	29
1977	25
1978	29
1979	47
1980	37
1981	28
1982	26
1983	29
1984	35
1985	32
1986	33
1987	42
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
2000	98	153	207	208	219
2000					
Januar January	48	93	126	146	148
Februar February	53	108	141	154	170
Mars March	58	116	164	167	189
April April	70	135	196	179	197
Mai May	81	127	177	187	205
Juni June	96	136	174	194	210
Juli July	101	153	245	261	218
August August	106	197	266	243	234
September September	129	191	269	230	255
Oktober October	136	165	194	217	265
November November	134	205	267	241	258
Desember December	160	210	265	272	283
2001					
Januar January	152	217	346	277	371
Februar February	117	206	231	323	400
Mars March	87	158	239	295	348
April April	94	171	272	299	264
Mai May	81	160	191	296	263
Juni June	48	106	168	221	258
Juli July	52	114	130	224	214

¹ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasje-gruppene. Worldscale er et fraktsystem hvor ratene angis i forhold til en fastlagt målestokk (W 100) for et standardskip (75 000 dwt). Worldscale revideres halvårlig på bakgrunn av endringer i bunkerspriser, havneavgifter osv. *The index is based on all contracts reported on a Worldscale basis. The index-figure represents a weighted average for each of the five groups of tonnage. Worldscale is a freight system which gives the rate of freight in relation to a fixed standard (W 100) for a standard ship (75 000 dwt). Worldscale is revised every half year against changes in bunker prices, harbour charges etc.*

Kilde: Lloyd's Ship Manager. Source: Lloyd's Ship Manager.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <http://www.english/subjects/10/06/20/>.

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1998-2002
World oil supply and demand. Million barrels per day. 1998-2002

	1998	1999	2000	2001*	2002*	2000				2001*				2002*					
						1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1. kv. Q 1	2. kv.* Q 2*	3. kv.* Q 3*	4. kv.* Q 4*	1. kv. Q 1	2. kv.* Q 2*	3. kv.* Q 3*	4. kv.* Q 4*		
Samlet etterspørsel¹																			
Total demand¹	r73,6	r75,2	r75,9	76,0	76,6	r75,9	r74,4	r76,4	r76,8	76,9	75,2	75,7	76,2	76,5	75,1	76,6	78,1		
OECD OECD	46,8	47,7	47,8	47,6	47,7	48,2	46,6	48,0	48,6	48,8	46,5	47,4	47,7	48,0	46,2	47,8	49,0		
Nord-Amerika <i>North America</i>	23,1	23,8	24,1	24,0	24,2	23,7	23,8	24,5	24,4	24,2	23,8	24,1	23,9	23,7	23,6	24,5	24,9		
Europa <i>Europe</i>	15,3	15,2	15,1	15,0	15,1	15,2	14,6	15,2	15,4	15,2	14,7	15,2	15,1	15,0	14,6	15,2	15,4		
Stillehavsområdet <i>Pacific</i> ...	8,4	8,7	8,7	8,6	8,5	9,4	8,1	8,3	8,8	9,4	8,0	8,1	8,7	9,2	7,9	8,1	8,7		
Ikke OECD <i>Non OECD</i> ...	r26,8	r27,6	r28,1	28,4	28,9	r27,8	r27,8	r28,5	r28,2	28,1	28,7	28,3	28,5	28,6	28,9	28,8	29,2		
Tidligere Sovjet ² <i>Former USSR</i> ²	3,7	r3,7	r3,6	3,7	3,7	r3,6	r3,5	r3,6	r3,8	3,8	3,6	3,6	3,7	3,8	3,7	3,6	3,8		
Europa <i>Europe</i>	0,8	0,7	r0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	r0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7		
Kina ³ <i>China</i> ³	4,2	4,5	4,8	4,9	5,0	4,7	r4,6	5,1	4,8	4,7	5,2	4,7	5,0	4,9	5,1	4,9	5,3		
Resten av Asia <i>Other Asia</i> ..	r6,8	r7,2	r7,3	7,3	7,4	r7,2	r7,4	r7,4	r7,3	7,3	7,4	7,3	7,3	7,4	7,4	7,4	7,3		
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,8	4,8	r4,9	4,9	4,9	4,7	r4,9	r5,0	r4,9	4,7	4,9	5,0	4,9	4,8	4,9	5,0	4,9		
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,3	4,4	4,5	4,3	4,4	4,6	4,7	4,5	4,5	4,7	4,8	4,6		
Afrika <i>Africa</i>	2,3	r2,4	r2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	r2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5		
Samlet tilbud⁴																			
Total supply⁴	r75,6	r74,2	r76,7	75,2	76,2	r77,1	r78,2	77,7	76,0	77,0		
Sum ikke-OPEC																			
Total non-OPEC	r44,8	44,7	r45,9	46,6	47,5	45,9	45,6	45,8	46,3	46,4	46,1	46,6	47,3	47,7	47,2	47,2	47,7		
OECD OECD	21,9	21,4	21,9	21,8	22,2	22,3	21,8	21,7	21,8	21,8	21,5	21,7	22,4	22,6	22,1	21,9	22,3		
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,5	14,0	14,3	14,3	14,8	14,3	14,4	14,3	14,1	14,2	14,3	14,3	14,5	14,8	14,7	14,6	14,9		
Europa <i>Europe</i>	6,7	6,8	6,8	6,7	6,8	7,1	6,6	6,6	6,9	6,8	6,5	6,6	7,1	7,0	6,7	6,6	6,7		
Stillehavsområdet <i>Pacific</i> ...	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7		
Ikke OECD <i>Non OECD</i> ...	r21,3	21,6	r22,3	23,0	23,4	r21,9	22,0	r22,4	r22,8	22,8	22,9	23,1	23,2	23,3	23,3	23,5	23,6		
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,3	7,5	7,9	8,5	9,0	7,7	7,8	8,0	8,2	8,3	8,5	8,7	8,7	8,8	8,9	9,1	9,2		
Europa <i>Europe</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		
Kina <i>China</i>	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3		
Resten av Asia <i>Other Asia</i> ..	r2,3	r2,3	2,3	2,4	2,3	r2,3	2,3	r2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3		
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,9		
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9		
Afrika <i>Africa</i>	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8		
Nettotilvekst prosessering ⁵ <i>Processing Gains</i> ⁵	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
OPEC OPEC	30,8	29,4	30,8	29,3	30,7	31,3	31,9	31,3	30,0	30,4		
Råolje <i>Crude oil</i>	28,0	26,6	27,9	26,5	27,8	28,4	29,0	28,4	27,1	27,4		
NGL <i>NGLs</i>	2,8	2,8	2,9	3,0	3,2	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,2	3,2	3,2	3,2		
Lagerendring og annet ⁶ <i>Stock change and miscellaneous</i> ⁶	2,0	r(-1,1)	r0,8	r(-0,7)	r1,9	r0,6	r1,4	0,8	0,8	1,3		

¹ Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Deliveries from refineries plus international marine bunkers, refinery fuel and crude for direct burning. Includes oil from non-conventional sources and other sources of supply.* ² Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp av offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. *Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data.* ³ Årlige tall for Kinas etterspørsel er beregnet fra produksjons- og handelstall, mens kvartalsvise tall er beregnet utfra innenlandske oljeveranser. *Annual Chinese demand is estimated from production and (adjusted) trade; quarterly figures represent estimates of domestic oil deliveries.* ⁴ Består av råolje, kondensat, NGL, olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Comprises crude oil, condensates, NGLs, oil from non-conventional sources and other sources of supply.* ⁵ Nettotilvekst i volum gjennom raffineringsprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).* ⁶ Omfatter i tillegg til registrert lagerendring endringer i ikke-innrapporterte lager og tapt råolje til havs. *Includes changes in non-reported stocks and crude ocean losses.*

Kilde: IEA Monthly Oil Market Report. **Source:** IEA Monthly Oil Market Report.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://www.english.subjects/10/06/20/>.

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2000. Milliarder 2001-kroner*Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2000. Billion 2001-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1980	21,7	10,8	8,0	0,1	-	40,6
1981	27,0	15,8	10,4	0,1	-	53,3
1982	27,1	16,3	10,4	0,1	-	53,9
1983	23,9	14,9	12,9	0,1	-	51,8
1984	29,2	17,6	15,5	0,1	-	62,4
1985	33,2	19,8	17,7	0,3	-	71,0
1986	25,3	14,6	11,9	0,3	-	52,1
1987	10,1	4,5	10,6	0,3	-	25,6
1988	7,0	1,5	7,5	0,3	-	16,2
1989	6,3	2,0	9,5	0,3	-	18,2
1990	15,6	6,2	10,7	0,3	-	32,8
1991	18,1	8,1	10,8	0,7	1,0	38,7
1992	8,8	8,5	9,5	0,7	2,2	29,7
1993	7,3	10,8	8,9	0,6	2,6	30,1
1994	6,9	10,0	7,3	0,2	2,8	27,2
1995	8,6	11,8	6,4	0,6	2,8	30,1
1996	10,7	13,9	6,8	1,2	3,0	35,6
1997	16,4	20,7	6,6	0,7	3,2	47,6
1998	9,5	11,5	3,9	0,6	3,4	28,9
1999	5,7	6,3	3,3	0,6	3,4	19,3
2000 ¹	21,6	34,3	3,6	0,1	3,1	62,7

¹ Anslag. *Estimates.*Kilde: Olje- og energidepartementet. *Source:* Royal Ministry of Petroleum and Energy.Mer informasjon: <http://odin.dep.no/oed/>. *More information:* <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.**38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2000.***Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2000.*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Herav investeringer Of this investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr Billion NOK			Mrd. 2001-kr Billion 2001-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-26,5
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,5
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,1
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,4
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,2
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,1
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,2
1993	37,2	37,1	23,9	0,2	0,2
1994	39,1	39,1	26,5	0,0	0,0
1995	42,9	33,7	21,2	9,3	10,1
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	37,6
1997	77,1	36,7	20,3	40,4	42,8
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,3
1999	75,1	49,3	30,0	25,8	26,6
2000 ¹	141,3	43,2	22,7	98,1	99,9

¹ Anslag. *Estimates.*Kilde: Olje- og energidepartementet. *Source:* Royal Ministry of Petroleum and Energy.Mer informasjon: <http://odin.dep.no/oed/>. *More information:* <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

39. De samlede utvinnbare petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2000
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2000

	Råolje millioner Sm ³ <i>Crude oil million Sm³</i>	Naturgass milliarder Sm ³ <i>Natural gas billion Sm³</i>	NGL millioner tonn <i>NGL million tons</i>	Kondensat millioner Sm ³ <i>Condensate million Sm³</i>	Totalt millioner Sm ³ o.e. ¹ <i>Total million Sm³ o.e.¹</i>
0 Felt med avsluttet produksjon <i>0 Abandoned fields</i>	32	114	4	1	154
1-2 Felt i produksjon, felt vedtatt utbygd <i>1-2 Fields on stream, fields under development</i>	3 719	1 822	124	141	5 917
Sum reserver <i>Total reserves</i>	3 751	1 937	127	142	6 072
3 Sen planleggingsfase <i>3 Late planning phase</i>	194	459	35	98	817
4 Tidlig planleggingsfase <i>4 Early planning phase</i>	150	1 238	34	48	1 502
5 Kan bygges ut på lang sikt <i>5 May be developed in long term</i>	113	329	5	29	481
6 Utbygging er lite sannsynlig <i>6 Resources not likely to be developed</i>	52	74	2	4	137
7 Nye funn <i>7 New discoveries</i>	20	95	0	0	115
Total 1-7 <i>Total 1-7</i>	4 279	4 132	205	321	9 123
Mulige tiltak for økt utvinningsgrad <i>Possible to extract if new technology is developed</i>	425	500	-	-	925
Uoppdaget <i>Not discovered</i>	1 350	2 400	-	-	3 750
Totalt utvinningspotensiale <i>Total potential for extraction</i>	6 054	7 032	205	322	13 798
Solgt <i>Sold</i>	2 187	677	52	41	3 004
Gjenværende <i>Remaining</i>	3 867	6 355	153	280	10 793

¹ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³. *1.9 is the conversion factor from NGL in tonnes to Sm³.*

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

40. Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd pr. 31. desember 2000

Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 2000

Feltnavn Name of field	Opprinnelig salgbare Original					Gjenværende Residual				
	Olje, million- er Sm ³ Oil, million Sm ³	Gass, milli- arder Sm ³ Gas, billion Sm ³	NGL, mil- lioner tonn NGL, mil- lion tons	Kondensat, millioner Sm ³ Condense- sate, million Sm ³	Totalt mil- lioner Sm ³ o.e. ⁸ Total mil- lion Sm ³ o.e. ⁸	Olje, million- er Sm ³ Oil, million Sm ³	Gass, milli- arder Sm ³ Gas, billion Sm ³	NGL, mil- lioner tonn NGL, mil- lion tons	Kondensat, millioner Sm ³ Condense- sate, million Sm ³	Totalt mil- lioner Sm ³ o.e. ⁸ Total mil- lion Sm ³ o.e. ⁸
I alt Total	3 719,0	1 822,2	123,6	141,0	5 917,3	1 565,9	1 255,9	75,1	100,0	3 064,6
Balder	29,5	-	-	-	29,5	24,5	-	-	-	24,5
Borg ²	12,6	1,1	0,4	-	14,5	-	-	-	-	-
Brage ³	48,1	2,9	0,8	-	52,5	11,2	1,3	-	-0,1	12,9
Draugen	114,2	1,7	1,7	-	119,2	49,2	1,7	1,7	-	54,2
Ekofisk	456,3	180,3	13,7	-	662,5	177,9	65,0	3,6	-	249,8
Eldfisk	111,5	48,1	4,3	-	167,7	44,4	16,4	1,1	-	63,0
Embla	13,3	6,8	0,6	-	21,2	6,3	4,4	0,4	-	11,5
Frigg	-	120,1	-	0,5	120,5	0,0	6,9	-	-	6,9
Frøy	5,6	1,7	-	0,1	7,4	0,1	0,1	-	-	0,2
Glitne ⁴	4,0	-	-	-	4,0	4,0	-	-	-	4,0
Grane ⁴	120,0	-	-	-	120,0	120,0	-	-	-	120,0
Gullfak ³	320,6	21,3	2,1	-	345,8	45,2	2,7	0,7	-0,7	48,5
Gullfaks Sør Gullfaks South ..	44,2	47,5	5,0	-	101,2	38,9	47,0	5,0	-	95,3
Gungne ⁶	-	8,3	1,0	3,0	13,1	-	-	-	-	-
Gyda	31,1	4,2	1,5	-	38,1	6,5	2,6	0,5	-	10,0
Gyda Sør ⁵ Gyda South ⁵	4,6	3,4	0,6	-	9,1	-	-	-	-	-
Heidrun	183,8	20,2	0,1	-	204,2	122,3	18,0	0,1	-	140,5
Heimdal ³	6,9	41,8	-	-	48,7	0,8	-0,7	-	-	0,1
Hod	7,9	1,4	0,2	-	9,7	1,4	0,2	-	-	1,6
Huldra ⁴	-	19,1	0,3	7,4	27,1	0,0	19,1	0,3	7,4	27,1
Jotun	31,1	1,2	-	-	32,3	23,1	0,9	-	-	23,9
Kvitebjørn ⁴	-	56,5	0,5	19,3	76,7	0,0	56,5	0,5	19,3	76,7
Loke ⁶	-	1,1	0,2	0,6	2,1	-	-	-	-	-
Murchison	13,6	0,4	0,4	-	14,7	0,7	0,1	-	-	0,8
Njord	22,0	-	-	-	22,0	12,5	-	-	-	12,5
Norne	84,8	15,0	1,4	-	102,5	59,4	15,0	1,4	-	77,0
Oseberg ³	337,0	35,4	-	7,4	379,8	58,1	40,0	-0,2	7,3	105,0
Oseberg Sør Oseberg South ..	54,4	7,3	-	-	61,7	53,0	7,3	-	-	60,2
Oseberg Vest ⁷ Oseberg West ⁷	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oseberg Øst Oseberg East ..	2,0	6,0	-	-	8,0	-	-	-	-	-
Ringhorne ⁴	23,8	1,4	-	-	25,2	20,3	1,4	-	-	21,7
Sleipner Vest ⁶ Sleipner West ⁶	39,2	2,2	-	-	41,4	39,2	2,2	-	-	41,4
Sleipner Øst ⁶ Sleipner East ⁶ ..	-	108,4	7,3	28,1	150,3	-	-	-	-	-
Sleipner Øst ⁶ Sleipner East ⁶ ..	-	53,0	10,9	24,2	97,9	-	113,5	8,7	20,3	150,4
Snorre ³	225,3	8,9	6,8	-	247,1	145,3	5,4	4,5	-0,5	158,7
Statfjord ³	566,9	56,1	14,4	-	650,3	59,0	12,7	4,5	-3,1	77,1
Statfjord Nord ³ Statfjord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
North ³	45,7	2,3	0,8	-	49,4	25,5	1,2	0,5	-0,1	27,6
Statfjord Øst ³ Statfjord East ³ ..	34,5	6,1	1,1	-	42,7	12,3	4,5	0,6	-0,1	18,0
Sygn	10,3	0,7	-	-	11,0	9,7	0,7	-	-	10,4
Tambar ⁴	6,5	1,8	0,3	-	8,9	6,5	1,8	0,3	-	8,9
Tor	26,4	11,5	1,2	-	40,3	5,3	1,0	0,1	-	6,4
Tordis ³	34,2	2,5	0,9	-	38,3	25,3	1,9	0,8	-0,1	28,6
Tordis Øst ² Tordis East ²	5,2	0,4	0,1	-	5,8	-	-	-	-	-
Troll	213,4	665,1	10,1	-	897,7	136,8	575,2	10,1	-	731,1
Tune ⁴	-	24,0	0,1	6,1	30,2	0,0	24,0	0,1	6,1	30,2
Ula	76,3	3,7	2,6	-	84,9	15,3	0,0	0,2	0,0	15,8
Valhall	149,3	24,8	3,8	-	181,3	83,0	11,5	1,6	-	97,6
Varg	4,9	-	-	-	4,9	1,4	-	-	-	1,4
Veslefrikk ³	54,5	4,2	1,2	-	60,8	16,2	2,2	0,1	-0,1	18,6
Vigdis	29,8	2,1	-	-	31,9	14,2	2,1	-	-	16,3
Visund	37,1	-	-	-	37,1	34,2	-	-	-	34,2
Yme	8,1	-	-	-	8,1	0,4	-	-	-	0,4
Åsgard	68,5	190,7	27,6	44,5	356,1	56,8	190,2	27,6	44,5	343,9

¹ Nedstengte felt er ikke inkludert. Abandoned fields are not included. ² Produksjonen fra Borg, Tordis Øst og Tordis måles samlet. Totalt produsert mengde er fratrukket reservene på Tordis. Production from Borg, Tordis Øst and Tordis is stated together. Total produced amount from these two fields is deducted from Tordis' residual reserves. ³ Små negative tall for gjenværende ressurser er av regnskapsteknisk årsak og skyldes manglende samsvar mellom omtrentlige utvinnbare ressurser og eksakte produksjonstall. Small negative remaining resources comes from accounting, because of a difference between estimated resources and exact figures of production. ⁴ Felt med godkjent utbyggingsplan hvor produksjonen ikke var kommet i gang 31.12.2000. Fields with approved plan for development, where production had not started 31.12.2000. ⁵ Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Gyda. The production from Gyda and Gyda South is stated together. Total produced amount from these two fields is deducted from Gyda's residual reserves. ⁶ Salg fra Sleipner Øst og Loke foregår samlet. Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Sleipner Øst. Gasproduksjonen fra Sleipnerområdet er fratrukket reservene på Sleipner Øst. Sales from Sleipner East and Loke are regulated in common. Total produced amount from this area is deducted from Sleipner East's residual reserves. The gas production from the Sleipner area is deducted from Sleipner East's residual reserves. ⁷ Produksjonen fra Oseberg vest og Oseberg måles samlet. Totalt produsert mengde er fratrukket reservene på Oseberg. Production from Oseberg Vest and Oseberg is stated together. Total produced amount from these two fields is deducted from Oseberg's residual reserves. ⁸ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³. 1.9 is the conversion factor from NGL in tonnes to Sm³.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. More information: <http://www.npd.no>.

41. Petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 2000
Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2000

Felt/blokk Field/block	Olje, mill. Sm ³ Oil, million Sm ³	Gass, mrd. Sm ³ Gas, billion Sm ³	NGL, mill. tonn Oil, million tons	Kondensat, mill. Sm ³ Condensate, million Sm ³	Totalt mill. Sm ³ o.e. ¹ Total million Sm ³ o.e. ¹	Funnår ² Discovery year ²	Ressursklasse ³ Resource class ³
Ialt Total	266,6	1 258,1	41,5	169,5	1 772,6		
Nordsjøen The North Sea	168,5	247,7	11,9	38,9	477,4		
1/2-1 Blane	2,1	-	-	-	2,1	1989	5
1/3-6	1,5	0,9	0,1	-	2,6	1991	6
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	-	-	6,6	1974	5
1/9-1 Tommeliten Alpha	4,1	8,3	0,3	-	13,0	1977	6
2/1-11	0,3	-	-	-	0,3	1997	6
2/2-1	0,4	1,1	-	-	1,5	1982	5
2/2-2	-	0,9	-	-	0,9	1982	6
2/2-5	2,4	-	-	-	2,4	1992	5
2/4-10	2,4	0,0	-	-	2,4	1973	5
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1	-	2,8	1992	4
2/5-3 Sørøst Tor							
2/5-3 Southeast Tor	0,9	0,3	-	-	1,2	1972	5
2/5-4	7,8	0,4	-	-	8,2	1972	6
2/5-7	2,9	-	-	-	2,9	1984	6
2/5-11	1,0	0,1	-	-	1,1	1997	6
2/6-5	0,9	-	-	-	0,9	1996	5
2/7-19	3,6	3,5	-	-	7,1	1990	5
2/7-22	-	0,6	-	-	0,6	1990	5
2/7-29	1,5	0,6	-	-	2,1	1994	5
2/8-17 S	1,0	0,2	-	-	1,1	1998	6
2/12-1 Freja	2,0	0,3	0,1	-	2,5	1987	3
3/7-4 Trym	-	3,3	-	0,8	4,1	1990	4
6/3-1 Pi	0,3	-	-	-	0,3	1985	6
7/7-2	2,4	0,1	-	-	2,5	1992	5
7/8-3	1,5	-	1,8	-	5,0	1983	6
7/12-5	1,1	-	-	-	1,1	1981	6
15/3-1 S	-	3,6	-	15,5	19,1	1975	5
15/3-4	11,5	5,8	-	-	17,3	1982	5
15/5-1 Dagny	-	5,8	1,0	1,0	8,7	1978	4
15/5-2	-	3,4	0,2	0,2	4,0	1978	5
15/8-1 Alpha	-	4,1	0,5	1,0	6,1	1982	5
15/9-19 S Volve	4,6	0,5	0,2	-	5,4	1993	4
15/12-8	-	1,0	-	0,5	1,5	1991	6
16/7-2	-	1,8	0,3	0,5	2,9	1982	5
16/7-4 Sigyn	-	5,6	2,6	5,6	16,1	1982	3
17/12-1 Bream	1,0	-	-	-	1,0	1972	6
17/12-2 Brisling	0,2	-	-	-	0,2	1973	6
18/10-1	1,2	-	-	-	1,2	1980	5
24/6-1 Peik	-	5,3	-	1,2	6,5	1985	5
24/6-2	7,3	3,2	-	-	10,5	1998	5
24/9-3	3,3	0,1	-	-	3,4	1981	5
24/9-5	2,7	-	-	-	2,7	1994	5
24/12-3 S	0,2	-	-	-	0,2	1996	5
25/2-5 Lille Frøy	3,0	4,8	-	-	7,8	1976	6
25/4-6 S Vale	-	2,4	-	3,1	5,4	1991	3
25/5-3 Skirve	-	4,3	-	0,9	5,2	1990	4
25/5-4 Byggve	-	2,4	-	0,7	3,0	1991	4
25/5-5	4,3	-	-	-	4,3	1995	4
25/6-1	1,2	-	-	-	1,2	1986	6
25/7-2	1,0	1,0	-	-	2,0	1990	6
25/7-5	6,0	0,6	-	-	6,6	1997	5
25/8-4	1,0	-	-	-	1,0	1992	5
25/8-9	0,9	-	-	-	0,9	1997	6
25/10-8	2,7	0,3	-	-	3,0	1997	6
25/11-16	3,6	-	-	-	3,6	1992	4
29/3-1	0,6	1,0	-	-	1,6	1986	6
30/6-17	0,3	1,7	-	-	2,0	1986	3
30/6-18 Kappa	1,0	2,7	-	-	3,7	1986	3
30/7-6 Hild	13,1	33,4	-	-	46,5	1978	5
30/9-19	2,3	6,8	-	-	9,1	1998	3
30/10-6	-	5,7	-	-	5,7	1992	5
34/4-5	2,4	-	-	-	2,4	1984	6
34/4-10	1,1	-	-	-	1,1	2000	6

41. Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 2000
(forts.) *Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2000*

Felt/blokk Field/block	Olje, mill. Sm ³ Oil, million Sm ³	Gass, mrd. Sm ³ Gas, billion Sm ³	NGL, mill. tonn Oil, million tons	Kondensat, mill. Sm ³ Condensate, million Sm ³	Totalt mill. Sm ³ o.e. ¹ Total million Sm ³ o.e. ¹	Funnår ² Discovery year ²	Ressursklasse ³ Resource class ³
34/7-18	1,7	-	-	-	1,7	1991	5
34/7-23 S	4,3	0,5	-	-	4,8	1994	3
34/10-23 Gamma	-	12,8	-	1,3	14,1	1985	5
34/10-40 S	-	0,6	-	-	0,6	1995	6
34/11-2 S	-	4,5	-	2,9	7,4	1996	6
35/3-2 Agat	-	43,0	-	-	43,0	1980	5
35/8-1	-	20,8	3,1	3,7	30,3	1981	4
35/8-3	-	1,2	-	-	1,2	1988	6
35/9-1 Gjøa	7,6	19,9	1,0	0,0	29,5	1989	4
35/9-3	0,3	0,4	-	-	0,7	1997	5
35/10-2	-	1,6	-	-	1,6	1996	5
35/11-4 Fram	30,8	11,3	0,6	-	43,2	1991	3
36/7-2	1,1	-	-	-	1,1	1997	5
Norskehavet Norwegian Sea	65,0	782,9	23,8	110,1	1 003,1		
6201/11-1	1,0	0,3	-	-	1,3	1987	6
6204/11-1	-	3,4	-	0,1	3,6	1994	6
6305/5-1 Ormen Lange	-	400,0	-	23,7	423,7	1997	4
6306/5-1	-	1,0	-	-	1,0	1997	6
6406/2-1 Lavrans	-	28,3	4,4	7,6	44,2	1995	4
6406/2-3 Kristin	-	35,4	8,5	40,4	92,0	1997	3
6406/2-6 Ragnfrid	-	6,4	-	4,3	10,7	1998	5
6406/2-7 Erlend	-	6,2	-	4,2	10,4	1999	5
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8	-	-	7,0	1986	5
6406/11-1 S	1,0	-	-	-	1,0	1991	6
6407/1-2 Tyrihans ⁴	-	24,5	4,6	15,5	48,7	1983	3
6407/1-2 Tyrihans ⁴	-	24,5	4,6	15,5	48,7	1983	3
6407/6-3 Mikkel	1,0	20,4	6,3	4,1	37,4	1986	3
6407/7-6	2,0	-	-	-	2,0	2000	7
6407/8-2	0,4	1,4	-	-	1,8	1994	5
6407/9-9	0,5	1,6	-	0,1	2,1	1999	6
6506/6-1 Bella Donna	-	93,2	-	-	93,2	2000	7
6506/11-2 Lange	3,5	1,8	-	-	5,3	1991	5
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2	-	-	1,5	1985	5
6507/2-2	-	19,8	-	-	19,8	1992	5
6507/3-1 Alve	6,1	12,4	-	-	18,5	1990	5
6507/3-3 Idun	0,6	17,4	-	-	18,0	1999	5
6507/5-1 Skarv	20,9	69,1	-	10,1	100,1	1998	3
6608/10-6 Svale	18,5	-	-	-	18,5	2000	3
6608/11-2 Falk	3,0	-	-	-	3,0	2000	7
6707/10-1	-	38,3	-	-	38,3	1997	5
Barentshavet Barents Sea	33,1	227,5	5,8	20,5	292,1		
7019/1-1	-	1,8	-	-	1,8	2000	7
7119/12-3	-	4,1	-	-	4,1	1983	6
7120/12-2	-	10,7	-	-	10,7	1981	5
7120/12-3	-	4,1	-	-	4,1	1983	5
7121/4-1 Snøhvit	11,4	167,2	5,8	19,7	209,3	1984	3
7121/4-2 Snøhvit Nord	-	-	-	-	-	-	-
2 Snøhvit North	-	3,5	-	0,2	3,7	1985	5
7121/5-2 Beta	3,1	3,3	-	-	6,4	1986	5
7122/6-1	2,6	5,4	-	0,6	8,6	1987	5
7122/7-1 Goliat	14,5	-	-	-	14,5	2000	7
7124/3-1	-	2,1	-	-	2,1	1987	5
7128/4-1	0,9	0,1	-	-	1,0	1994	6
7226/11-1	0,6	24,0	-	-	24,6	1987	6
7316/5-1	-	1,2	-	-	1,2	1992	6

¹ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³. 1.9 is the conversion factor from NGL in tonnes to Sm³. ² Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet. Discovery year is the year of discovery for the first well on the field. ³ Gjelder her ressursklasse 3 (sen planleggingsfase), 4 (tidlig planleggingsfase), 5 (kan utbygges på lang sikt), 6 (utbygging lite sannsynlig) og 7 (nye funn). Here resource classes 3 (late planning phase), 4 (Early planning phase), 5 (May be developed in long term), 6 (not lightly to be developed) and 7 (new discoveries). ⁴ Tyrihans inkluderer ressurser i Tyrihans Nord og Tyrihans Sør. Tyrihans includes reserves in Tyrihans North and Tyrihans South.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. More information: <http://www.npd.no>.

42. Opprinnelige petroleumsreserver i felt der produksjonen er avsluttet pr. 31 desember 20001

Petroleum reserves in abandoned fields per 31 December 20001

Feltnavn <i>Name of field</i>	Opprinnelig utvinnbare reserver <i>Original recoverable reserves</i>					Funnår ³ <i>Discovery year³</i>
	Olje, mill. Sm ³ <i>Oil, million Sm³</i>	Gass, mrd. Sm ³ <i>Gas, billion Sm³</i>	NGL, mill. tonn <i>NGL, million tons</i>	Kondensat, mill. Sm ³ <i>Condensate, million Sm³</i>	Totalt mill. Sm ³ o.e. ² <i>Total million Sm³ o.e.²</i>	
I alt Total	31,6	114,3	3,8	1,4	154,3	
Albuskjell.	7,4	15,9	1,0	-	25,2	1972
Cod.	2,9	7,5	0,5	-	11,4	1968
Edda.	4,8	2,1	0,2	-	7,3	1972
Lille-Frigg.	-	2,3	-	1,3	3,6	1975
Mime.	0,4	0,1	-	-	0,5	1982
Nordøst Frigg.	-	11,6	-	-	11,7	1974
Odin.	-	29,3	-	-	29,3	1974
Tommeliten Gamma.	3,9	9,2	0,6	-	14,2	1978
Vest Ekofisk.	12,2	26,9	1,4	-	41,8	1970
Øst Frigg.	-	9,4	-	0,1	9,4	1973

¹ Opprinnelige utvinnbare reserver i felt hvor produksjonen er avsluttet, er lik den leverte mengden. Eventuelle gjenværende ressurser føres i aktuelle ressursklasser. Se tabell 41. *Petroleum reserves in abandoned fields, equals the sold amount of petroleum. Any residual resources is listed in tabel 41.* ² 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³. *1.9 is the conversion factor from NGL in tonnes to Sm³.* ³ Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet. *Discovery year is the year of discovery for the first well on the field.*

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

43. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 30. september 2001

Areas with production licences as of 30 September 2001

Tildelingsår <i>Year of assignment</i>	Areal i alt.Km ² <i>Total area Km²</i>	Tilbakelevert areal.Km ² <i>Relinquished area Km²</i>	Konsesjonsbelagt areal. Km ² <i>Area under licence Km²</i>	Antall utvinnings- tillatelser <i>Number of production licences</i>
I alt Total	177 591	114 338	63 252	302
1965	42 106	40 954	1 152	22
1969	5 879	4 651	1 228	13
1971	524	327	197	1
1973	587	314	273	1
1975	2 329	2 154	175	5
1976	2 068	1 461	608	4
1977	1 794	1 609	185	4
1978	501	152	349	1
1979	4 008	2 783	1 224	8
1980	1 108	1 108	0	3
1981	4 318	3 844	475	11
1982	4 497	4 026	471	12
1983	1 521	726	795	1
1984	6 338	4 534	1 804	15
1985	8 629	7 201	1 427	20
1986	4 054	3 168	886	9
1987	7 140	7 005	135	13
1988	4 701	3 341	1 360	11
1989	5 031	4 625	407	9
1990	0	0	0	-
1991	12 102	11 288	814	23
1992	27	0	27	1
1993	10 510	4 437	6 073	17
1994	596	596	0	3
1995	212	59	153	3
1996	17 406	3 988	13 418	18
1997 ¹	5 182	-1 047	6 229	16
1998	447	213	235	8
1999	5 420	315	5 106	18
2000	15 165	509	14 656	23
2001	3 391	-2	3 392	9

¹ Tildeling av lisenser i 1997 var i Barentshavet. Lisensene ble utlyst for seismisk aktivitet uten spesifisert areal. Ved lisensdeling ble arealet spesifisert. Dermed blir det konsesjonsbelagte arealet større enn totalarealet.

Licences distributed in 1997 in the Barents Sea, were distributed in order to do seismic exploration without area specification. When production licences were given, the area was specified. This is the reason why the area under licence is larger than the total area.

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. **More information:** <http://www.npd.no>.

44. Funn på norsk kontinentalsokkel 2000*Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 2000*

Operatør Operator	Blokk/brønn Block/well	Utvinningsstillatelse Production license	Innhold Contents	Utvinnbare olje og kondensatressurser. mill. Sm ³ . Obtainable oil and con- densate. million Sm ³	Utvinnbare gassressurser. mrd. Sm ³ . Obtainable gas. billion Sm ³
Nordsjøen <i>The North Sea</i>					
Statoil	30/3-9	52	Gass. Gas	-	1<
Norsk Hydro	34/4-10	57	Olje Oil	1-2	-
Norskehavet <i>Norwegian Sea</i>					
Norsk Hydro	6407/7-6	107	Olje Oil	1-3	-
Exxon Mobil	6506/6-1	211	Gass Gas	-	5-100?
BP Amoco	6507/5-3	212	Gass Gas	-	20-40
Statoil	6608/10-6	128	Olje Oil	10-20	-
Statoil	6608/11-2	128	Olje Oil	3-12	-
Barentshavet <i>Barents Sea</i>					
Norsk Agip	7122/7-1	229	Olje Oil	14-17	-
Norsk Agip	7019/1-1	201	Gass Gas	-	1-2(tørrgass)

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. **Source:** Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

45. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenørsatte på faste innretninger. 1996-2000
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2000

Yrkesgruppe <i>Occupation</i>	1996	1997	1998	1999	2000	
Administrasjon/ Produksjon-Arbeidstimer <i>Administration/ Production-Man-hours</i>	4 497 590	4 445 400	4 693 645	4 881 109	4 432 029	Operatør (O) Operator (O)
	2 053 363	630 756	740 275	805 600	703 059	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	73	66	68	67	59	O E
	42	14	12	13	11	E O
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i> ...	16,2	14,8	14,5	13,7	13,3	O E
	20,5	22,2	16,2	16,1	15,6	E Operatør (O)
Boring-Arbeidstimer <i>Drilling-Man-hours</i>	0	0	0	0	0	Operator (O)
	4 670 118	4 913 477	4 967 799	4 418 068	4 452 223	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	0	0	0	0	0	O E
	145	141	133	114	106	E O
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i> ...	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	O E
	31,0	28,7	26,8	25,8	23,8	E Operatør (O)
Forpleining-Arbeidstimer <i>Catering-Man-hours</i>	779 369	842 930	928 852	994 920	999 352	Operator (O)
	1 281 085	1 329 453	1 419 656	1 291 708	1 063 502	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	21	20	23	21	29	O E
	26	26	22	31	21	E O
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i> ...	26,9	23,7	24,8	21,1	29,0	O E
	20,3	19,6	15,5	24,0	19,7	E Operatør (O)
Konstruksjon/ Vedlikehold-Arbeidstimer <i>Construction/ Maintenance-Man-hours</i>	3 137 696	3 171 689	3 087 333	3 088 550	3 077 725	Operator (O)
	4 704 639	6 004 233	7 889 178	6 490 741	6 255 904	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	47	44	49	62	60	O E
	208	251	299	251	245	E O
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i> ...	15,0	13,9	15,9	20,1	19,5	O E
	44,2	41,8	37,9	38,7	39,2	E Operatør (O)
I alt-Arbeidstimer <i>Total-Man-hours</i>	8 414 655	8 460 019	8 709 830	8 964 579	8 509 106	Operator (O)
	12 709 204	12 877 918	15 016 907	13 006 117	12 474 688	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	141	130	140	150	148	O E
	421	432	466	409	383	E O
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i> ...	16,8	15,4	16,1	16,7	17,4	O E
	33,1	33,5	31,0	31,4	30,7	E

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no>. More information: <http://www.npd.no>.

46. Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-2000
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-2000

År Year	Arbeidstimer Man-hours	Antall skadde Number of Injuries	Antall skadde pr. millioner arbeidstimer Number of Injuries per million man-hours	Antall døde Number of dead persons	Antall døde pr. million arbeidstimer Number of dead persons per million man-hours
1989	3 584 740	90	25,1	2	0,56
1990	4 328 907	138	31,9	1	0,23
1991	4 878 152	159	32,6	0	0,00
1992	4 380 013	141	32,2	0	0,00
1993	4 205 431	136	32,3	2	0,48
1994	3 513 753	111	31,6	0	0,00
1995	2 821 541	94	33,3	0	0,00
1996	4 989 985	178	35,7	0	0,00
1997	6 541 619	208	31,8	0	0,00
1998	7 028 355	226	32,2	0	0,00
1999	7 401 436	242	32,7	1	0,14
2000	7 105 429	250	35,2	1	0,14
Totalt/gjennomsnitt <i>Total/Average. . . .</i>	60 779 361	1 973	32,5	7	0,12

Kilde: Oljedirektoratet. **Source:** The Norwegian Petroleum Directorate.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . **More information:** <http://www.npd.no> .

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

Den norske kontinentalsokkelen regnes som en del av Norge. I prinsippet skal all virksomhet som drives på sokkelen inngå i norsk statistikk på samme måte som virksomhet på fastlandet. Likedan burde norske selskapers oljevirksomhet utenfor norsk kontinentalsokkel ikke regnes med i norsk statistikk, analogt til norske selskapers øvrige virksomhet i utlandet. Av praktiske grunner er det lempet litt på anvendelsen av disse generelle reglene.

Oljeleting, utvinning mv. på Svalbard kommer bare med i norsk statistikk hvis virksomheten drives av et norskregistrert selskap. Dette er i samsvar med eksisterende praksis for statistisk behandling av øvrig næringsvirksomhet på Svalbard.

1.1. Boreplattformers nasjonalitet

Mobile oljeboringsplattformer blir behandlet på samme måte som skip i utenriksfart når det gjelder nasjonalitet. Dette betyr at et norsk selskap med en norskregistrert oljeboringsplattform blir regnet som en norsk bedrift, uten hensyn til om plattformen opererer innenfor eller utenfor den norske kontinentalsokkel. Tilsvarende blir en utenlandskregistrert plattform ikke registrert i norsk produksjonsstatistikk når den borer på kontraktbasis på norsk kontinentalsokkel. Virksomheten disse selskapene driver på norsk sokkel, blir registrert som import av tjenester.

1.2. Rørledninger

Rørledninger blir behandlet etter eierprinsippet. En rørledning fra norsk kontinentalsokkel til et annet land og som eies av et norskregistrert selskap, regnes som helhet med i norsk statistikk selv om det meste av ledningen kan ligge utenfor norsk sokkelgrense.

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3. Grensefelt

På norsk og britisk kontinentalsokkel er det 3 grensefelt i produksjon: Frigg, Statfjord og Murchison. De to første opereres av norskregistrerte selskaper, mens Murchison opereres fra britisk side. I norsk statistikk føres investeringer og produksjon for disse feltene i samsvar med norsk eierandel til olje- og gassreservene. Vareinnsats og lønnskostnader for Frigg og Statfjord tas med i sin helhet. For at bearbeidingsverdien og driftsresultatet skal bli riktig, inntektsføres den delen av kostnadene som belastes britiske andelshavere og føres som eksport av tjenester fra Norge til Storbritannia. For Murchison registreres bare den delen av vareinnsatsen som

belastes norske andelshavere, fordi feltet opereres fra britisk side. Sysselsettingen på feltet blir i sin helhet registrert i samsvar med operatørens nasjonalitet (som norsk for Frigg og Statfjord og som britisk for Murchison).

2. Næringsklassifisering

SSB gjør ikke bruk av noen egen næring under betegnelsen "oljevirksomhet" e.l. SSB følger som for annen næringsvirksomhet Standard for næringsgruppering (SN), basert på ISIC Rev. 2 som gir et generelt system for klassifisering etter næring av ulike typer statistiske enheter. Det drives en rekke aktiviteter i tilknytning til oljevirksomheten i Nordsjøen. Disse aktiviteter er innarbeidd i Standard for næringsgruppering i samsvar med internasjonale anbefalinger.

Statistisk sentralbyrå benytter fra og med årsstatistikken for 1993 en ny norsk standard for næringsgruppering basert på NACE Rev. 1, som er en felles standard som nå er i bruk innenfor EØS-området. En nærmere beskrivelse av denne standarden er gitt i avsnitt 2.2.

2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

Følgende aktiviteter klassifisert ifølge Standard for næringsgruppering er aktuelle i denne sammenheng:

SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass

Prosjektering og boring for egen regning etter råolje og naturgass. Utvinning av råolje og naturgass.

SN-nr. 5023 Oljeboring

Boring etter råolje og naturgass, legging av rør og annen anleggsvirksomhet knyttet til olje- og gassutvinning utført som særskilt virksomhet på kontraktbasis.

SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass

Denne næringsgruppen omfatter fra og med 1981-statistikken bare salg av avgiftsolje for staten.

SN-nr. 714 Rørtransport

Drift av rørledninger for transport av råolje, raffinert olje og naturgass.

SN-nr. 81021 Finansieringsvirksomhet knyttet til utvinning av råolje og naturgass

Denne næringsgruppen omfatter de foretak (rettighetshavere) som er deltakere i grupper som har minst én utvinningstillatelse på norsk kontinentalsokkel, men som verken er operatør eller har virksomhet på linje med det operatør har.

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende

grupper i henhold til SN (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

2.2. Næringsklassifisering av

oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

Oljevirksomheten omfatter ifølge NACE Rev. 1 næringssektorene Utvinning av råolje og naturgass, Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning og Rørtransport. Ifølge NACE Rev. 1 inngår både rettighetshavernes og operatørens virksomhet i næringen Utvinning av råolje og naturgass. I SN basert på ISIC Rev. 2 inngikk kun operatørens virksomhet i denne næringen. Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner på kontrakt m.m og teknisk tjenesteyting knyttet til oljevirksomhet. For alle næringenes vedkommende får SSB opplysninger om virksomheten på land og på kontinentalsokkelen. Virksomheten på land omfatter kontorer, baser og terminaler; på sokkelen omfatter virksomheten felt og rørledninger i drift og boring etter råolje og naturgass på kontraktbasis.

NACE-nr. 11 Utvinning av råolje og naturgass, tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

Omfatter følgende fra SN-nr. 22 "Utvinning av råolje og naturgass": utvinning av råolje, naturgass, kondensat og våtgass (NGL), inkludert stabilisering, -separering og fraksjonering. Denne næringen omfatter også prosjektering og boring for egen regning.

NACE-nr. 11.10 omfatter også SN-nr 81021 "Finansieringsvirksomhet knyttet til råolje og naturgass" (virksomheten til rettighetshavere). I SN var ikke næringene 22 "olje- og gassutvinning" og 81021 "Finansieringsvirksomhet knyttet til råolje og naturgass" knyttet sammen på en slik måte.

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner på kontrakt m.m. og teknisk tjenesteyting knyttet til oljevirksomheten. Denne koden erstatter SN-nr 5023 "Oljeboring" og SN-nr. 83249 "Annen teknisk tjenesteyting". Tidligere var heller ikke disse SN-numrene tilknyttet SN-nr. 22.

NACE-nr. 60.30 Rørtransport

Omfatter transport av olje og gass i rørledninger. SN-koden for denne næringen er 714.

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende

grupper i henhold til NACE (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

SN-nr. 22 og NACE nr. 11 "Utvinning av råolje og naturgass" omfatter all aktivitet fra leting etter olje og gass til utvinning, separering og fraksjonering. Aktiviteten er delt inn i ulike faser og det blir innhentet oppgaver og utarbeidet statistikk for hver av disse.

Leting. Omfatter virksomheten fra en utvinningstillatelse er gitt og fram til leteprogrammet er avsluttet eller tillatelsen er tilbakelevert.

Utbygging. Omfatter virksomheten fra det tidspunkt utbygging er godkjent av Stortinget og fram til produksjonsstart, medregnet driftsforberedelse og produksjonsboring.

Drift. Omfatter virksomheten etter at produksjonen er startet, medregnet produksjonsboring i driftsfasen.

Hjelpevirksomhet. Omfatter virksomheten ved kontor og baser i land, administrativ og teknisk tjenesteyting både til egen operatørvirksomhet og egne interesser i andre utvinningstillatelser.

3. Statistiske enheter

I næringsstatistikk brukes enhetene foretak og bedrift både som rapporterings- og klassifikasjonsenhet.

3.1. Foretak

Et foretak er en institusjonell enhet som omfatter all virksomhet som drives av samme eier. Foretak er en juridisk og regnskapsmessig enhet. Det kan bestå av flere bedrifter som kan være plassert i forskjellige næringsgrupper. Foretaket klassifiseres etter sin hovedaktivitet, dvs. den virksomhet som bidrar mest til foretakets samlede verdiskapning.

Rettighetshavere brukes som betegnelse på et foretak som har eierandeler i en eller flere utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel. Rettighetshavere som enten er operatører for minst én utvinningstillatelse eller utfører virksomhet på linje med det operatørene gjør, er klassifisert i SN-nr. 22 "Utvinning av råolje og naturgass". Resten av rettighetshaverne er gruppert i SN-nr. 81021 "Finansieringsvirksomhet knyttet til utvinning av råolje og naturgass". Disse foretakene er ikke operatører, men bidrar til finansieringen av virksomheten som utføres i regi av en operatør. Hovedaktiviteten er å ivareta sine eierinteresser i grupper der de er medeiere.

3.2. Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives

aktiviteter som faller innenfor en bestemt næringsgruppe. I oljevirksomheten har det imidlertid oppstått enheter som krever særskilt behandling i SSB. De fleste utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel gis til grupper av oljeselskaper. Gruppen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være oppgavegiver for bedriftens virksomhet. Disse bedriftene er næringsklassifisert i "Utvinning av råolje og naturgass".

Den første tida etter at en bedrift er etablert vil bedriften være i letefasen og det gis egne oppgaver for denne letevirksomheten (for hver utvinningstillatelse). En feltutbygging vil ofte omfatte deler av flere utvinningstillatelser og dermed omfatte flere "letebedrifter". Ved slike funn som strekker seg over flere blokker, blir det vanligvis laget en såkalt unitiseringsavtale mellom alle rettighetshaverne om en samlet utbygging av feltet. Den nye enheten blir opprettet som en ny bedrift med operatøren som oppgavegiver.

3.3. Hjelpeavdeling

En hjelpeavdeling er en lokalt avgrenset enhet som hovedsakelig yter tjenester til en eller flere bedrifter i det foretak, eller konsern, avdelingen tilhører. Eksempler er kontorer eller forsyningsbaser som yter administrative og tekniske tjenester til operatørvirksomheten og egne interesser i andre utvinningstillatelser. Disse hjelpeavdelingene er næringsklassifisert i SN-nr. 22.

Ytes det tjenester til flere bedrifter i foretaket med ulik næringsgruppe, kan det opprettes flere hjelpeavdelinger innenfor et lokalt avgrenset område. F.eks. vil operatør for rørledning ha en hjelpeavdeling i SN-nr. 714. Enkelte selskaper vil også ha hjelpeavdelinger i andre næringer.

4. Kjennemerker

4.1. Investering

Omfang

Alle kostnader som påløper til leting og feltutbygging regnes som investeringskostnader, også produksjonsboring og driftsforberedelse. For felt i drift regnes som investering ombygginger som gir en verdiøkning av kapitalutstyret, forbedring av prosesser eller utvidelse av kapasiteten. Reparasjoner og vedlikehold regnes derimot som vareinnsats. For hjelpevirksomhet tas med anskaffelser av alle driftsmidler som har en brukstid på 1 år eller mer. Salg av varige driftsmidler kommer til fratrukk.

Periodisering

Påløpte investeringskostnader er et aktivitetsmål som gir uttrykk for den løpende ressursbruken på et prosjekt. Dette omfatter bl.a. løpende kostnader på

ikke-ferdigstilte plattformer/moduler (varer under arbeid), også kostnader som påløper i utlandet.

4.2. Eksport

All leveranse av råolje og naturgass fra norsk kontinentalsokkel til utlandet blir registrert som eksport i norsk statistikk. Ustabilisert råolje transportert i rørledning fra Ekofisk til Teesside og norsk andel av olje fra Murchison til Sullom Voe blir derfor registrert som eksport til Storbritannia. Etter stabilisering og fraseparering av våtgass-komponentene går en del av den stabiliserte råoljen og våtgassen til Norge og blir i statistikken regnet som import fra Storbritannia. På grunnlag av oppgaver fra Oljedirektoratet er det også mulig å vise skipninger av norskeid råolje fordelt på sist kjente mottakerland, både direkte fra oljefelter og fra terminaler i Storbritannia. Eksport av naturgass fra norsk sokkel til Emden blir fordelt og registrert som eksport til endelig forbruksland.

Eksportverdien av råoljen beregnes ved hjelp av bl.a. normpriser fratrukket frakt- og terminalkostnader. For naturgass er fakturapriser først tilgjengelig seinere og verdien blir anslått av SSB på grunnlag av data fra andre kilder, blant annet mottakerlandenes offisielle importstatistikk. Verdien beregnes fob rørledning.

4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

Produksjon til salg er mengde målt ved inngang til rørledning (event. skip), med korreksjon for lagerendring av råolje på feltet. For naturgass registreres også den mengde som brukes som brensel på feltet, men denne er ikke inkludert i produksjonsverdien. Produksjonsverdien for råolje blir f.o.m. 1982 beregnet på grunnlag av normpriser, fratrukket transport- og terminalkostnader. For naturgass nyttes fakturapriser innhentet fra selskapene.

Inntekt av leiearbeid

Godtgjørelse ved behandling av olje og gass fra andre felt ved bruk av enhetens installasjoner (f.eks. prosessering) eller rørledningssystem.

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

Produksjonsverdien for hjelpeavdelinger blir satt lik avdelingens lønnskostnader og andre administrasjonskostnader. Denne tjenesteproduksjonen leveres til produksjonsbedriftene på kontinentalsokkelen enten som vareinnsats eller som verdi av egne investeringsarbeider.

Beregnet inntekt for grensefelt

For grensefelt som opereres fra norsk side (Frigg og Statfjord), tas vareinnsats og lønnskostnader i sin helhet med i norsk statistikk, mens produksjonsverdien bare omfatter norsk andel. For at bearbeidingsverdi og driftsresultat skal bli riktig, inntektsføres den delen av kostnadene som belastes britiske andelshavere. Dette blir regnet som eksport av tjenester fra Norge til Storbritannia

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4. Vareinnsats

Vareinnsats er definert som summen av vareforbruk, vedlikehold, leie av driftsmidler, tjenesteforbruk (transport, forpleining, teknisk assistanse mv.), indirekte kostnader (fra hjelpevirksomhet) og andre kostnader, også kostnader som ikke er en del av operatørvirksomheten.

4.5. Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

The statistical treatment of the oil activity

1. National border

The Norwegian Continental Shelf is regarded as a part of Norway. Therefore, in principle, all oil activity on the Norwegian Continental Shelf should be included in Norwegian statistics in the same way as onshore economic activity. Oil activities carried out by Norwegian companies outside the Norwegian Continental Shelf should also be treated in the same way as other Norwegian business abroad (i.e. not included in Norwegian statistics). For practical reasons, however, it has been necessary to modify the application of these general rules to some extent.

Exploration, production etc. on Svalbard are included in the Norwegian statistics only if the activity is carried out by a Norwegian company. This is in accordance with the treatment of other industrial activities on Svalbard.

1.1. Nationality of drilling platforms

Oil drilling platforms are treated in the same way as ships engaged in foreign trade. This means that a Norwegian company with a Norwegian-registered oil drilling platform is considered to be a Norwegian establishment, regardless of whether it operates inside or outside the Norwegian Continental Shelf border. In the same way foreign companies drilling under contract on the Norwegian Continental Shelf will not be included in Norwegian production statistics. Foreign companies' activities on the Norwegian Continental Shelf will be treated as imports of services.

1.2. Pipelines

Pipelines from the Norwegian Continental Shelf to other countries are included in Norwegian statistics if a Norwegian-registered establishment owns the pipeline, even if most of the pipeline is laid outside Norwegian territory.

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

1.3. Border areas

On the Norwegian and British sectors of the Continental Shelf there are three border fields in production: Frigg, Statfjord and Murchison. Frigg and Statfjord are operated by companies registered in Norway, while Murchison is operated from Great Britain. In Norway's official statistics, production and investments in these fields are accounted in accordance with the Norwegian share of the oil/gas reserves. Consumption of goods and services and compensation of employees on the Frigg and the Statfjord fields are included in their entirety in

Norwegian statistics. In order to ensure correct value added and operating surplus figures in the Norwegian statistics, the share of the costs which is debited to shareholders in Great Britain, is entered as exports of services from Norway to Great Britain. For the Murchison field, only the share of goods and services consumption debited to shareholders in Norway is included in the figures since the field is operated from Great Britain. Employment on the Statfjord and Frigg fields is included in the employment figures for Norway, since these two border fields are operated by Norwegian companies.

2. Industrial classification

Statistics Norway has no separate industrial group entitled "oil industry" or the like. Statistics Norway follows the same procedure as for other sectors of the economy, based on the Standard Industrial Classification based on the ISIC Rev. 2. This provides a general classification system according to activity, for different types of statistical units. A whole series of activities is carried out in connection with the North Sea oil industry. These activities have been included in the Standard Industrial Classification in accordance with international recommendations.

Statistics Norway has from the yearly statistics for 1993 used a new Norwegian Standard Industrial Classification (SIC94). SIC94 is based on EU standard NACE Rev. 1, which is used inside the European Economic Area (EEA). A closer description of this standard is given in section 2.2.

2.1. Oil activities classified according to ISIC Rev. 2

The following activities classified according to the Standard Industrial Classification are of interest in this publication:

SIC No. 22 Crude petroleum and natural gas production

Projecting and drilling for crude petroleum and natural gas on its own account. Crude petroleum and natural gas production.

SIC No. 5023 Oil well drilling

Drilling for oil and gas, pipeline laying and other construction activity in connection with oil and gas production, carried out as separate activity on terms of contract.

SIC No. 61215 Wholesaling of crude petroleum and natural gas

In the statistics for 1981 and later, this group includes only the sale of royalty oil.

SIC No. 714 Pipeline transport

Operation of pipelines for the transport of crude petroleum, refined petroleum and natural gas.

SIC No. 81021 Operation of financing institutions connected with crude petroleum and natural gas production

This group includes those enterprises (licensees) participating in groups which have at least one license for production on the Norwegian Continental Shelf, but who do not have operator status or serve the same functions as an operator.

Other activities in connection with oil exploration/production are classified in already existing groups in SIC (e.g. construction and repair of platforms, catering, technical services).

2.2. Industrial Classification of the Oil Activity by NACE Rev. 1

The oil activity includes according to NACE Rev. 1 the industry sectors: "Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas; Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction Excluding Surveying", "Pipeline transport". NACE Rev. 1 includes both the activity to the licensees and operators under the sector "Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas". In SIC based on ISIC Rev. 2 only the operators' activity was included in this industry. "Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction" includes drilling of exploration, appraisal and production wells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. For all the sectors, Statistics Norway receives information about the activity onshore and on the Continental Shelf. The activity onshore includes offices, bases and terminals; on the Continental Shelf the activity includes fields and pipelines on stream and drilling of oil and natural gas on contract.

NACE no. 11 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas; Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas

Includes the following from SIC no. 22 "Crude Petroleum and Natural Gas Production": Extraction of crude petroleum, natural gas, condensate and NGL, including stabilizing, separating and fractionating. This industry also includes projecting and drilling for own account.

NACE no. 11.10 also includes SIC no. 81021 "Operating of Financing Institutions connected with Crude Petroleum and Natural Gas Production". In SIC the industries 22 and 81021 were not linked together in such a way.

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes drilling of exploration, appraisal and production wells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. This code replaces SIC no. 5023 "Oil well drilling" and SIC no. 83249 "Other technical services". Earlier these codes were not linked with SIC no. 22.

NACE no. 60.30 Transport via Pipelines

Includes transport of oil and gas via pipelines. The SIC-code for this industry is 714.

Other activity in connection with Oil exploration/production is classified in existing groups in compliance with NACE (like building and repairing of oil platforms and modules, tugs and supply vessels in Norwegian coastal waters, catering, technical consultancy)

SIC No. 22 and NACE no. 11 "Crude Petroleum and Natural Gas Production" covers all the activities from exploration to production including separating and fractionating in the terminals. These are divided into different phases, and statistics are collected and produced for the following:

Exploration. Covers the activity from when the production licence is given until the exploration programme is finished or the licence is returned.

Development. Covers the activity from the time commercial development is approved by the Parliament to start of production, inclusive establishment of the on stream organisation and production drilling.

Production. Covers the activity after the start of production, inclusive production drilling.

Ancillary activity. Covers the activity in offices and bases onshore; administrative and technical services both to own activity as operator and interests in other production licenses.

3. Statistical units

In economic statistics the terms enterprise and establishment are used as both reporting and classification units.

3.1. Enterprise

An enterprise is an institutional unit covering all activity run by the same owner. Enterprise usually corresponds to the term "firm" and is a legal and accounting unit. An enterprise may consist of several establishments which may be classified in various industry groups. An enterprise is classified according to its most important activity.

The term "licensee" is used as the designation for an enterprise that has owner's rights to one or more production licenses on the Norwegian Continental Shelf. Licensees that are operators or engaged in activities similar to those of an operator, are classified in SIC No. 22 "Crude Petroleum and Natural Gas Production". The other licensees are included in SIC No. 81021 "Operation of financing institutions connected with crude petroleum and natural gas production".

3.2. Establishment

An establishment is defined as a locally limited functional unit which primarily engages in activities that may be classified in a particular industry group. The oil industry, however, is organized in units calling for special treatment by Statistics Norway. Most of the production licenses on the Norwegian Continental Shelf are given to groups of oil companies. The group is then considered to be the establishment unit. One of the licensees is the operator and is responsible for handling the group's industrial activities. These establishments are classified under "Crude petroleum and natural gas production".

3.3. Ancillary units

An ancillary unit is a locally limited unit that primarily provides services to one or more establishments in the enterprise or concern, to which the ancillary unit belongs. Examples of these ancillary units are central administrative offices or supply bases providing administrative and technical services to own activity as an operator or to interests in other production licences. These ancillary units are classified in SIC No. 22.

If one office provides services to establishments in the same enterprise with different industrial classification, it can be divided into two or more ancillary units. An operator for a pipeline will have an ancillary unit in SIC No. 714.

4. Characteristics

4.1. Investment

Content

All current costs in exploration and field development, including production drilling, are regarded as investment costs. For fields in production, costs that increase the value of the capital equipment, improve the processes or expand the capacity are treated as investment. Repair and maintenance are treated as consumption of services. In the ancillary activity all acquisitions of fixed durable assets with an expected productive life of more than one year are included.

Periodisation

Accrued investments costs measure the current use of resources on one project. This includes the cost of unfinished platforms/modules (work in process), also costs accrued abroad.

4.2. Exports

In Norwegian statistics all crude oil delivered from the Ekofisk field to Teesside and the Norwegian share of the oil taken from the Murchison field to Sullom Voe, is recorded as exports to Great Britain. After treatment at the separating and fractionating plants some of the crude oil and the gas are shipped to Norway and included in the statistics as imports from Great Britain. On the basis of reports from the Norwegian Petroleum Directorate, it is possible to show all shipments of Norwegian-owned crude oil to other countries (divided according to the last-known recipient), both directly from oil fields and from terminals in Great Britain. Exports of natural gas to Emden are recorded as exports to countries of consumption.

The value of oil produced on the Norwegian part of the Continental Shelf and further exported is calculated on the basis of norm prices determined administratively and adjusted for transport and terminal costs. For natural gas norm prices or other direct reports of values are not available. Prices for gas exported by pipeline to St. Fergus and Emden are therefore preliminarily estimated by the Statistics Norway on the basis of other sources, including data found in the official import statistics of the two countries and published reports on transport costs for natural gas and estimates on terminal costs.

4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

Production for sale is measured as quantity at the entrance of the pipeline or the ship, adjusted for changes in stock of crude oil on the field. For natural gas the quantity used as fuel on the field is also recorded, but this gas is not included in the production value. From 1982 onwards the value of crude oil is calculated on the basis of norm prices, adjusted for transport and terminal costs. For natural gas invoice prices reported by the oil companies are used.

Contract work

Receipts from processing or pipeline transport of oil and gas from other fields.

Calculated production value from ancillary units

The ancillary units are assigned gross production values equal to the agency's labour costs and other

operating expenditure. This service production is delivered to the establishments on the Continental Shelf either as intermediate consumption or as the value of their own investment work.

Calculated income from border areas

For border areas operated by Norwegian companies (Frigg and Statfjord) the production value includes only the Norwegian share of the goods and compensation of employees and the intermediate consumption are included in their entirety in the Norwegian statistics.

To find correct figures for value added and operating surplus, the share of the costs which is debited to shareholders in Great Britain is entered as production income in the Norwegian statistics and treated as exports of services from Norway to Great Britain.

Own-account investment work

This figure includes compensation to own employees in exploration and field development.

4.4. Cost of goods and services consumed

The sum of consumption of goods, repair and maintenance, hire of operating capital, consumption of services (transport, catering, technical assistance etc.), indirect costs (from the ancillary units) and other costs, also costs which are not a part of the operator's activity.

4.5. Value added

Gross value of production less cost of goods and services consumed.

4.6. Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

Vedlegg A
Appendix A

Måleenheter

Ved angivelse av mengder råolje og naturgass nyttes vanligvis enhetene fra SI-systemet (det internasjonale enhetssystem). Pga. tradisjoner og praktiske forhold har imidlertid andre enheter også en sterk posisjon innenfor petroleumsindustrien. Oljeselskapene vil derfor ofte oppgi volum for råolje og naturgass i henholdsvis barrels (fat) og kubikkfot, mens SI-systemet anbefaler kubikkmeter som volumformål.

Både for olje- og gassvolum gjelder at en nøyaktig angivelse av volumet må knytte seg til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur.

Vanlige enheter:

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm³ - standard kubikkmeter

For gass:

Nm³ - normal kubikkmeter Standard kubikkfot

For omtrentlige omregninger kan følgende faktorer nyttes:

Gass:

For omregning fra Nm³ til Sm³, divideres med 0,95.

Olje:

For omregning fra fat til Sm³, multipliseres med 0,159.

For videre omregning til tonn, multipliseres med egenvekten. Egenvekten kan variere noe fra år til år.

For omregning fra millioner tonn olje pr. år til millioner fat olje pr. dag i 1998, divideres det med 48,923505.

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1998:

Ekofisk	0,814
Gullfaks	0,867
Heidrun	0,883
Oseberg	0,839
Statfjord	0,835
Gjennomsnitt norsk sokkel	0,843

Units of measurement

Quantities of crude oil and natural gas are usually reported in the SI system units (the international system of units). Because of tradition and for practical reasons the petroleum industry also makes use of other units. The oil companies often report volumes of crude oil and natural gas in barrels and cubic feet, respectively. The SI system recommends the use of cubic metre.

Specifications of oil and gas volumes depend on information about pressure and temperature.

Units commonly used:

Crude oil:

Barrel

Crude oil and natural gas:

Sm³ - metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm³ - metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm³ into Sm³, divide by 0.95.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm³, multiply by 0.159.

For further conversion into tonnes, multiply by the specific weight. The specific weight might vary from one year to another.

For conversion of million tonnes oil per year into million barrels oil per day in 1998, divide by 48.923505.

Specific weights, stabilizes crude, for some oil fields in 1998:

Ekofisk	0.814
Gullfaks	0.867
Heidrun	0.883
Oseberg	0.839
Statfjord	0.835
Average Norwegian Shelf	0.843

Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer**Tabell a**

Gass <i>Gas</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	35,3 kubikkfot <i>cubic feet</i>
Råolje <i>Crude oil</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	6,29 fat <i>barrels</i>
	1 Sm ³ <i>scm</i>	0,841 tonn oljeekvivalenter (toe) <i>tonne oil equivalents (toe)</i>
	1 metrisk tonn <i>tonne</i>	7,48 fat <i>barrels</i>
	1 fat <i>barrel</i>	159 liter <i>litre</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	48,8 tonn/år <i>tonnes/year</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	58 Sm ³ pr. år <i>scm per year</i>

Tabell b

	MJ	kWh	TKE TCE	Toe	Sm ³ naturgass <i>Scm of natural gas</i>	Fat råolje <i>Barrels of oil</i>
1 MJ (megajoule)	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh (kilowattime) <i>1 kWh (kilowatt hour)</i>	3,6	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE (tonn kullekvivalent) <i>1 TCE (tonne coal equivalent)</i>	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 toe (tonn oljeekvivalent) <i>1 toe (tonne oil equivalent)</i>	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm ³ naturgass <i>1 scm natural gas</i>	35,54	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje <i>1 barrel of crude oil</i>	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1

Tidligere utgitt på emneområdet

Previously issued on the subject

Norges offisielle statistikk (NOS)

- C 671 Statistisk årbok 2001
 C 619 Elektrisitetsstatistikk 1998
 C 595 Energistatistikk 1998

Rapporter (RAPP)

- 00/1 K. Flugsrud, E. Gjerald, G. Haakonsen m.fl.:
 The Norwegian Emission Inventory.
 Documentation of methodology and data for
 estimating emissions of greenhouse gases
 and long-range transboundary air
 pollutants.
 00/7 Å. Cappelen og R. Choudhury: The Future of
 the Saudi Arabian Economy. Possible Effects
 on the World Oil Market.
 00/13 K. Rypdal og L.C. Zhang. Uncertainties in the
 Norwegian Greenhouse Gas Emission
 Inventory.
 01/16 K. Rypdal: Direkte energibruk og utslipp til
 luft fra transport i Norge 1994 og 1998.
 01/15 G. Haakonsen: Indikatorer for energibruk og
 utslipp til luft i industri- og energisektorene.
 01/14 T. Martinsen: Energibruk i norsk industri.
 01/23 R. Nesbakken: Fordelingseffekter av elektrisi-
 tetsavgift belyst ved ulike
 fordelingsbegreper.
 01/31 F. R. Aune, T. A. Johnsen og E. Lund Sagen:
 Regional og nasjonal utvikling i
 elektrisitetsfor bruket til 2010.

Statistiske analyser (SA)

- 37 Natural Resources and the Environment
 2000
 46 Naturressurser og miljø 2001

Discussion Papers (DP)

- 181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl:
 Gains from Cartelisation in the Oil
 Market.
 210 T. Eika og K. A. Magnussen: Did Norway
 Gain from the 1979-85 Oil Price Shock?
 245 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl:
 Optimal Oil Exploration under Climate
 Treaties.
 248 M. Sjøberg: Asymmetric Information and
 International Tradable Quota Treaties; An
 experimental evaluation.
 255 B. Halvorsen og B. M. Larsen: Changes in the
 Pattern of Household Electricity Demand
 over time.
 258 L. Lindholt: Beyond Kyoto: CO₂ permit prices
 and the markets for fossil fuels.

- 261 B. Bye og K. Nyborg: The Welfare Effects of
 Carbon Policies: Grandfathered
 Quotas versus Differentiated Taxes.
 267 S. Kverndokk, L. Lindholt og K.E. Rosendahl:
 Stabilisation of CO₂ concentrations:
 Mitigation scenarios using the Petro model.
 286 F. R. Aune, T. Bye og T. A. Johnsen: Gas
 power generation in Norway. Good or bad
 for the climate? Revised version.

Notater

- 98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller:
 Intertemporal optimering og
 adferdssimulering.
 98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i
 Norge fram mot 2020.
 99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå
 eksperiment om internasjonal kvotehandling.
 00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens
 energibruk.
 00/16 B. Halvorsen og
 R. Nesbakken: Fordelingseffekter av økt
 elektrisitetsavgift for husholdningene.
 01/17 T. Martinsen: Statistikk over energibruk i
 Statistisk sentralyrå - evaluering,
 brukerbehov og forutsetninger.
 01/59 A. Krüger Enge, V. Hansen og B. Tornsjo:
 Planlegging av et statistikkssystem for
 energibruk i næringsbygg.

Documents

- 98/14 S. Holtskog: Energy Use and Emissions to
 Air in China: A comparative Literature
 Study.
 99/4 K. Rypdal og B. Tornsjo: Construction of
 Environmental Pressure Information System
 (EPIS) for the Norwegian Offshore Oil and
 Gas Production.

Sosiale og økonomiske studier

- 99 K. E. Rosendahl: Social Costs of Air Pollution
 and Fossil Fuel Use - A Macro economic
 Approach.
 102 T. Bye, M. Hoel og S. Strøm: Et effektivt
 kraftmarked - konsekvenser for
 kraftkrevende næringer og regioner.

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 648 Skogstatistikk 1999 *Forestry Statistics 1999*. 2001. 71s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4915-5
- C 649 Inntektsstatistikk for personer og familier 1993-1998 *Income Statistics for Persons and Families 1993-1998*. 2001. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4917-1
- C 650 Industristatistikk 1998. Næringstall *Manufacturing Statistics 1998. Industrial Figures*. 2001. 138s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4923-6
- C 651 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2000. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 2000. Statistics and Analysis*. 2001. 79s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4926-0
- C 652 Jordbrukstelling 1999. Vestfold. 2001. 85s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4931-7
- C 653 Jordbrukstelling 1999. Buskerud. 2001. 94s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4932-5
- C 654 Jordbrukstelling 1999. Telemark. 2001. 87s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4933-3
- C 655 Jordbrukstelling 1999. Hedmark. 2001. 95s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4934-1
- C 656 Jordbrukstelling 1999. Oppland. 2001. 107s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4936-8
- C 657 Jordbrukstelling 1999. Østfold. 2001. 88s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4937-6
- C 658 Jordbruksteljing 1999. Rogaland. 2001. 103s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4938-4
- C 659 Jordbrukstelling 1999. Nord-Trøndelag. 2001. 95s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4939-2
- C 660 Jordbrukstelling 1999. Akershus og Oslo. 2001. 94s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4940-6
- C 661 Jordbruksteljing 1999. Møre og Romsdal. 2001. 121s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4941-4
- C 662 Jordbrukstelling 1999. Vest-Agder. 2001. 81s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4942-2
- C 663 Jordbrukstelling 1999. Aust-Agder. 2001. 84s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4943-0
- C 664 Jordbrukstelling 1999. Nordland. 2001. 117s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4944-9
- C 665 Jordbrukstelling 1999. Sør-Trøndelag. 2001. 96s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4945-7
- C 666 Jordbruksteljing 1999. Sogn og Fjordane. 2001. 101s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4946-5
- C 667 Jordbruksteljing 1999. Hordaland. 2001. 120s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4947-3
- C 668 Jordbrukstelling 1999. Troms. 2001. 91s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4948-1
- C 669 Jordbrukstelling 1999. Finnmark. 2001. 71s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4950-3
- C 671 Statistisk årbok 2001. 2001. 543s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4959-7
- C 673 Svalbardstatistikk 2001. 2001. 166s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4969-4
- C 674 Sjølvmeldingsstatistikk 1999 *Tax Return Statistics 1999*. 2001. 77s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4972-4
- C 675 Utenrikshandel 2000 *External Trade 2000*. 2001. 150s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4973-2
- C 676 Norsk standard for utdanningsgruppering. Revidert 2000. Nynorsk versjon. 2001. 189s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4848-5
- C 677 Standard for gruppering av familier og husholdninger. 2001. 31s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4976-7
- C 678 Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 1st Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2001. 98s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4978-3
- C 680 Konsumprisindeksen 1995-2000. 2001. 50s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4980-5
- C 682 Jaktstatistikk 2000 *Hunting Statistics 2000*. 2001. 58s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4985-6