



Olje- og gassvirksomhet
2. kvartal 2002
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
2nd Quarter 2002
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, oktober 2002
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen, vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-5169-9 Trykt versjon
ISBN 82-537-5170-2 Elektronisk versjon
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Statistisk sentralbyrå/380

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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
Foreløpig 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	

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 11. september 2002.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 7. oktober 2002.

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 11 September 2002.

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

Statistics Norway,
Oslo/Kongsvinger, 7 October 2002

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister.....	7
Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 2002	
1. Hovedpunkter.....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen.....	14
4. Markedet.....	16
5. Regnskapsstatistikk 2000.....	18
Engelsk tekst.....	20
Tabelldel.....	22
Statistisk behandling av oljevirkomheten.....	85
1. Nasjonal avgrensing.....	85
2. Næringsklassifisering.....	85
3. Statistiske enheter.....	86
4. Kjennemerker.....	86
Engelsk tekst.....	88
Vedlegg	
A. Måleenheter.....	91
B. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema.....	93
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse.....	97
Tidligere utgitt på emneområdet.....	101
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk.....	102

Contents

List of tables	9
Moderate growth in investment	20
Account Statistics for Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 2000	21
Tables	22
The statistical treatment of the oil activity	88
1. National border.....	88
2. Industrial classification.....	88
3. Statistical units.....	89
4. Characteristics	89
Appendices	
A. Units of measurement.....	91
B. Income statement and balance sheet in English. Referances to the questionnaire	93
C. Definitons of key figures, background figures and source and application of funds.....	99
Previously issued on the subject	101
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	102

Figurregister

1. Anslag for 2000, 2001, 2002 og 2003 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr.....	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen	12
3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 2002-2003. Millioner kroner.....	13
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte lete hull. 1. kv.1993-1. kv.2002	13
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv.1992 - 1. kv.2002. Tusen kroner	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner.....	14
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Juni 1992-2002. 1000 tonn	14
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Juni 1999 - 2002. 1000 tonn.....	15
9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Juni 2002. 1000 tonn.....	15
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Juni 1992 - 2002. 1000 Sm ³	15
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Juni 1999-2002. 1000 Sm ³	16
12. Prisetutvikling for Brent Blend. 1999 - 2002. Dollar per fat.....	16
13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1998-2000. Prosent	18
14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1989-2000. Mrd. kr	18
15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 2000. Mrd. kr	19

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 1. januar 2002	22
2. Felt under utbygging. 31. mars 2002	28
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002	30

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1995-2003. Mill.kr	32
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	33
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2001. Mill.kr	34
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. Mill.kr	35
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 2001 - 1. kvartal 2002. Mill.kr	35
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2002	36
10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr	37
11. Påbegynte lete hull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	38
12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	38
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	39
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1989-2002. 1 000 GBP/dag	40

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1992-2001. Millioner kroner	41
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner	41
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. Millioner kroner	42
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2003	43
19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2001	43
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging. 1997-2002. Millioner kroner	44
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	45
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. Mill.kr	46

Produksjon

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn	47
24. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm ³	52

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2002	55
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 2002	56
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2002	56
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 3. kvartal 2000 - 2. kvartal 2002	57
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 3. kvartal 2000-2. kvartal 2002	58
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler. 2000-2001	59
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 2. kvartal 2000-2. kvartal 2002. 1 000 tonn	60

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1992-2002. US dollar/fat	61
33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1991 - 2002. US dollar/fat	62
34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2002. US dollar/fat	63
35. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2002	65

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1999-2003	66
---	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2001. Milliarder 2002-kroner	67
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2001	67
39. De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2001	68
40. Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd pr. 31. desember 2001	69
42. Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon pr. 31. desember 2001	72
43. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 17. september 2002	73
44. Funn på norsk kontinentalsokkel. 2001	73
45. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1996-2001	74
46. Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1990-2001	75

Regnskapsstatistikk

47. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-2000	75
48. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1999 og 2000	76
49. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1996-1999	77
50. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2000.	79
51. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2000	81
52. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel1. Identiske foretak. 1999 og 2000	84
53. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel1 etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-2000	84

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1996-2000	1/02	4/02
Vareinnsats for felt i drift. 1996-2000. Mill.kr	1/02	4/02
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gasutvinningen. 1996-2000	1/02	4/02
Hovedtall for rørtransport. 1996-2000. Mill.kr	1/02	4/02
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2000	1/02	4/02
Ikke operatørkostnader. 1995-2000. Mill.kr	1/02	4/02
Sysselsetning i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2000	1/02	4/02

List of tables

Survey of fields

1. Fields in production. 1 January 2002	22
2. Fields under development. 31 March 2002	28
3. Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002	30

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1995-2003. Million NOK	32
--	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK	33
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. Million NOK	34
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q1 2000 - Q1 2002. Million NOK	35
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q2 2001 - Q1 2002. Million NOK	35
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2002	36
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. Million NOK	37
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	38
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	38
13. Drilling metres ¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	39
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1989-2002. 1 000 GBP/day	40

Field development and field on stream

15. Accrued investment costs for field development, by cost category. 1992-2001. Million NOK	41
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. Million NOK	41
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q1 2000 - Q1 2002. Million NOK	42
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2003	43
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2001	43
20. Commodity and service costs ¹ . Field development. 1997-2002. Million NOK	44
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK	45
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q1 2000 - Q1 2002. Million NOK	46

Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes	47
24. Natural gas production by field. Million Sm ³	52

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002	55
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-2002	56
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2002.	56
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q3 2000 - Q2 2002	57
29. Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . By destination. Q3 2000-Q2 2002	58
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. 2000-2001 ...	59
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 2 2000-Q 2 2002. 1 000 tonnes	60

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1992-2002. USD/barrel	61
33. Crude oil prices by field. Quarterly. 1991- 2002. USD/barrel	62
34. Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2002. USD/barre	63
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976 - 2002	65

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1999-2003	66
---	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2001. Billion 2002-NOK	67
38. Key figures for The state`s direct financial interest (SDFI). 1985-2001	67
39. Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2001	68
40. Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 2001	69
41. Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2001	70
42. Historic production in abandoned fields and fields on stream per 31 December 2001	72
43. Areas with production licences as of 17 September 2002	73
44. Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 2001	73
45. Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2001	74
46. Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1990-2001	75

Account statistics 2000

47. Financial highlights for licenses ¹ on the Norwegian Continental Shelf ² . 1987-2000	75
48. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state`s direct financial interest. 1999 and 2000	76
49. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1996-1999	77
50. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf . 2000.	79
51. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 2000	81
52. Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1999 and 2000	84
53. Licensees on the Norwegian Continental Shelf ¹ , by size of return on total assets and equity ratio. 1987-2000	84

Last publ- ished	Next publ- ishing
------------------------	-------------------------

Tables not published in this issue

Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1996-2000	1/02	4/02
Intermediate consumption for feilds on stream. 1996-2000. Million NOK	1/02	4/02
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1996-2000	1/02	4/02
Principal figures for transport via pipeline. 1996-2000. Million NOK	1/02	4/02
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2000.	1/02	4/02
Non-Operators costs. 1995-2000. Million NOK	1/02	4/02
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-2000.	1/02	4/02

1. Hovedpunkter

Investeringsanslagene for olje og gassvirksomheten i 2002 er nå 57,3 milliarder kroner. Sammenlignet med investeringsanslagene for 2001 gitt i 2. kvartal 2001 er dette en økning på 4,0 milliarder, eller 7,5 prosent.

Sammenlignet med anslaget for 2002 gitt i forrige kvartal er investeringsanslagene oppjustert med 1,5 milliarder, eller 2,7 prosent.

Anslag for 2003 er nå innhentet for første gang, og utgjør hele 51,8 milliarder kroner for olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport. Dette er mer enn 23 milliarder kroner høyere enn anslaget for 2002 gitt i 2. kvartal 2001. Førstegangsanslaget for 2003 bygger imidlertid på mer fullstendig rapportering fra selskapene enn det som har vært vanlig tidligere. Sammenligninger med det tilsvarende anslaget for 2002 må derfor tolkes med varsomhet.

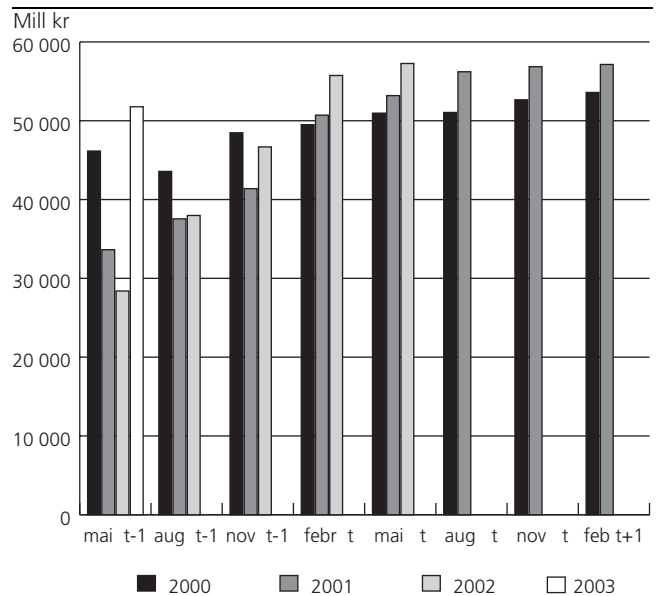
Anslag for 2002: Moderat investeringsvekst sammenlignet med 2001

Investeringene i olje- og gassvirksomheten for 2002 inkludert rørtransport er nå anslått til 57,3 milliarder kroner. Dette er en svak oppjustering på 1,5 milliarder kroner, eller 2,7 prosent, fra forrige rapportering. Dersom vi ser på investeringsutviklingen for de siste fem årene, fra anslaget gitt i 2. kvartal i investeringsåret og fram til de påløpte investeringene var klar - økte disse gjennomsnittlig med 4,1 prosent. Dersom investeringsutviklingen for 2002 blir omtrent som gjennomsnittet for de siste fem årene vil de endelige investeringene i 2002 ligge i størrelsesorden 60 milliarder kroner.

De anslåtte leteinvesteringene er nå 5,2 milliarder kroner. Dette er en svak oppjustering sammenlignet med anslaget gitt i forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 ligger leteinvesteringene i 2002 an til å bli 1,0 milliarder kroner lavere. Tildelingen av Nordsjørunden og 17. konsesjonsrunde kan øke investeringene noe, men det er lite trolig at dette får store utslag i 2002.

Når det gjelder investeringsanslagene for feltutbygging stiger anslagene noe fra forrige kvartal. Nå anslås investeringene til feltutbygging i 2002 til å bli 17,8 milliarder kroner. De siste årene har investeringene til feltutbygging hatt en klart fallende tendens. Det var ventet at prosjekter som Kristin og Snøhvit skulle snu denne trenden, noe som ikke ser ut til å være tilfelle i 2002. Det er imidlertid sannsynlig at vi vil se en effekt av dette i 2003. En faktor som kan forklare manglende effekt i 2002 er at investeringene på Snøhvit er holdt litt tilbake i påvente av klarsignal fra ESA. Den 3. juni ble det gjort vedtak om at utbyggingen starter for fullt.

Figur 1. Anslag for 2000, 2001, 2002 og 2003 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr



De anslåtte investeringene til felt i drift er nå 29,3 milliarder kroner. Dette er en nedjustering på 0,7 milliarder kroner fra forrige kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2001 ligger anslaget for 2002 2,1 milliarder kroner høyere.

For landvirksomheten og rørtransport er de nye investeringsanslagene henholdsvis 3,4 og 1,5 milliarder. For landtransport er dette nær en dobling av investeringsanslaget for 2002 fra forrige kvartal. Hovedårsaken til dette ligger i godkjenningen av utbyggingen på Melkøya, i forbindelse med Snøhvitutbyggingen. Ellers foregår det også stor aktivitet på Kårstø. Når det gjelder rørtransporten er anslagene tilnærmet uendret sammenlignet med forrige kvartal.

Anslag for 2003: Høyt førstegangsanslag.

I 2. kvartal kommer de første investeringsanslagene for neste år. De første anslagene for 2003 er høye sammenlignet med anslagene som ble gitt for 2002 i 2. kvartal 2001. Mye av økningen skyldes mer fullstendig datainnngang på langtidsanslagene fra selskapene. Anslagene som publiseres nå ligger dermed nærmere de påløpte investeringene enn tilsvarende anslag gitt tidligere. Det er derfor noe vanskelig å tolke sammenligninger med anslag gitt på tilsvarende tidspunkt for tidligere år.

De totale investeringene for 2003 er nå anslått til å bli 51,8 milliarder kroner. Dette er 23,4 milliarder kroner mer enn det som ble anslått for 2002 i tilsvarende kvartal i fjor.

Anslagene til letevirksomheten ser ut til å stige noe i 2003 sammenlignet med anslagene for 2002. For 2003 anslås leteinvesteringene nå til 5,6 milliarder kroner.

Dette er 0,6 milliarder kroner høyere enn anslaget for 2002 gitt i inneværende kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2001 ligger anslaget for 2003 1,2 milliarder kroner lavere. Anslagene kan stige noe som følge av tildelingen av Nordsjørunden og 17. konsesjonsrunde, og de kan synke som følge av budsjettprosessen i lisensene.

Investeringene til feltutbygging anslås nå til å bli 14,8 milliarder kroner i 2003. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002 er dette en økning på 4,3 milliarder kroner. Investeringene til feltutbygging vil nok øke noe som følge av de store utbyggingene i Barentshavet og Norskehavet, men det er vanskelig å forutsi hvor mye større investeringene blir.

Investeringene til felt i drift er nå anslått til 22,3 milliarder kroner. Anslaget for 2002 gitt i 1. kvartal 2001 var på 13,8 milliarder, og har nå vokst til 29,3 milliarder. Det er sannsynlig at også anslaget for 2003 vil stige, både som følge av oppgradering av eksisterende plattformer, ny teknologi samt investeringer i samband med utbygging av de nye feltene.

For landvirksomheten og rørtransport er anslagene høye, også sammenlignet med tall for 2001 og 2002. For landvirksomheten anslås investeringene i 2003 til hele 7,1 milliarder kroner. Dersom dette skulle bli størrelsesordenen på de endelige investeringene er dette det høyeste investeringsnivået for landvirksomheten noensinne på norsk sokkel. De høye investeringene skyldes anleggsarbeid på Melkøya og Kårstø. For rørtransporten anslås investeringene i 2003 til å bli 2,0 milliarder kroner.

2. Investeringer

2.1 Leting

Anslag for 2002

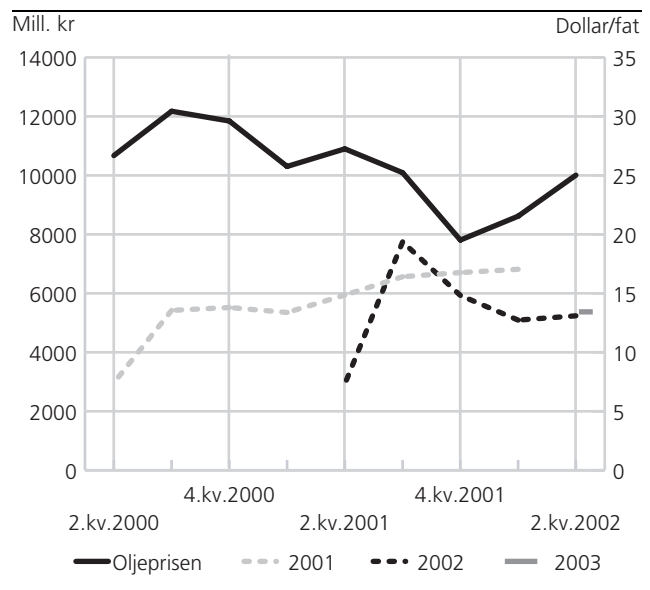
Investeringene for lettevirksomheten i 2002 anslås nå til 5,2 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 0,1 milliarder kroner, eller 2,9 prosent, sammenlignet med forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001, gitt i 2. kvartal 2001 ligger anslaget for 2002 1,0 milliarder kroner lavere.

I 1. kvartal 2002 ble det investert 1,8 milliarder kroner i lettevirksomheten på norsk sokkel. Det er muligheter for at den høye oljeprisen vil kunne føre til noe høyere leteaktivitet utover i året.

Anslag for 2003

Investeringene for lettevirksomheten i 2003 anslås til å bli 5,6 milliarder kroner. Dette er førstegangsanslaget for 2003, og anslaget ligger hele 2,7 milliarder kroner over førstegangsanslaget for 2002. Noe av forklaringen på dette ligger i at datafangsten i 2. kvartal 2002 har blitt intensivert i forhold til tidligere, og operatørsel-

Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for lettevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen



skapene har rapportert mer fullstendige anslag en tilfellet har vært tidligere år.

2.2 Feltutbygging

Anslag for 2002

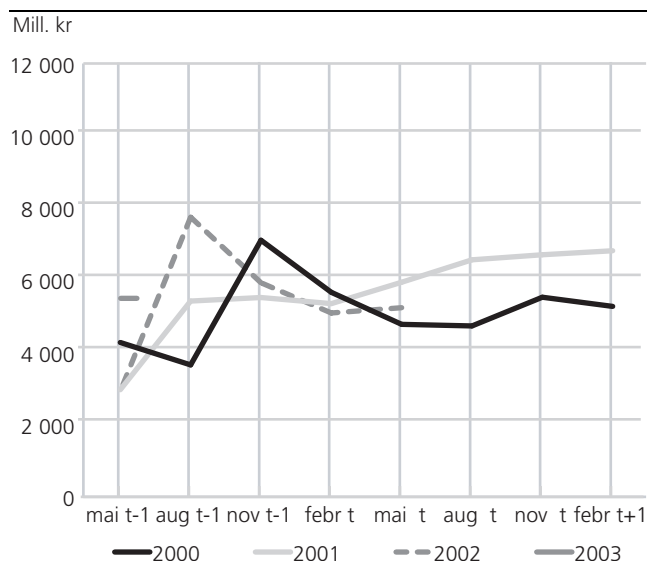
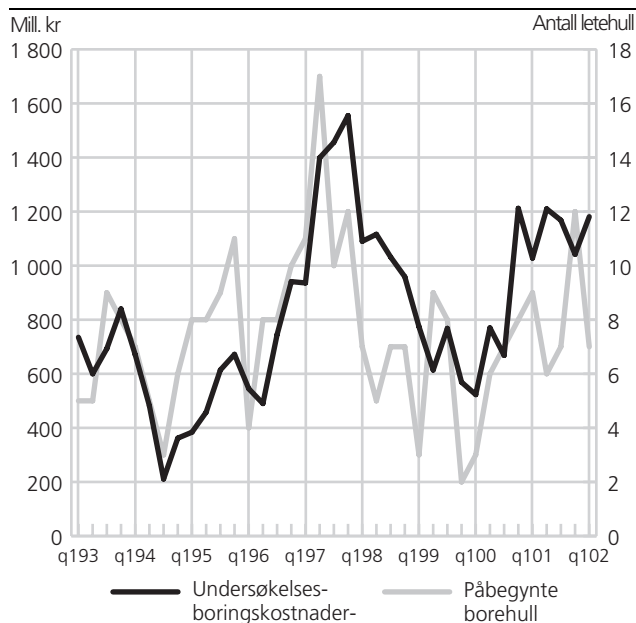
For 2002 anslås nå investeringene for feltutbygging til 17,8 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 0,5 milliarder fra anslaget gitt i forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 ligger 2002 anslaget 0,6 milliarder kroner lavere. I 1. kvartal 2002 ble det investert 3,9 milliarder kroner i feltutbygging.

Snøhvitutbyggingen er nå i gang, og er integrert i denne tellingen. På talletidspunktet var det imidlertid ikke kommet til endelig avklaring med EU når det gjelder skattesystemet.

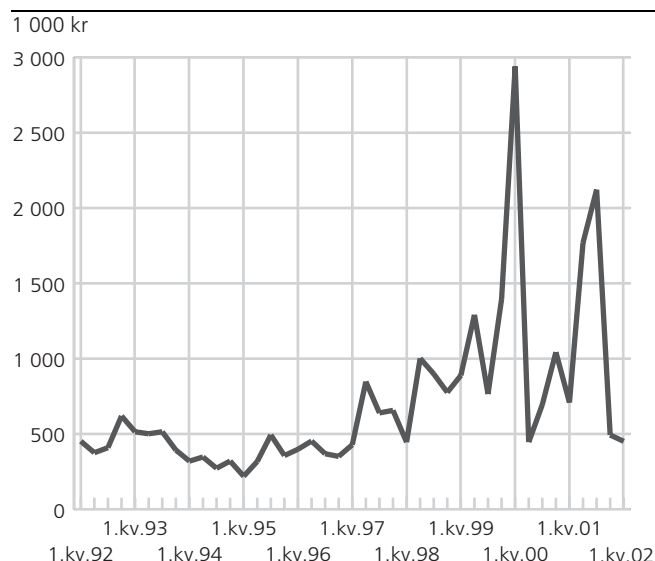
Anslag for 2003

Nivået på investeringene i 2003 er nå anslått til 14,8 milliarder. Dette førstegangsanslaget ligger 4,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 2002 gitt i 2. kvartal 2001. Også her er det viktig å være oppmerksom på at datafangsten dette kvartalet har vært bedre enn tidligere år.

Nye prosjekter som ikke er kommet med i tellingen enda vil kunne øke investeringene noe. Operatøren Totalfinaelf er klar med en plan for utbygging og drift for de to små gassfeltene Byggve og Skirne. Disse to vil være de første gassfeltene det blir sendt inn utbyggingssplan for etter at gassalgsmonopolet er nedlagt og det vil være første gang det bygges ut et felt uten at det er sikret gassleveranser gjennom inngåtte kontrakter på forhånd. Utbyggingen er relativt liten, og det blir anslått at investeringene på feltene vil komme opp i 1,7 milliarder kroner, og at de skal settes i drift allerede høsten 2003.

Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner**Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv.1993-1. kv.2002**

BP har påvist mer olje og gassressurser i Skarvstrukturen vest for Helgeland. Formålet med boringen var å påvise ytterligere utvinnbare olje- og gassressurser i sandsteiner av jura alder i Skarvstrukturen for derved å styrke mulighetene for lønnsom utbygging og produksjon av olje- og gassressursene i utvinningstillatelsen. Det er imidlertid høyst usikkert om en eventuell søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift vil medføre nevneverdige investeringer i løpet av 2003.

Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv.1992 - 1. kv.2002. Tusen kroner

2.3 Felt i drift

Anslag for 2002

For 2002 anslås det nå at investeringene i felt i drift vil bli 29,3 milliarder kroner. Anslag for 2002 gitt 1.kvartal 2002 er nedjustert med 0,7 milliarder fra 30,0 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001, gitt i 2. kvartal 2001, er 2002 anslaget 3,0 milliarder kroner høyere. De fire feltene som spesielt skiller seg ut når det gjelder investeringer i 2002 er Troll Olje, Ekofisk, Heidrun og Valhall, alle med investeringsanslag over 2,0 milliarder kroner.

I 1.kvartal 2002 ble det investert 6,8 milliarder kroner i felt i drift.

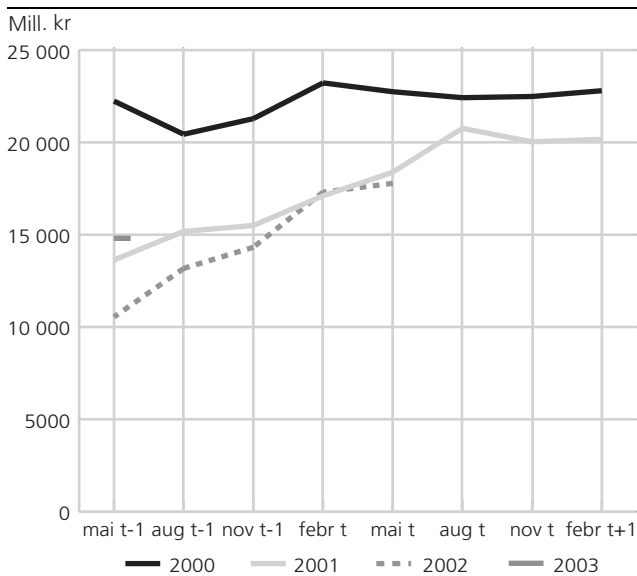
Anslag for 2003

Anslag for 2003 for felt i drift er nå 22,3 milliarder kroner. Dette er hele 8,5 milliarder kroner høyere enn førstegangsanslaget for 2002, gitt i 2.kvartal 2001. En del av økningen må nok tilskrives bedret data-innsamling.

Ekofisk anslås å stå foran særlig store investeringer de neste årene. Planen er å oppgradere den nye produksjonsplattformen 2/4J, bygging av tre nye plattformer og fjernstyring av plattformer fra land. De omfattende planene dreier seg om investeringer på mellom 15 og 20 milliarder kroner, over flere år. Målet er at hele omleggingsprosessen på Ekofisk skal være ferdig i 2010.

Både Valhall-flankene/Valhall vanninjeksjon og Sigyn forventes satt i drift tidlig i 2003. I tillegg skal både Mikkell, Grane og Fram Vest settes i produksjon i 4. kvartal 2003.

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



2.4 Landvirksomhet

Anslag for 2002

Anslaget for landvirksomheten i 2002 gitt 2.kvartal 2002 er på 3,4 milliarder. Sammenliknet med anslaget gitt i forrige kvartal er dette en solid oppgang på hele 94,2 %. Den store økningen skyldes at det er påbegynt prosjekter både ved Kårstø, Melkøya og Mongstad. På Kårstø er det startet oppbygging av et nytt ekstraksjonsanlegg. Arbeidet med å oppgradere Vestprosessanleggene på Mongstad starter opp i løpet av sommeren. Anleggene skal oppgraderes til nær dobbel kapasitet for å kunne ta imot våtgass fra feltene Kvitebjørn og Visund i Nordsjøen.

Anslag for 2003

Prosjektene som ble nevnt ovenfor fører til at også investeringsnivået for 2003 vil være høyt. Investering i landvirksomhet i 2003 er anslått til å bli hele 7,1 milliarder kroner. Her vil spesielt utbyggingen av Melkøya, i forbindelse med Snøhvitutbyggingen, veie tungt.

2.5 Rørtransport

Anslag for 2002

Investeringsanslaget for 2002 er nå 1,5 milliarder kroner, dette er nærmest uendret fra forrige kvartals anslag. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 er dette en nedgang på 0,2 milliarder kroner.

Investeringene i 2002 inkluderer hovedsakelig byggingen av rørledning for Granefeltet sommeren/høsten 2002. Det skal gå en gassrørledning mellom Heimdal og Grane og en oljerørledning fra Grane og til land ved Hartøy i Øygarden.

Anslag for 2003

Anslått investeringsnivå i 2003 for rørtransportsytemer er nå 2,0 milliarder. Investeringene kan øke noe som følge av utbyggingen av Snøhvitfeltet. Gassen fra Snøhvitfeltet skal transporteres fra feltet i Barentshavet, til landanlegget på Melkøya, via rørledning.

3. Produksjon

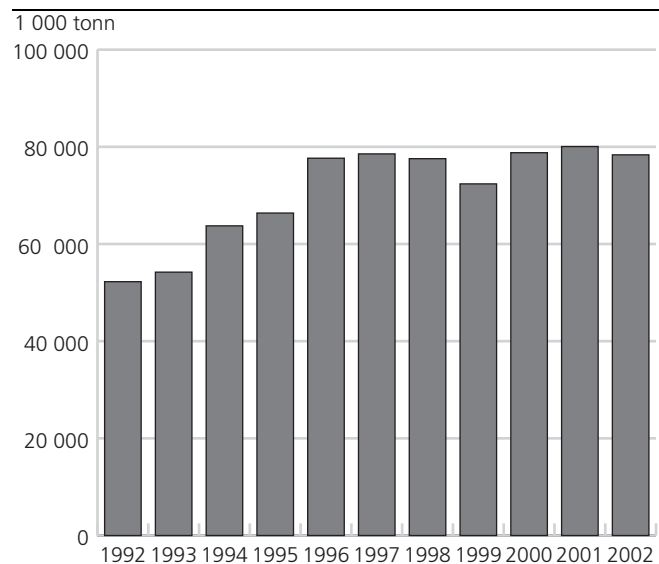
For første halvår 2002 var samlet brutto produksjon av petroleum på norsk kontinental sokkel 127,7 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e). Sammenliknet med første halvår 2001 er dette en oppgang på 5,8 millioner Sm³ oljeekvivalenter eller 4,8 prosent.

Oljeproduksjonen inkludert NGL og kondensat utgjorde 93,2 millioner Sm³ (o.e). Produksjonen av naturgass var på 34,5 milliarder Sm³ o.e.

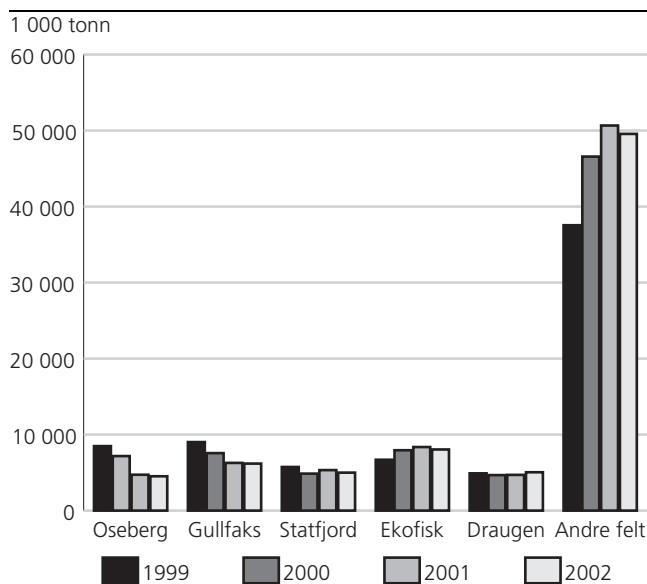
3.1 Råolje

Dagsproduksjon av råolje for første halvår 2002 er 3,20 millioner fat per dag. Dette tilsvarer en årlig produksjon på 156,7 millioner tonn oljeekvivalenter. Det er imidlertid sannsynlig at årsproduksjonen blir høyere, tatt i betraktning at produksjonsbegrensningene i 1. halvår ble opphevet. I 1. halvår 2001 lå dagsproduksjonen på 3,27 millioner fat per dag. I sin ressursrapport for 2001 anslår Oljedirektoratet at oljeproduksjonen de neste fem årene vil være 3 millioner fat per dag.

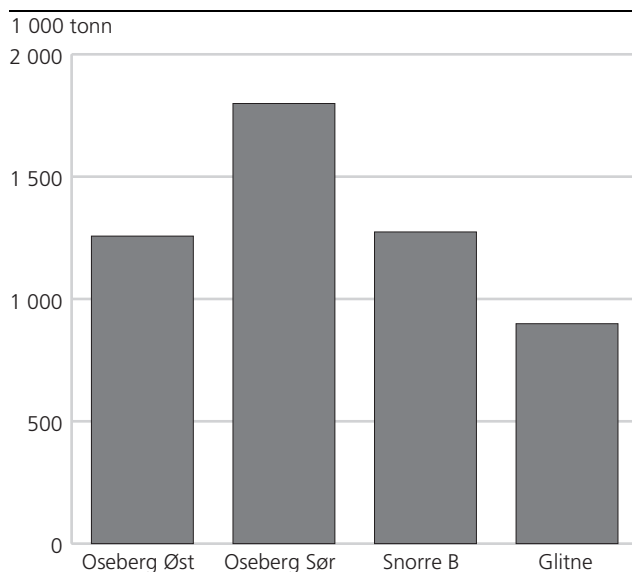
Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Juni 1992-2002. 1000 tonn



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Juni 1999 - 2002. 1000 tonn



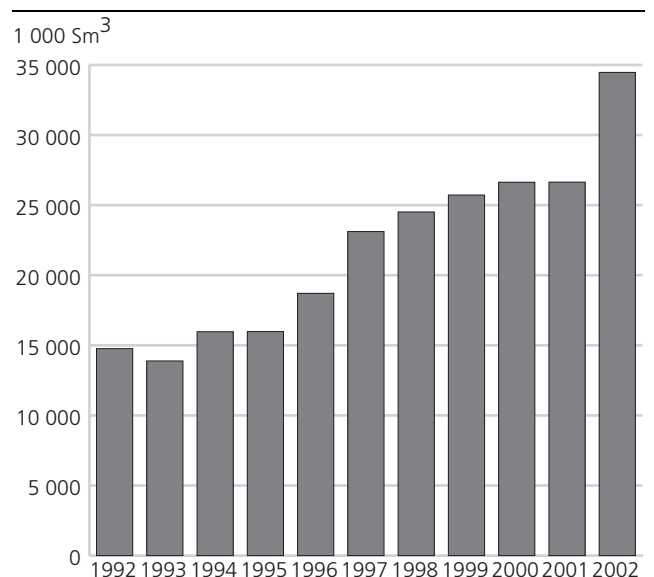
Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Juni 2002. 1000 tonn



Feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks produserte 39,7 mtoe i første halvår 1997. Dette utgjorde 50,5 prosent av produksjonen på norsk sokkel. Disse fire feltene produserte i første halvår 2002 23,7 millioner mtoe, eller 30,3 prosent av den samlede produksjonen. Den samlede produksjonen av råolje for første halvår 2002 har i forhold til 2001 gått ned med 1,7 millioner tonn o.e.

Gjennom norsk oljehistorie, fra Ekofisk ble satt i drift i 1971, har Ekofisk-feltet vært det største oljeproduiserende feltet på norsk sokkel, en posisjon som er blitt styrket de senere årene. Den historiske produksjonen

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Juni 1992 - 2002. 1000 Sm³



på Ekofisk er på hele 348,9 mtoe. I første halvår produserte feltet 8,0 millioner tonn o.e. dette tilsvarer en gjennomsnittlig dagsproduksjon på 329 000 fat per dag. Sammenlignet med samme periode i fjor har imidlertid produksjonen falt noe. Ekofisk-feltet har produsert olje i 30 år og utvinningsprognosene for feltet er nå forlenget. Man regner nå at det skal produsere olje i ytterligere 50 år.

Oseberg Øst, Oseberg Sør, Snorre B og Glitne er de nyeste feltene. De har hatt en samlet produksjon på 5,2 millioner tonn o.e., eller 214 000 fat per dag i første halvår. Oseberg Sør sto for høyeste dagsproduksjonen av disse med 74 000 fat per dag.

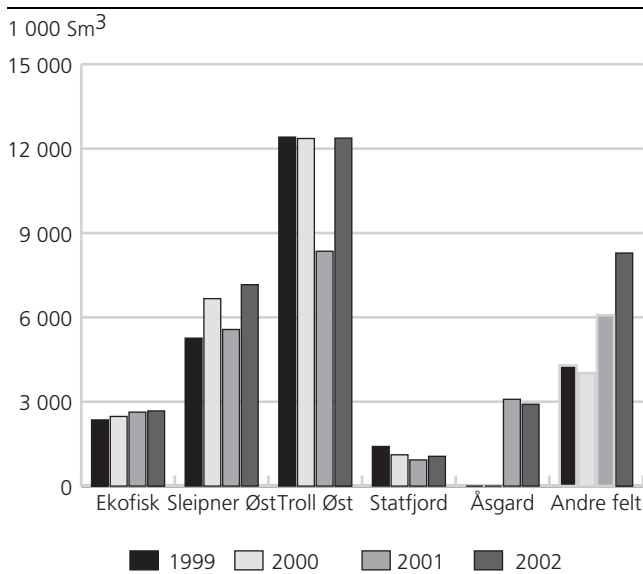
Av de 34 produserende oljefeltene på norsk sokkel, var det 12 felt som økte produksjon i første halvår 2002 sammenlignet med første halvår 2001. I tillegg har Snorre B og Glitne begynt å produsere olje.

3.2 Naturgass

Gassproduksjonen var første halvår 2002 på sitt hittil høyeste nivå med 34,5 milliarder Sm³ naturgass. Dette representerer en økning på 7,8 milliarder Sm³ naturgass, tilsvarende hele 29,4 prosent sammenlignet med første halvår 2001.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er fortsatt dominert av de to store feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I første halvår 2002 produserte disse to feltene henholdsvis 12,4 og 7,2 milliarder Sm³ naturgass. Produksjonsøkning sammenlignet med første halvår 2001 for disse to feltene er hele 4,0 milliarder Sm³ for Troll Øst, som kom opp på samme produksjonsnivå feltet hadde i 1999 og 2000, og 1,6 milliarder Sm³ for Sleipner Øst.

Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Juni 1999-2002. 1000 Sm³



Disse to feltene står nå for 56,7 prosent av den totale norske gassproduksjonen.

De fire største gassfeltene på sokkelen: Sleipner Øst, Troll Øst, Ekofisk og Åsgard produserte til sammen 25,1 milliarder Sm³ naturgass i første halvår og står dermed for 72,9 prosent av den norske produksjonen av naturgass.

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 13 felt som kunne vise til økt produksjon i første halvår 2002 sammenlignet med første halvår 2001.

4. Markedet

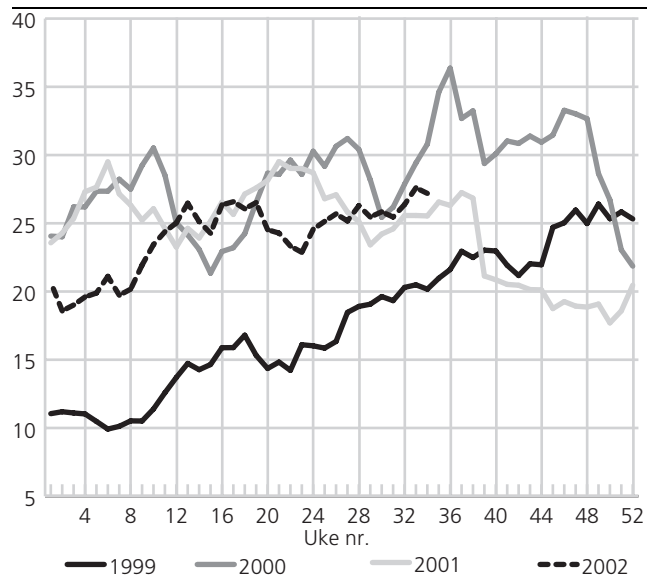
4.1 Prisutviklingen på Brent Blend

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 1. kvartal 2002 21,54 dollar per fat, mens den i 1. kvartal 2001 var 25,76 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen hittil i 2002 (t.o.m. uke 34) er 23,96 dollar per fat.

Ved inngangen til 2002 hadde OPEC et samlet produksjonskutt på 6,9 millioner fat per dag. Denne inkluderer kuttet på 1,5 millioner fat som ble iverksatt 1. januar 2002. Norge innførte fra samme dato en produksjonsbegrensning på 150 000 fat per dag, og sammen med Oman, Angola, Russland og Mexico kuttet landene utenfor OPEC produksjonen med 462 500 fat per dag. Kuttene skulle ha varighet frem til 1. juli.

Gjennom januar var prisen stabil på mellom 18,50 og 20,50 dollar per fat. Det kan se ut til at kuttene stabiliserte oljeprisen. Opecs generalsekretær gikk også ut og opphevet OPECs prisbåndstrategi for første halvår 2002.

Figur 12. Prisutvikling for Brent Blend. 1999 - 2002. Dollar per fat



Fra midten av februar begynte oljeprisen å stige, noe den fortsatte med frem til begynnelsen av april. Foreløpig topppris kom 4. april med en spotpris på hele 27,36 dollar per fat. Det er flere årsaker til denne prisøkningen. For det første utviste USA i større og større grad verbal aggressivitet i forholdet til Irak. Samtidig skapte Irak problemer i diskusjonen om våpeninspektører, og FNs nye sanksjoner mot landet. Samtidig ble oljelagrene i USA reduserte. OPEC hadde ventet at lagerreduksjonen kom tidligere, men en mild vinter i Europa og USA begrenset forbruket noe. Det at verdensøkonomien ser ut til å ta seg mer opp igjen øker imidlertid forbruket, og dermed reduseres lagrene. OPECs mål er at lagrene skal ligge på et nivå som forsvarer en oljepris på 25 dollar per fat.

Mot slutten av mars bidro også den tilspissede situasjonen mellom Israelerne og Palestinerne til at prisen steg ytterligere. Oljeanalytikere anslo "krigspremien", altså ekstraprisen på grunn av konflikten i Midtøsten, til å være 4 dollar per fat.

I månedsskiftet mars - april lanserte Irak et forslag om at araberverden burde bruke oljekutt som et politisk våpen, og som en protest mot Israels fremferd mot palestinerne på Vestbredden og i Gaza. Kun Iran støttet i utgangspunktet forslaget. Resten av OPEC avviste forslaget fullstendig.

9. april stengte Irak sin oljeeksport ensidig som en protest mot Israel. Kuttet skulle vare i en måned, men muligheten for en lenger stans var stor ettersom Irak skulle reforhandle olje- for mat avtalen i mai. Som en følge av Iraks kutt i eksporten bad Det internasjonale energibyrået (IEA) Norge om å oppheve sine produksjonsbegrensninger for å sikre tilgangen til olje på markedet. Dette ble avvist fra norsk side.

Oljeprisen lå stabilt i første del av april før den begynte å falle. Fra 9. til 18. april gjorde oljeprisen et kraftig dupp, fra 26 til 23 dollar per fat, for så å stige igjen til priser stabilt rundt 26 dollar per fat frem til midten av mai.

Turbulensen i oljeprisen midt i april skyldtes i all hovedsak kuppet og motkuppet i Venezuela der president Hugo Chavez ble avsatt og gjeninnsatt med få dagers mellomrom. Bakgrunnen for prisetallet var at streiker i forkant av kuppet hadde redusert eksporten kraftig, samtidig som landet i utgangspunktet kun produserte omtrent halvparten av sitt potensial. Markedet forventet økt produksjon og økt eksport med de nye makthaverne i landet. Etter gjeninnsettelsen av Chavez steg prisen igjen.

8. mai, etter en måneds opphold startet Irak opp igjen sin eksport av olje. 15. mai annonserte Norge at så godt som hele det vedtatte kuttet i oljeproduksjonen for 2. kvartal ville komme i juni måned. Prisen steg moderat på disse informasjonene, og ble 16. mai notert til 27,01 dollar per fat, for så å falle mot 24 dollar per fat i månedsskiftet mai/juni.

Midt i juni gav Opec signaler om at det med all sannsynlighet ville bli videreføring av kuttene også inn i 3. kvartal. I tillegg ble det meldt om kraftige lagertrekk på bensin i USA to uker på rad. Prisene steg fra rundt 22 til 24,76 dollar per fat den 18. juni.

I forkant av Opecs møte i Wien 26.juni der det skulle fastsettes produksjonskvoter for de neste månedene, gikk oljeprisen opp med en dollar fatet. Prisen lå den 25.juni på 25,63 dollar per fat. Forventninger om at Opec ikke øker produksjonen samt større uro i Midt-Østen er hovedårsaken til prisoppgangen de siste handledagene før møtet. Opec besluttet å opprettholde sine kutt i tredje kvartal for å holde prisen innen sitt fastsatte prisbånd på 22-28 dollar per fat.

Den norske regjeringen besluttet å ikke videreføre produksjonsbegrensningen på norsk oljeproduksjon utover første halvår 2002. Selv om det er en viss usikkerhet knyttet til styrken i den økonomiske oppgangen og robustheten i oljeetterspørselen, antas det å være et behov for økt tilbud av olje i 2. halvår for å stabilisere oljeprisen på et rimelig nivå.

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 1.halvår 2002 24,3 dollar per fat. Denne er forventet å øke noe på årsbasis da den sesongmessige etterspørselen normalt blir sterkere inn i andre halvår.

I juli måned lå gjennomsnittsprisen på 25,71 dollar fatet - det var kun små forandringer i pris. OPECs oljeproduksjonsbegrensninger som ble gjennomført med relativt lite overproduksjon holdt oljeprisen oppe. For august måned lå gjennomsnittlig pris nesten en dollar høyere på 26,63 dollar per fat. Mot slutten av august

nådde imidlertid oljeprisen en ny topp på 28,15 dollar fatet. Dette skjedde på bakgrunn av en tale fra USAs visepresident Dick Cheney 26.august. Markedet anså sannsynligheten for et angrep mot Irak som større, samt at det oppsto usikkerhet i markedet for at OPEC ikke kom til å øke oljeproduksjonen, men beholde begrensningene.

Oljeprisen falt noe tilbake 4. september etter at Iraks utenriksminister Tariq Aziz åpnet for et samarbeid med FN. Men oljeprisen lå stadig over 27 dollar fatet. Derksom Irak viser seg mer vennligsinnet overfor FN, reduseres risikoen for et amerikansk angrep og krigspremien vil bli lavere enn de antatte 3-4 dollarene det nå opereres med.

6 september gjorde oljeprisen et nytt hopp opp til 28,63 dollar fatet. Her spilte i tillegg til uroen i Irak, også de siste tallene for amerikanske oljelagre inn. Høyeste pris hittil i år var den 10.september da prisen var oppe i 28.90 dollar per fat. Dette kan muligens tilskrives frykt for nye terroraksjoner i forbindelse med ettårsdagen for terrorangrepene mot USA 11. september 2001.

Oljeprisen kan bli liggende over 30 dollar fatet utover høsten hvis ikke Opec øker sine produksjonskvoter på sitt neste møte 19.september. Det er usikkert om Opec vil fortsette å overprodusere 1,8 millioner fat daglig eller formalisere dette ved å øke kvotene. Konfliktsituasjonen i Irak spiller en viktig rolle i dette. Den videre oljeprisutviklingen er på det nåværende tidspunktet svært usikker. Mye avhenger av hva som skjer i forholdet mellom Irak og FN, og mellom Irak og USA. Hvis det kommer et angrep er det sannsynlig at prisen vil øke. Men usikkerhet er heller ikke bra for markedet. Usikkerheten i seg selv kan gi høyere oljepris enn det en reel krig ville gjort. Oljeanalytikere tror at langvarig usikkerhet kan skape en så stor usikkerhetspremie at prisen kan synke hvis et angrep faktisk kommer. Usikkerhetspremien i denne sammenhengen er prispåslaget på grunn av krigstrusselen i Irak.

4.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis

I følge augustutgaven av International Energy Association (IEA) Monthly Oil Market Report var produksjonen av råolje på verdensbasis i 2. kvartal 2002 på 75,7 millioner fat per dag. Sammenlignet med tilsvarende periode i 2001 er dette en nedgang på 0,3 millioner fat per dag, eller 0,4 prosent. Opec-landene reduserte sin produksjon fra 29,9 millioner fat per dag i 2. kvartal 2001 til 27,8 millioner fat per dag i 2. kvartal 2002. Dette kuttet tilsvarer 7 prosent. Opecs største produsent er Saudi-Arabia som i 2. kvartal produserte 7,25 millioner fat per dag.

Dagsproduksjonen til Opec i 1. kvartal 2002 var 28,29 millioner fat per dag, mens den i 2. kvartal 2002 var

sunket til 27,78 millioner fat per dag. Det vil si at produksjonen ble redusert med 500 000 fat per dag.

I 2. kvartal 2002 var produksjonen i OECD-landene på 22,1 millioner fat per dag. Dette er 0,6 millioner fat per dag mer enn i tilsvarende periode i 2001. Av OECD-landene er de tre største produsentene USA med 8,22 millioner fat per dag, Mexico som produserer 3,57 millioner fat per dag og Norge med 3,38 millioner fat daglig. Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 1,2 millioner fat per dag fra 2. kvartal 2001 til 2. kvartal 2002. Dette representerer en økning på 5,2 prosent. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen.

Hvordan produksjonen på verdensbasis vil utvikle seg i 2002 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noen anslag for Opecs produksjon. Produksjonen utenfor Opec antas å stige med 1,2 million fat per dag i 2002 sammenlignet med 2001.

4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 75,4 millioner fat per dag i 2. kvartal 2002. Dette er 0,1 million fat per dag mindre enn i tilsvarende periode i 2001. Reduksjonen finner hovedsakelig sted innenfor OECD.

For 2002 anslår IEA etterspørselen til å bli 76,6 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,2 millioner fat per dag sammenlignet med etterspørselen i 2001.

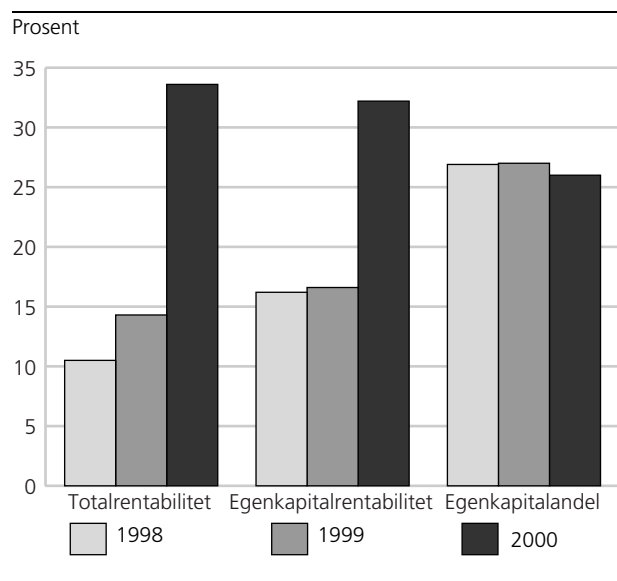
5. Regnskapsstatistikk 2000

- Toppår for oljeselskapene.
- Klar forbedring av driftsmarginen.
- Høy skattekostnad.

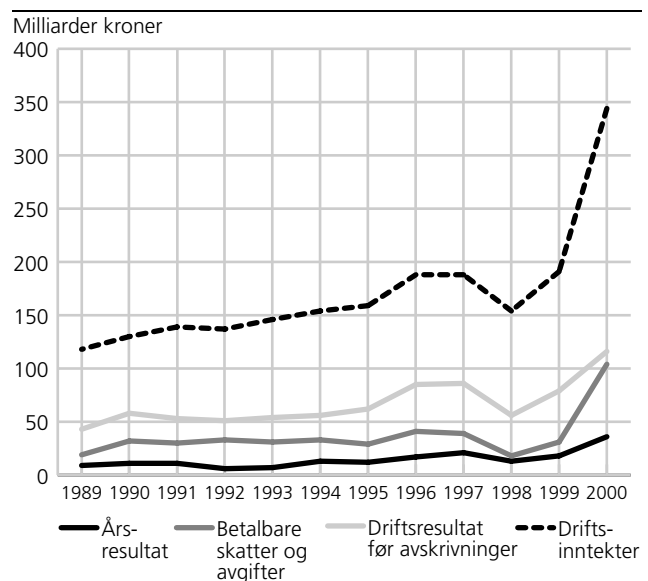
Foretak som er rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel hadde svært gode resultater i 2000. I denne regnskapsstatistikken er det medregnet all virksomhet i foretakene, også aktivitet som ikke er knyttet til olje- og gassutvinning. Totalrentabiliteten for 2000 var 33,6 prosent og egenkapitalrentabiliteten (etter skatt) 32,2 prosent. Tall for foretakene i 1999 og 2000 viser en økning i avkastningen for total kapital og egenkapital på hhv. 19,3 og 15,6 prosentpoeng.

Driftsinntektene for 2000 målte 343,7 milliarder kroner. Dette er en økning på 79,8 prosent fra 1999 da driftsinntektene lå på 191,2 milliarder kroner.

Figur 13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel. 1998-2000. Prosent



Figur 14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel. 1989-2000. Mrd. kr

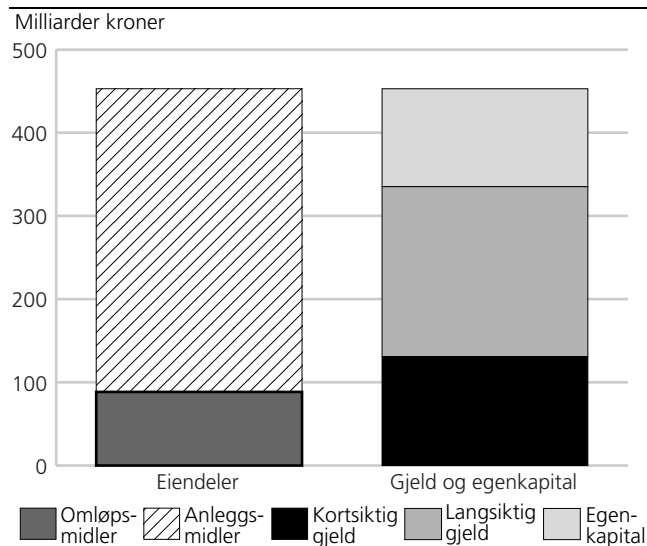


Lønnsomhetsforbedringen i 2000 skyldtes hovedsakelig en høyere oljepris enn tilfellet var i 1999. Driftsresultatet i forhold til driftsinntektene gikk opp fra 27,1 prosent i 1999 til 43,0 prosent i 2000, mens driftsresultatet ble nesten tredoblet til 147,7 milliarder kroner i 2000.

En betydelig del av inntjeningen i rettighetshaverforetakene kommer staten til gode gjennom skatter og avgifter. For 1999 var det sterk økning i skattene og en økning i avgiftene. Foretakenes skattekostnad ble i 1999 beregnet til 103,8 milliarder kroner, hvorav den betalbare skatten var 90,7 milliarder. For skattekostnaden samlet var det en oppgang på 72,2 milliarder kroner fra 1999. Royalty og andre særavgifter på salgssinn-

tektene beløp seg til 8,3 milliarder kroner i 2000, dette er 0,7 milliarder kroner høyere enn året før. Samlet skatt og avgift målte 32,6 prosent av driftsinntektene i 2000, mot 20,5 prosent i 1999.

Figur 15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel pr. 31. desember 2000. Mrd. kr



Årsresultatet gikk opp fra 17,7 milliarder kroner i 1999 til 36,2 milliarder kroner i 2000. Beregnet i forhold til driftsinntektene gikk årsoverskuddet opp fra 9,3 prosent i 1999 til 10,5 prosent i 2000. Utdelingen til eierne gikk opp fra 10,1 milliarder kroner i 1999 til 22,7 milliarder i 2000. Dette medførte at 62,9 prosent av årsoverskuddet i 2000 gikk til utbytte, mot 57,2 prosent i 1999. Utbytteprosentene i årene 1994 til 1997 var forholdsvis lave (mellom 44 og 53 prosent), slik at betydelige overskuddsmidler ble holdt tilbake i foretakene. For årene 1998-2000 har utbytteprosenten generelt vært noe høyere (mellom 57 og 69 prosent).

Totalt investert kapital i foretakene var bokført til 452,8 milliarder kroner ved utgangen av 2000, en økning på 7,0 prosent fra begynnelsen av året. Av denne kapitalen var 19,5 prosent bundet i omløpsmidler (hovedsakelig fordringer) og 80,5 prosent i anleggsmidler. 28,9 prosent av totalkapitalen var finansiert ved kortsiktig gjeld og 71,1 prosent ved langsiktig gjeld og egenkapital. Egenkapitalandelen målte 26,0 prosent, mens langsiktig gjeld til selskaper i samme konsern utgjorde 9,9 prosent av totalkapitalen. Gjennom 2000 gikk egenkapitalandelen ned med 0,7 prosentenheter mens den langsiktige konserngjelden gikk ned med hele 6,4 prosentenheter.

6. Mer informasjon

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

Førstekonsulent Sunniva Wang Areklett.
Tlf: 21 09 47 70
e-post: sunniva.wang.areklett@ssb.no

Dersom du ønsker mer informasjon om regnskapsstatistikken kan du kontakte:

Førstekonsulent Morten Q. Andersen. Tlf: 21 09 47 64
e-post: morten.qvenild.andersen@ssb.no

1. Moderate growth in investment

The estimated investments in oil and gas activity in 2002 are now NOK 57.3 billion. Compared with the estimated investments for 2001 reported in the 2nd quarter last year, this is an increase of NOK 4.0 billion, 7.5 per cent.

Compared with the estimate for 2002 given in the first quarter, this represents an upward adjustment of NOK 1.5 billion, 2.7 per cent.

Estimates for 2003 are now collected for the first time, and they came to NOK 51.8 billion for oil and gas extraction and pipeline transport. This estimate is more than NOK 23 billion higher than the estimate for 2002 given in the second quarter last year. The first time estimate for 2003 is based on more complete reports from the operators than in previous years. Comparison with the corresponding estimate for 2002 must therefore be made with caution.

Estimate for 2002: Moderate investment growth

The investments in oil and gas extraction and pipeline transport in 2002 are now estimated to NOK 57.3 billion. If we take into consideration the development in the investment estimates throughout the five most recent years – from the estimate in the second quarter in the year of investment till the final figures are ready – we can see that the estimates on average were upward adjusted by 4.1 per cent. If the development of the estimates for 2002 develops in a similar way, the final investment figures for 2002 will be in the magnitude of NOK 60 billion.

The estimated investments for exploration activity in 2002 are now NOK 5.2 billion. Compared with the first quarter this is a slight increase in the estimate. The new licences in the North Sea round and the 17. licensing round might result in higher investments throughout the year, and continue into 2003.

Concerning the investments for field development, these are estimated at NOK 17.8 billion. The last few years the investments for field development have had a declining tendency. It was expected that this trend would turn in 2002 due to the development of Kristin and Snøhvit. This does not seem to be the case, mainly due to the fact that Statoil has held back some investments on Snøhvit in anticipation of a clarification from the ESA. It is possible that the trend will turn in 2003.

Investments for fields on stream are now estimated at NOK 29.3 billion. This represents a downward adjustment of NOK 0.7 billion compared with the previous

quarter. Compared with final figures for 2001, the estimate for 2002 is NOK 2.1 billion higher.

The onshore activity is now estimated at NOK 3.7 billion. Most of this is due to the developments on Melkøya and Kårstø.

Estimate for 2003: High first time estimate

In the second quarter of each year, the estimate for the following year is published. The first estimate for 2003 is high compared with the estimate given for 2002 in the second quarter of 2001. Part of the increase is due to a more complete data collection of the long-term estimates from the operators. The published estimate is accordingly closer to the actual investments than earlier estimates. Based on this, it is difficult to interpret the comparison with estimates given at the same time for earlier years.

The total investments in 2003 are estimated at NOK 51.8 billion. This is NOK 23.4 billion higher than the estimate given for 2002 in the second quarter 2001.

The investments for exploration activity seem to increase in 2003, compared with 2002. The estimated investments are now NOK 5.6 billion, NOK 0.6 billion higher than the last estimate for 2002. The new licences in the North Sea round and the 17. licensing round might give even higher investments throughout 2003, but the budgetary process in the licences might reduce the investments.

Concerning field development and fields on stream, the estimates are NOK 14.8 and 22.3 billion respectively. These investments will most likely increase as we come closer to the final investments.

Investment in the onshore activity is now estimated at a record high level of investment of NOK 7.1 billion, caused by the development of Melkøya and Kårstø.

2. Account Statistics for Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 2000

Account statistics cover enterprises in the oil and gas extraction industries (regardless of size) and include enterprises with owner rights to one or more production licences on the Norwegian Continental Shelf.

The questionnaires used in the survey are the same as the one used by the tax authorities. In general the information on the income statement and the balance sheet corresponds, but are more detailed than the figures given in the annual financial statement from the enterprises. The accounting items are listed in English in an appendix. Definitions of key figures, background figures and source and application can also be found in an appendix. Some changes in the accounting rules and practice etc. have occurred over the years and have limited the possibility for comparing the time series.

Some main results

The enterprises that had the rights to privileges on the Norwegian Continental Shelf showed very good earnings in 2000. The return on total assets for 2000 was 33.6 per cent and the return on equity after taxes was 32.2 per cent. From 1999 the figures showed an increase in return on total assets and equity of 19.3 and 15.6 percentage points, respectively. The operating income for 2000 came to NOK 344 billion. This is an increase of 80 per cent compared with 2000 when the operating income was NOK 191 billion.

The increased profitability is mainly caused by higher operating income due to much higher oil prices in 2000 than in 1999. The operating profit went up from NOK 51.8 billion in 1999 to NOK 147.7 billion in 2000.

A considerable share of the earnings in the enterprises for owners with the right to privileges goes to the state through taxes and fees. The enterprises' income taxes (payable tax and change in deferred tax) were in 2000 calculated to be NOK 103.8 billion, an increase of NOK 72.2 billion compared with 1999. Royalties and extra fees came to NOK 8.3 billion in 2000, which is NOK 0.7 billion higher than the previous year. The total amount of taxes and fees was 32.6 per cent of the operating income in 2000 compared with 20.5 per cent in 1999.

The annual profit (after taxes) was NOK 36,2 billion in 2000, and this is NOK 18.5 billion higher than in 1999. From the NOK 36.2 billion 62.9 per cent was used for proposed dividends and the rest was in 2000 kept by the enterprises. The enterprises have on average de-

creased their solvency during 2000; the equity ratio having been reduced from 26.7 to 26.0 per cent.

3. Further information

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

Miss Sunniva Wang Areklett, tel +47 21 09 47 70
e-mail: sunniva.wang.areklett@ssb.no

For further informasjon on statistics on accounts, 2000, please contact:

Mr. Morten Q. Andersen. tel: +47 21 09 47 64
e-mail: morten.qvenild.andersen@ssb.no

1.a. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Ekofisk ⁵	Frigg ⁶	Statfjord ⁷	Murchison ⁸	Valhall ¹⁰	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 Petroleum Company Norway Phillips Petroleum Company Norway	TotalFinaElf Exploration Norge AS TotalFinaElf Exploration Norge AS.	Statoil ASA Statoil ASA	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	BP Amoco BP Amoco	Norsk Hydro Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	15 stål, 1 betong-plattform 15 steel, 1 concreteplatform.	4 stål, 3 betong-plattform 4 steel, 3 concreteplatforms	3 betongplattformer 3 concreteplatforms	1 stålplattform 1 steelplatform	3 stål plattformer + en brønnhode plattform 3 steel platforms + 1 wellhead platform	1 stål plattform + 1 stigerørs plattform 2 steel platforms
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teeside. Gass i rør til Emden. <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden.</i>	Gass i rør til St.Fergus <i>Gas pipeline to St.Fergus</i>	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Emden. <i>Buoy for loading stabilised oil into tankers. 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 Teeside via Ekofisk. Gass til Emden via Norpipe. <i>Oil pipeline to Teeside via Ekofisk. Gas to Emden via Norpipe.</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70 - 75	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	626,4	-	561,4	13,6	166,7	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	20,0	0,5	14,4	0,4	4,1	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	237,3	121,6	58,4	0,4	25,6	41,8
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	233,5	-	43,4	0,5	96,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	4,2	0,1	1,6	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	73,6	7,7	13,5	0,1	11,4	0,3
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i>	373	44	217	-	98	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	97	11	78	-	42	7
Statens direkte økonomiske engasjement, Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government, Petoro. Per cent.</i>	5,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	168,0	34,0	118,9	7,0	47,7	18,4

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Pr. 31. desember 2001. *As of 31 December 2001.* 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.* ¹⁰ Inkluderer Valhall flanker og Valhall vanninjeksjon. *Includes Valhall flanks and Valhall waterinjection.*

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

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

1.b. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Ula	Gullfaks ⁵	Oseberg ⁶	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1986	1986	1988	1989	1990	1990 ⁷
Oppdaget <i>Year of discovery</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 bunnfast brønnhode	Ubemannet brønnhode-plattform	Stålplattform
	3 stål plattformer <i>3 steel platforms</i>	3 betong plattformer <i>3 concrete platforms</i>	3 stål, 1 betong-plattform <i>3 steel, 1 concrete platform</i>	plattform i stål <i>Floating platform with steel jacket</i>	<i>Unmanned wellhead platform</i>	<i>Steel platform</i>
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 pipeline to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside. Gass til Emden via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk pipeline to Emden via Ekofisk center.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	130-220	110	175	72	66
Opprinnelige salgare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	77,9	335,2	348,0	54,6	7,8	34,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,0	-	1,1	0,2	1,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	22,2	95,0	3,1	1,6	5,8
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	15,6	49,2	55,0	14,3	0,9	3,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	0,5	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,7	90,1	1,1	0,3	0,6
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i> Av dette i drift <i>Of which producing</i>	31 8	172 83	138 43	35 11	13 4	36 10
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent</i>	-	30,00	37,67	37,00	-	-
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	18,8	89,3	73,6	16,3	2,0	13,5

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ Inkludert Gullfaks Vest. Included Gullfaks West. ⁶ Inkludert Oseberg Vest. Included Oseberg West. ⁷ Produksjonsstart på Gyda Sør i 1995. Production started at Gyda South in 1995.

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

1.c. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Snorre ⁵	Sleipner Øst ^{6,7}	Draugen ⁸	Brage	Tordis ⁹	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992	1993	1993	1993	1994 ¹⁰	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>	Strekktagsplattform i stål med havbunnsinstallasjon, samt en halvt nedsenkbar plattform <i>Tension Leg Platform (TLP), steel and seafloor installation. Semi-sub platform.</i>	Betongplattform, to havbunnsrammer og en sigerørsplattform <i>Concrete platform, two sea-floor installation</i>	Bunnfast betonginnretning med integrert dekk <i>Concrete subsea 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>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	251	140	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	231,6	-	137,0	44,9	52,5	37,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,7	11,3	2,0	0,7	1,4	1,3
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	8,9	55,2	7,4	2,6	4,2	4,1
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	25,2	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	140,0	-	60,2	5,8	20,9	12,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	4,0	6,2	1,6	0,1	0,7	0,7
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	4,8	90,3	7,1	0,8	1,7	2,2
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	13,1	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	58	24	19	52	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	12	7	22	6	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Present <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent</i>	30,00	-	47,88	14,26	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3,4} <i>Investments. Bill. NOK^{3,4}</i>	62,4	32,9	23,7	16,2	8,8	7,3

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ Inkluderer Snorre B. Includes Snorre B. ⁶ Inkluderer Loke. Includes Loke. ⁷ Ressurser inkluderer Sleipner Øst og Loke. Resterende ressurser er felles med Sleipner Vest. Resources include Sleipner East and Loke. Remaining reserves is joint with Sleipner West. ⁸ Integrerer områdene Garn Vest og Rogn Sør. Includes the areas Garn West and Rogn South. ⁹ Inkluderer Tordis Øst og Borg. Includes Tordis East and Borg. ¹⁰ Produksjonsstart Tordis Øst: 1998. Produksjonsstart Borg: 1999. Tordis East onstream 1998, Borg onstream 1999.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oe/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oe/engelsk/>.

1.d. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Heidrun	Statfjord Nord	Gungne	Troll Vest ⁵	Troll Øst ⁵
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1996	1995	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1985	1977	1982	1983	1979
	1985	1977	1982	1983	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>			Satellittfelt til Sleipner Øst. Undervannsutbygning. <i>Satellite to Sleipner</i>	To flytende betongplattform <i>Two floating concrete platform</i>	Betongplattform <i>Concrete platform</i>
	Strekstagsplattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervannsutbygning <i>Subsea production</i>	East Subsea production.		
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøvelasting av olje. Assosiert gass i Haltenpipe til Tjelbergodden. Gass for eksport til Kårstø. <i>Loading byous for oil. Associated Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden. Gas for export to Kårstø.</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Rørledning til Sleipner Øst <i>Pipeline to Sleipner East.</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>	Gass i rør via Kollnes til Zeebrugge og Emden. Kondensat skipes til Mongstad <i>Gas piped via Kollnes to Zeebrugge and Emden. Condensate shipped to Mongstad.</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i>	350	250-290	83	300-340	330
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	178,0	40,0	-	215,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,2	0,8	1,3	-	24,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	28,2	2,8	10,1	-	1 321,7
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i> ..	-	-	3,1	-	1,6
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	106,4	16,9	-	119,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,1	0,5	0,8	-	24,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	24,7	1,6	10,1	-	1 210,4
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i> ..	-	-	1,5	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i> ...	61	13	..	139	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	8	..	33	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent.</i>	58,16	30,00	-	56,00	56,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i> ...	56,3	8,6	0,9	58,9	50,8

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ Gassreserver og gassproduksjon fra Troll Vest er ført på Troll Øst.

Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll Øst.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oeed/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oeed/engelsk/>.

1.e. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Sleipner Vest ⁵	Vigdís	Norne	Njord	Gullfaks Sør ⁶	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1998 og 2001	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 behandlings- plattform <i>Steel wellhead platform, unmanned processing platform</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea installations connection to Snorre</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunnsinstal- lasjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea connec- tion 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 Zeebrügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge. Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gullfaks A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>	Lasting til tank- skip. Gass til Ås- gard transport. <i>Loading to tankers. Gas to Åsgard Transport.]</i>	Lasting til tank- skip via lagerski- pet Njord B <i>Loading to tankers via stockship Njord B.</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	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	23,7	40,2	5,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,9	-	1,3	-	5,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	104,0	2,1	13,5	-	47,4	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	27,0	-	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	10,5	47,9	11,3	31,1	0,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,2	-	1,2	-	5,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	90,3	2,1	12,5	-	46,9	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	13,1	-	-	-	-	-
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. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent.</i>	-	30,00	54,00	7,50	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	21,7	11,1	16,2	11,1	25,4	4,8

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Pr. 31. desember 2001. *As of 31 December 2001.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ⁵ De resterende ressursene er felles for Sleipner Vest og Sleipner Øst. *The remaining reserves is joint between Sleipner West and Sleipner East.* ⁶ Inkludert Rimfaks og Gullveig.

Incl. Rimfaks and Gullveig.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oe/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oe/engelsk/.*

1.f. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Visund	Oseberg Øst	Åsgard ⁵	Balder ⁶	Jotun ⁷	Oseberg Sør
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1999	1999	1999/2000	1999	1999	2000
Oppdaget <i>Year of discovery</i>			1981/1984/			
	1986	1981	1985	1967	1994/1995	1984
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil	Esso	Esso	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				Produksjons- skip, havbunnsram- mer på Ring- horne.	Produksjons- skip og brøn- nhodeplattform	
	Halvt nedsenk- bar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub instal- lation for oil phase.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Produksjons- skip for olje- fasen, Semi for gassfasen <i>Productionship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	subsea installa- tion on Ring- horne.	<i>Production ship and wellhead platform.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>		Olje i rør til Oseberg - feltet og videre til Sture. Gassen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg and Gullfaks A for Sture. The gas is storage and loading to tankers 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 til Sture.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	160	240-300	125	126	100
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	42,9	24,5	71,4	72,4	31,1	54,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	27,6	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,5	0,8	190,7	2,9	0,8	7,0
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³.</i>	-	-	42,0	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	37,5	17,2	51,3	63,5	17,6	48,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	27,0	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,5	0,8	186,4	2,9	0,3	7,0
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³.</i>	-	-	41,1	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ² .	17	22	52	34	15	20
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	1	3	0	0	0	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent</i>	30,00	35,00	35,50	-	3,00	26,38
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4} .	17,2	6,7	55,2	22,9	9,8	12,6

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ Består av Midtgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. ncludes Midtgard, Smørbukk and Smørbukk Sør. ⁶ Inkluderer Ringhome. Includes Ringhome. ⁷ Består av reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest. Consists of Elli, Elli South and Tau West.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oeed/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oeed/engelsk/>.

2.a. Felt under utbygging. 31. mars 2002
Fields under development. 31 March 2002

	Fram Vest	Kristin/ Haltenbanken Vest	Mikkel	Tune	Sigyn
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2005	2003	2002	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1997	1987	1995	1982
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	Esso
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	To havbunnsinstal- lasjoner knyttet til Troll C. <i>Two Subsea con- nections to Troll C.</i>	Halvt nedsenkbar flytende plattform <i>Semisubmersible platform.</i>	To havbunnsinstal- lasjoner knyttet til Åsgard B. <i>Two Subsea connections to Åsgard B.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea connection to Oseberg D</i>	Havbunns installasjon knyttet til Sleipner A <i>Subsea connection to Sleipner A</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje til Mongstad, senere til Kolsnes. <i>Oil to Mongstad, and later to Kolsnes.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Konden- sat til Åsgard C for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Conden- sate to Åsgard C for shipping.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Konden- sat til Åsgard C for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Conden- sate to Åsgard C for shipping.</i>	Kondensatet trans- porteres til Sture. Gassen injiseres på Osebergfeltet. <i>Sture. The gas is injected at the Oseberg field.</i>	Gasseksport via Sleipner. Konden- sat til Kårstø. <i>Gasexports via Sleipner. Conden- sate to Kårstø.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	220	..	70
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	16,1	-	-	6,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	8,5	4,2	0,1	1,5
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,6	34,9	19,8	22,9	5,3
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	34,6	5,5	-	3,0
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled</i> ²	2	..
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	-	-	..	-
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. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Percent</i>	-	18,90	-	40,00	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated invest- ments. Bill. NOK</i> ³	4,3	16,3	2,5	4,0	3,1

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3.* ² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Inkluderer påløpne og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2002-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.*

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

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

2.b. Felt under utbygging. 31. mars 2002
Fields under development. 31 March 2002

	Grane	Snøhvit ⁴	Kvitebjørn	Vale	Valhall Vanninjeksjon ⁵	Valhall Flanker ⁵
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2006	2004	2002	2003	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1984	1994	1991
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>		Havbunns instal- lasjon knyttet di- rekte til	Bunnfast integrrert plattform.	Havbunns installasjon knyttet til Heimdal.	Plattform knyttet til allerede eksis- terende brøn- nhodeplattform. <i>Platform con- nected to already existing wellhead- platform.</i>	To ube- mannede stål- plattformer. <i>Two unmanned steel platforms.</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>	Gass direkte til land for ned- kjøling til LNG og skiping. <i>Gas directly to shore for cooling to LNG and ship- ping.</i>	Gass i rør til Kolsnes, kondensat og olje i rør til Mongstad. <i>Gas piped to Kolsnes, con- densate and oil piped to Mongstad.</i>	All transport via Heimdal. <i>All transport via Heimdal.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	127
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	120,0	-	-	3,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	5,1	0,5	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	163,5	54,2	2,3
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	18,1	20,6	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled</i> ²	3	..	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>						
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	-	-
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>	-	-
Statensdirekteøkonomiskeengasjement.Prosent <i>DirecteconomicinvolvementbytheCentral government.Percent</i>	30,00	30,00	40,00	-	-	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> ³	14,4	40,0	9,1	1,2	5,2	4,4

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3.* ² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁴ Inkludert Albatross og Askeladd. *Includes Albatross and Askeladd.* ⁵ 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> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/*

3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹ Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Ekofisk ²	Frigg ³	Statfjord ³	Murchison ³	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks ⁴	Oseberg ⁵
Statoil	0,95	12,16	44,34	11,52	-	20,00	-	61,00	14,00
Petoro (SDØE)	5,00	-	-	-	-	20,00	-	30,00	37,67
Norsk Hydro	6,65	19,99	-	-	-	19,27	-	9,00	34,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,90	28,67	-	-	15,72	16,76	-	-	10,00
Norske Conoco as.	-	-	10,33	2,68	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	8,55	2,22	-	-	-	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	12,82	3,33	-	-	-	-	4,33
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	80,00	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	-	-	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge as.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Ugland 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 Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² 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).* ³ 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.* ⁴ Inkludert Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks West.* ⁵ Inkludert Oseberg Vest. *Includes Oseberg West.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/loed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/loed/engelsk/.*

3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹ Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Vesle- frikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre ²	Sleipner-Øst ³	Draugen	Brage	Tordis ⁴	Statfjord Øst
Statoil	18,00	-	-	14,40	49,60	-	12,70	28,22	25,05
Petoro (SDØE)	37,00	-	-	30,00	-	47,88	14,26	30,00	30,00
Norsk Hydro Produksjon AS	-	-	-	17,65	10,00	-	24,44	13,28	6,64
TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,00	25,00	-	5,95	10,00	-	-	5,60	2,80
Norske Conoco as.	-	-	-	-	-	-	-	-	6,04
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	11,16	30,40	-	16,34	10,50	10,25
Mobil Development Norway A/S	-	-	-	-	-	-	-	-	7,50
Amerada Hess Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	25,00	56,00	-	-	18,36	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	26,20	-	-	5,00
Enterprise Oil Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	0,52
Svenska Petroleum	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	11,25	-	-	8,88	-	-	-	2,80	1,40
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,60	-	-	-	9,60	4,80
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	12,26	-	-
Paladin Resources Norge AS	9,00	-	34,00	-	-	-	20,00	-	-
Norske RWE-DEA AS	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Chevron AS	-	-	-	-	-	7,56	-	-	-
Norske AEDC AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-
Norske Meoco AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² Inkludert Snorre B. *Includes Snorre B.* ³ Inkludert Loke. *Includes Loke.* ⁴ Inkludert Tordis Øst og Borg. *Includes Tordis East and Borg.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/loed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/loed/engelsk/.*

3.c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹
Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Heidrun <i>Heidrun</i>	Statfjord Nord <i>Statfjord North</i>	Gungne <i>Gungne</i>	Troll Vest <i>Troll Vest</i>	Troll Øst <i>Troll Øst</i>	Sleipner Vest <i>Sleipner Vest</i>	Vigdis <i>Vigdis</i>	Norne <i>Norne</i>	Njord <i>Njord</i>
Statoil	12,43	21,88	52,60	20,80	20,80	49,50	28,22	25,00	-
Petoro (SDØE)	58,16	30,00	-	56,00	56,00	-	30,00	54,00	7,50
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	-	9,40	9,78	9,78	8,85	13,28	8,10	22,50
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	10,00	3,69	3,69	9,41	5,60	-	-
Mobil Development Norway AS	-	15,00	-	-	-	-	-	-	20,00
Norske Conoco as.	24,29	12,08	-	1,62	1,62	-	-	-	15,00
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	10,00	28,00	-	-	32,24	10,50	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	10,00	-	8,10	8,10	-	-	-	-
Norsk Agip AS	-	-	-	-	-	-	-	6,90	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,04	-	-	-	-	-	6,00	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	15,00
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,80	-	-
Norske MOECO AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Gaz de France Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	20,00
Fortum Petroleum AS	5,12	-	-	-	-	-	-	-	-
Norsk Chevron AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

3.d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹
Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Gullfaks Sør	Varg	Visund	Oseberg Øst	Åsgard	Balder	Jotun	Oseberg Sør	Sygna
Statoil	61,00	28,00	32,90	14,00	25,00	-	-	18,22	24,73
Petoro (SDØE)	30,00	30,00	30,00	35,00	35,50	-	3,00	26,38	30,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,00	42,00	20,30	34,00	9,60	-	-	34,00	5,98
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	7,70	10,00	7,65	-	-	10,00	2,52
Norske Conoco as.	-	-	9,10	-	-	-	3,75	7,70	6,65
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	-	45,00	-	0,57
Norsk Agip as	-	-	-	-	7,90	-	-	-	-
Mobil Development Norway AS	-	-	-	7,00	7,35	-	-	3,70	8,25
Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	-	5,50
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	1,26
Det Norske Oljeselskap AS	-	-	-	-	-	-	3,25	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	4,32
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	-	-	100,00	45,00	-	10,23

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² Inkluderer Rinfaks og Gullveig. *Includes Rinfaks and Gullveig.* ³ Inkludert Ringhorne. *Includes Ringhorne.*

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

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

3.e. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹ Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Glitne	Tambar	Huldra	Fram Vest	Kristin(Halten- banken vest)	Mikkel	Tune
Statoil	58,90	-	19,66	20,00	46,60	56,52	-
Petoro (SDØE)	-	-	31,96	-	18,90	-	40,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	-	-	25,00	12,00	10,00	40,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,80	-	24,33	-	3,00	-	20,00
BP Amoco Norge AS	-	55,00	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	23,34	-	-	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	-	25,00	10,50	33,48	-
Det Norske Oljeselskap AS	10,00	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	15,00	-	-	-
Norsk Agip AS	-	-	-	-	9,00	-	-
Gaz de France Norge AS	-	-	-	15,00	-	-	-
Pelican AS	9,30	45,00	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	0,50	-	-	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	-	-	0,21	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

3.f. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002¹ Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2002¹

	Sigyn	Snøhvit	Kvitebjørn	Vale	Valhall Vanninjeksjon	Valhall Flanker
Statoil	50,00	22,29	50,00	-	-	-
Petoro (SDØE)	-	30,00	30,00	-	-	-
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00	10,00	15,00	28,53	-	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	18,40	5,00	24,24	15,72	15,72
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	28,09
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	40,00	-	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	28,09	28,09
Amerada Hess Norge AS	-	3,26	-	-	28,09	28,09
RWE-DEA Norge AS	-	2,81	-	-	-	-
AS Ugland Rederi	-	-	-	0,32	-	-
Gaz de France Norge AS	-	12,00	-	-	-	-
Marathon Petroleum Norge AS	-	-	-	46,90	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	-	1,24	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1995-2003. Mill.kr Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1995-2003. Million NOK

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ¹	2003 ¹
I alt Total	48 583	47 878	62 494	79 216	69 096	53 589	57 144	55 745	51 775
Utvinning av råolje og naturgass i alt									
<i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	42 496	41 886	54 327	70 829	64 403	52 898	54 967	54 150	49 824
Leting <i>Exploration</i>	4 647	5 455	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815	5 092	5 644
Feltutbygging <i>Field development</i>	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168	17 306	14 802
Varer <i>Commodities</i>	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	11 278	11 495	7 085
Tjenester <i>Services</i>	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 678	2 699	4 081
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 490	6 213	3 111	3 637
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	27 208	29 998	22 321
Varer <i>Commodities</i>	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 712	3 915	2 156
Tjenester <i>Services</i>	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	6 084	6 429	7 439
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 412	19 655	12 725
Landvirksomhet ² <i>Onshore activities²</i>	3 940	2 065	1 501	5 661	4 297	1 287	776	1 754	7 057
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 177	1 595	1 950

¹ Registrert 2. kvartal 2002. *Registered 2nd quarter 2002.* 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. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	7 680	5 433	5 011	4 647	5 456	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584	608	776
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	334	572	518	378	505	488	474	344	269	352
Seismikk <i>Seismic</i>	629	524	981	273	644	407	554	153	289	349
Spesielle studier <i>Special studies</i>	44	40	38	33	58	96	136	87	50	75
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	363	585	655	768	431	626	933	540	631	903
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	246	362	363	320	348	338	502	325	140	481
Feltutvikling <i>Field development</i>	105	216	288	446	81	284	403	213	489	422
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	0	-	-	0	-	-	8	0	1	-1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	12	7	4	1	1	3	20	1	1	1
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144	923	690
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	446	308	269	287	239	291	335	250	126	-3
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	332	96	345	294	281	444	369	346	307	259
Arealavgift <i>Area fee</i>	314	423	456	464	455	562	550	529	476	412
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i>	68	18	23	22	121	40	29	18	15	22
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	5 150	2 868	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725	3 110	4 448
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 846	1 108	706	742	995	2 149	1 872	1 374	1 089	2 062
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 658	975	530	631	851	1 908	1 459	1 197	955	1 804
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	188	133	176	112	144	242	413	176	134	258
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	569	345	214	206	282	615	409	212	265	435
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	181	140	60	56	53	102	93	39	68	88
Båter <i>Vessels</i>	388	205	154	150	229	512	317	173	197	347
Varer <i>Commodities</i>	616	407	313	368	413	669	474	329	327	456
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	313	180	135	129	181	291	148	127	92	211
Sement <i>Cement</i>	59	38	27	35	35	60	48	30	20	30
Boreslam <i>Drilling mud</i>	123	91	87	95	106	205	87	61	71	79
Drivstoff <i>Fuel</i>	108	60	32	36	61	61	34	32	90	72
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	66	29	27	62	40	57	132	54	37	59
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	-53	11	5	11	-10	-5	26	24	18	5
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811	1 433	1 495
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	137	64	50	52	90	100	17	21	26	50
Sementtjenester <i>Cement services</i>	39	25	11	17	21	46	43	22	20	37
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	110	45	58	54	71	78	59	43	25	59
Logging <i>Logging</i>	234	166	83	102	113	239	166	132	143	180
Testing <i>Testing</i>	176	101	67	98	175	90	140	67	15	96
Dykking <i>Diving</i>	52	24	16	18	27	39	41	23	21	50
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	95	57	17	61	4	106	87	9	136	128
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 277	526	192	409	531	1 216	890	494	1 046	895

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	7 830	1 474	1 872	2 019	2 465
1986	6 654	1 801	1 742	1 716	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 151	1 055	879	952	1 266
1989	5 008	709	1 178	1 435	1 686
1990	5 137	1 015	1 289	1 285	1 548
1991	8 137	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 065	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	4 647	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 456	1 275	1 082	1 389	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	4 992	1 586	1 066	1 070	1 270
2000	5 272	1 047	1 066	1 257	1 902
2001	6 815	1 854	1 858	1 543	1 560
2002	...	1 808

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 2000 - 1. kvartal 2002. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q1 2000 - Q1 2002. Million NOK

	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
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	1 047	1 066	1 257	1 902	1 854	1 858	1 543	1 560	1 808
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i>	523	707	668	1 212	1 028	1 210	1 168	1 042	1 181
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	292	146	261	389	312	737	601	412	258
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	244	138	220	354	204	724	564	312	273
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	48	9	41	36	108	14	37	100	-14
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	37	64	48	117	109	86	57	183	87
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	8	16	12	32	29	23	5	31	20
Båter <i>Vessels</i>	29	48	36	84	80	64	52	152	67
Varer <i>Commodities</i>	27	102	101	97	98	149	112	96	114
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	5	26	36	26	50	71	48	41	34
Sement <i>Cement</i>	2	7	6	5	10	2	10	9	11
Boreslam <i>Drilling mud</i>	2	21	31	16	9	33	29	9	27
Drivstoff <i>Fuel</i>	7	18	23	42	9	21	16	26	34
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	6	26	4	2	20	22	7	10	9
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	5	5	2	7	0	1	2	2	0
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	168	395	261	609	510	237	398	351	722
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	6	4	10	7	10	17	13	9	7
Sementtjenester <i>Cement services</i>	0	7	6	8	7	11	7	11	10
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	1	10	9	5	11	19	19	11	6
Logging <i>Logging</i>	4	40	43	56	26	39	57	57	39
Testing <i>Testing</i>	1	6	-2	11	18	18	35	25	38
Dykking <i>Diving</i>	1	11	5	3	13	16	9	12	20
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	10	20	17	90	35	39	18	37	14
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	145	299	174	428	389	78	240	188	588
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	76	117	176	238	95	124	363	194	105
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	47	71	80	71	71	79	89	113	69
Seismikk <i>Seismic</i>	12	34	90	153	11	24	257	57	13
Spesielle studier <i>Special studies</i>	18	12	7	14	13	21	17	25	22
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	42	102	212	276	282	376	53	192	58
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	406	140	201	176	449	149	-40	132	465
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	8	45	52	36	47	50	-142	64	40
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	37	43	123	104	71	61	78	50	61
Arealavgift <i>Area fee</i>	362	53	26	35	331	39	24	19	364

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 2001 - 1. kvartal 2002. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q2 2001 - Q1 2002. 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>	6 769	3 081	3 688	3 083	605
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i>	4 600	1 770	2 830	2 558	272
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	785	316	469	372	98
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	679	442	236	55	182
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	706	554	152	99	53

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. 1985-2002
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 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- kostnader <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>				Prosent <i>Per cent</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	5 319	6 265	7 018	7 281	6 815
2002	2 927	7 745	5 929	5 092	5 238
2003	5 644
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
2001	44	80	81	78	92	103	107	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.ssb.no/english/subjects/10/06/20/*.

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. 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	1 299	1 540
2. kv Q2	1 568	2 046
3. kv Q3	2 107	1 947
4. kv Q4	2 637	2 604
1992		
1. kv Q1	1 295	1 840
2. kv Q2	1 609	2 065
3. kv Q3	1 333	1 732
4. kv Q4	1 780	2 042
1993		
1. kv Q1	1 173	1 403
2. kv Q2	1 423	1 096
3. kv Q3	1 664	1 318
4. kv Q4	2 335	1 616
1994		
1. kv Q1	1 156	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	1 389
4. kv Q4	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1	1 910	1 904
2. kv Q2	1 810	1 917
3. kv Q3	2 986	2 108
4. kv Q4	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1	2 054	2 248
2. kv Q2	1 721	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	1 854
2. kv Q2	1 417	1 858
3. kv Q3	1 694	1 543
4. kv Q4	2 026	1 560
2002		
1. kv Q1	1 426	1 808
2. kv Q1	966	...

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/> .

11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull 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	34	6	3	3	3	6	1	11	1
2002	..	4	3	4	-

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. 1984-2002
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002

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	1 364	287	409	266	402
2002	..	604	284

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. 1984-2002
Drilling metres¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002

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	93 486	23 323	16 837	19 276	34 050
2002	..	36 509	26 515

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. 1989-2002. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1989-2002. 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	10,000-15999BHP ²	16,000 BHP + ²
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	5,30	..	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	5,90	..
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	..	4,18	5,85	..
3.kv. Q3..	2,53	3,88	..	2,80	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..	3,74	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	..	3,03	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	6,48	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
3.kv. Q3..	6,50	7,75	10,34	7,80	13,00	17,13
4.kv. Q4..	6,50	9,48	10,13	7,80	11,35	12,95
2002						
1.kv. Q1..	6,30	11,10	10,73	7,42	9,20	16,05
2.kv. Q2..	6,75	9,24	10,08	7,78	10,40	14,50

¹ Inkludert i 2,200 -3,100 DWT frem til 1996. *Included in 2,200-3,100 DWT before 1996.* ² Gruppen 12+ er for 2000 og 2001 er inkludert i 16+. *The group 12+ is included in 16+.*

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.ssb.no/english/subjects/10/06/20/>.

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1992-2001. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	28 863	35 209	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168
Byggekontrakter <i>Building contracts</i>	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685	19 315	25 322	19 971	12 409	10 694
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523	597	1 098
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	195	539	322	106	9	155	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	-	-	-	-	381	804	955	724	160
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639	615	2 221
Moduler <i>Modules</i>	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	215	25	7	71	7	56	54	10	157	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997
Eqne varekjøp <i>Operators own expenditure</i>	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866	2 369	990	1 745	642	583
Utbyggingstjenester <i>Field development services</i> ..	8 628	10 107	7 348	9 002	4 933	5 727	6 829	5 776	3 562	1 251
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> ..	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352	742	267
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602	245	96	401
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248	506
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	20	9	44	80	60	98	37	13	48	21
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i> ..	12	158	132	93	12	51	169	43	0	0
Båter <i>Vessels</i>	3	50	24	119	2	61	101	37	-	0
Forpleining <i>Catering</i>	66	468	181	72	42	104	161	330	-20	1
Andre tjenester <i>Other services</i>	157	596	295	80	331	353	320	215	449	72
Operatørens egne arbeider <i>Operators own work</i> ..	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582	1 624	1 925	1 883	1 220	999
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 127	3 006	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899	4 490	6 213
Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i>	1 018	1 049	650	633	603	1 075	1 198	916	476	428

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/* .

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. 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	14 497	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 081	3 531	5 177	4 407	5 966
1986	21 832	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	20 649	4 214	4 078	5 190	7 168
1988	19 684	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 637	4 628	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 264	4 862	4 615	5 771	7 016
1992	28 863	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	25 242	5 581	6 710	6 071	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 145	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	20 168	4 435	5 048	5 315	5 369
2001	...	3 909

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/* .

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q1 2000 - Q1 2002. Million NOK

	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
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i> ..	5 943	5 999	5 195	5 662	4 435	5 048	5 315	5 369	3 909
Varer <i>Commodities</i>.....	3 930	3 338	2 550	3 233	2 326	2 961	2 641	3 350	2 482
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	366	313	341	341	304	339	345	285	379
Dekk <i>Decks</i>	62	37	222	298	405	478	422	916	604
Moduler <i>Modules</i>	2 406	1 665	1 419	1 815	1 047	1 506	1 303	1 528	1 051
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	157	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	33	44	34	81	94	137	9	136	86
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	832	1 325	526	677	467	480	578	487	359
Andre varer <i>Other commodities</i>	74	-46	9	20	8	20	-15	-1	2
Tjenester <i>Services</i>.....	852	1 790	1 637	980	521	684	601	872	589
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	35	367	264	76	59	54	28	126	80
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	1	0	0	4	3	4	2	92	63
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	54	10	3	24	12	83	63	141	14
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	126	327	140	94	70	80	30	7	20
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	151	246	425	116	75	54	41	33	53
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	20	126	350	125	7	10	94	6	3
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	0	-	-	-	-	-	-	0	1
Båter <i>Vessels</i>	-	-	-	-	-	-	-	0	1
Forpleining <i>Catering</i>	-56	12	0	24	-	-	-	1	2
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	5	8	14	22	9	4	4	4	4
Andre tjenester <i>Other services</i>	60	174	143	157	54	53	5	18	9
Eqne arbeider <i>Own work</i>	456	518	298	339	249	341	334	445	339
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.....	1 162	871	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147	839
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	5 049	6 035	5 968	6 488	5 801	6 329	6 744	8 333	6 791
Varer <i>Commodities</i>.....	448	644	634	605	419	580	879	834	591
Moduler <i>Modules</i>	-11	11	-	-	-	-	-	111	7
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	-	-	-	-	25	-	68	-48	41
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	385	602	150	47	27	67	-	16	-
Andre varer <i>Other commodities</i>	73	31	484	558	367	513	811	755	543
Tjenester <i>Services</i>.....	852	1 248	1 058	1 440	1 111	1 583	1 458	1 932	1 347
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i> ..	14	48	98	81	89	208	150	181	120
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	19	238	116	3	16	46	1	26	-
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	-2	0	2	5	0	1	23	2	1
Transport <i>Transport</i>	57	54	61	51	-9	-26	40	64	49
Forpleining <i>Catering</i>	16	10	11	10	17	21	19	35	18
Andre tjenester <i>Other services</i>	622	779	591	1 096	792	1 212	1 049	1 431	970
Eqne arbeider <i>Own work</i>	126	119	179	196	207	121	176	192	189
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.....	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567	4 853

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/*.

18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging, 1985-2003
Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2003

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- kostnader. <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	19 081
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 832
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	20 649
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 684
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 637
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	22 264
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	45 145
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	20 760	20 032	20 168
2002	10 541	13 173	14 319	17 306	17 781
2003	14 802
	Prosent <i>Percent</i>							
1985	111	102	109	106	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	95	107	102	111	113	99	101	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
2001	68	75	77	85	92	103	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.ssb.no/english/subjects/10/06/20/*.

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet, 1985-2001
Field development. Commodity costs accrued abroad, 1985-2001

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	10 329	1 854	18,0	
1986	12 338	2 599	21,1	
1987	10 346	1 729	16,7	
1988	8 056	1 157	14,4	
1989	9 079	3 756	41,4	
1990	12 564	2 328	18,5	
1991	12 092	2 101	17,4	
1992	14 670	2 178	14,8	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995	12 726	5 056	39,7	
1996	15 550	4 957	31,9	
1997	21 684	6 130	28,3	
1998	26 312	7 445	28,3	
1999	21 716	5 125	23,6	
2000	13 051	2 083	16,0	
2001	11 278	1 006	8,9	

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.a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1997-2002. Millioner kroner
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2002. Million NOK

	1997	1998	1999	2000	2001	2002 1.kv. Q2
I alt Total	29 035	35 067	29 375	17 833	13 527	3 002
Byggekontrakter Contacts on construction	19 315	25 322	19 971	12 409	10 694	2 383
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	5 207	5 353	1 890	559	899	231
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	83	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	2 209	5 101	1 633	39	116	81
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	155	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	381	804	955	724	160	67
Dekk <i>Decks</i>	1 420	2 388	639	615	2 221	604
Moduler <i>Modules</i>	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219	1 041
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	56	54	10	157	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997	359
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	2 369	990	1 745	642	583	98
Tjenester Services	7 352	8 754	7 659	4 782	2 250	521
Engineering <i>Engineering</i>	1 192	1 602	1 128	353	98	37
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	511	602	245	96	401	78
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	2 358	3 133	2 542	2 248	506	76
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3 291	3 417	3 744	2 086	1 263	331

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/> . <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

20.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1997-2002. Millioner kroner
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1997-2002. Million NOK

	1997	1998	1999	2000	2001	2002 1.kv. Q2
I alt Total	7 685	8 826	6 810	2 826	1 222	180
Byggekontrakter Contacts on construction	5 246	6 523	4 462	1 948	867	119
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	752	1 984	829	19	15	22
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	1 138	1 103	643	13	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	173	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	249	658	662	63	58	-
Dekk <i>Decks</i>	681	452	78	7	3	-
Moduler <i>Modules</i>	955	1 010	1 482	1 246	232	13
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	1 298	1 316	768	602	559	84
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	884	921	663	134	139	43
Tjenester Services	1 555	1 382	1 685	743	216	18
Engineering <i>Engineering</i>	46	302	62	5	2	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	55	175	3	13	3
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 258	632	983	667	143	10
Andre tjenester <i>Other Services</i>	250	393	466	68	58	5

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. 1997-2002. Prosent
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2002. Per cent

	1997	1998	1999	2000	2001	2002 1.kv. Q2
I alt Total	26,5	25,2	23,2	15,8	9,0	6,0
Byggekontrakter Contacts on construction	27,2	25,8	22,3	15,7	8,1	5,0
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	14,4	37,1	43,9	3,5	1,7	9,7
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	51,5	21,6	39,4	32,6	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	111,4	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	65,6	81,9	69,2	8,7	36,3	-
Dekk <i>Decks</i>	47,9	18,9	12,2	1,1	0,2	-
Moduler <i>Modules</i>	18,0	14,2	13,5	17,8	4,4	1,2
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	28,4	29,1	20,0	18,2	28,0	23,3
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	37,3	93,0	38,0	20,9	23,8	43,8
Tjenester Services	21,2	15,8	22,0	15,5	9,6	3,5
Engineering <i>Engineering</i>	3,9	18,8	5,5	1,4	1,6	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	9,1	71,2	3,6	3,2	4,2
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	53,4	20,2	38,7	29,7	28,3	12,9
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,6	11,5	12,4	3,3	4,6	1,6

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. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Produksjonsboring i alt Production drilling, total	5 826	8 165	8 294	7 643	9 360	12 140	17 408	19 268	21 100	24 625
Borefartøyer Drilling rigs	1 224	1 911	1 749	1 814	2 813	3 824	6 006	6 411	7 442	8 242
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 072	5 974	7 107
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	384	385	283	231	667	681	1 283	1 340	1 468	1 135
Transportkostnader Transport costs	366	551	622	503	573	941	1 296	1 280	1 429	1 864
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	143	207	204	158	165	282	273	412	313	351
Båter <i>Vessels</i>	223	344	419	345	408	659	1 022	868	1 116	1 513
Varer Commodities	2 049	2 654	2 586	2 094	2 335	2 709	3 417	4 125	4 544	4 594
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103	2 428	2 403
Sement <i>Cement</i>	112	178	163	129	158	166	194	240	220	256
Boreslam <i>Drilling mud</i>	314	454	619	582	642	639	837	881	803	957
Drivstoff <i>Fuel</i>	48	79	69	26	61	66	84	108	281	247
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	347	462	548	247	269	325	411	508	420	326
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	101	128	191	130	186	389	311	286	392	405
Tekniske tjenester Technical services	2 187	3 049	3 336	3 232	3 640	4 666	6 689	7 452	7 686	9 925
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	35	6	0	0	4	105	8	89	122	67
Sementtjenester <i>Cement services</i>	39	107	93	43	57	95	140	117	205	258
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	89	171	265	51	90	140	130	155	341	346
Logging <i>Logging</i>	191	381	361	280	384	456	760	703	1 171	1 606
Testing <i>Testing</i>	21	105	80	125	119	114	165	280	87	96
Dykking <i>Diving</i>	24	64	58	33	57	82	191	197	217	214
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	138	163	132	159	195	218	252	255	440	368
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 656	5 103	6 971

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 2000 - 1. kvartal 2002. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q1 2000 - Q1 2002.
 Million NOK

	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
Feltutbygging <i>Field development</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	1 162	871	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147	839
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	493	388	426	713	682	451	913	507	375
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	409	328	399	601	579	456	665	416	350
Andre kostnader <i>Other costs</i>	84	60	27	112	103	-5	247	90	25
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	115	122	9	98	162	140	148	208	80
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	23	17	14	15	22	32	3	12	12
Båter <i>Vessels</i>	92	105	-5	83	140	108	145	197	68
Varer <i>Commodities</i>	255	207	237	188	227	231	267	230	120
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	105	78	107	54	117	82	82	84	71
Sement <i>Cement</i>	25	11	7	13	17	20	18	14	5
Boreslam <i>Drilling mud</i>	36	27	39	48	53	39	61	51	30
Drivstoff <i>Fuel</i>	20	19	16	19	18	18	13	28	9
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	19	13	14	6	6	10	8	5	5
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	50	60	54	50	15	62	87	48	0
Tjenester <i>Services</i>	299	153	336	449	518	582	745	202	264
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	25	0	-	-	2	2	0	1	0
Sementtjenester <i>Cement services</i>	10	9	12	9	14	18	18	9	8
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	28	16	10	16	27	39	33	14	9
Logging <i>Logging</i>	-40	52	41	-81	199	56	144	-84	49
Testing <i>Testing</i>	0	6	2	10	6	8	12	2	1
Dykking <i>Diving</i>	13	14	7	18	15	25	20	9	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	21	11	7	20	26	21	19	15	18
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	240	45	257	457	230	413	500	235	170
Felt i drift <i>Fields on stream</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567	4 853
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 535	1 168	1 279	1 438	1 249	1 329	1 549	1 562	1 580
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 000	1 108	1 044	1 084	916	1 313	1 228	1 534	1 213
Andre kostnader <i>Other costs</i>	535	60	235	354	333	17	322	28	367
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	253	282	227	323	244	267	288	407	346
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	72	60	52	60	68	60	56	99	98
Båter <i>Vessels</i>	181	223	175	262	177	207	232	307	248
Varer <i>Commodities</i>	700	941	1 133	883	1 032	772	861	974	897
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	383	513	644	545	665	457	433	482	438
Sement <i>Cement</i>	31	46	109	-21	30	35	34	88	39
Boreslam <i>Drilling mud</i>	118	186	182	167	154	173	218	208	207
Drivstoff <i>Fuel</i>	48	41	56	63	41	50	32	48	38
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	72	101	106	89	89	69	76	63	109
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	49	53	36	40	52	-12	68	85	65
Tjenester <i>Services</i>	1 261	1 751	1 637	1 798	1 746	1 798	1 710	2 625	2 030
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	53	18	15	11	10	14	18	20	11
Sementtjenester <i>Cement services</i>	31	44	40	50	57	44	41	58	63
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	39	70	89	72	59	63	56	54	72
Logging <i>Logging</i>	227	262	314	395	285	272	331	404	358
Testing <i>Testing</i>	9	12	21	27	9	30	16	13	26
Dykking <i>Diving</i>	27	60	36	41	29	35	22	57	46
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	84	103	99	94	46	66	64	111	98
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	790	1 182	1 023	1 108	1 251	1 274	1 161	1 908	1 356

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 Total 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
2001	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
Januar - Juni 2001 January - June 2001	80 058	8 364	1	5 329	61	1 912	0	4 721	556
Januar - Juni 2002 January - June 2002	78 353	8 043	1	4 996	61	1 654	126	4 519	1 299
2001									
Jan. Jan.	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. Feb.	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars March	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113
April April	13 718	1 425	0	935	10	316	-	855	111
Mai May	12 993	1 437	0	945	10	326	-	834	66
Juni June	12 614	1 343	0	733	10	310	-	499	81
Juli July	14 473	1 428	-	970	10	316	0	781	142
Aug Aug	12 992	693	0	983	10	186	3	809	80
Sep Sep	13 209	1 266	0	899	10	329	6	834	161
Okt Oct	14 552	1 473	0	945	10	337	8	823	200
Nov Nov	13 334	1 413	0	887	10	294	9	892	214
Des Dec	14 472	1 444	0	937	10	285	7	887	248
2002									
Jan. Jan.	13 559	1 400	0	830	10	281	14	827	229
Feb. Feb.	12 589	1 260	0	794	10	250	21	776	211
Mars March	12 432	1 329	0	885	10	262	27	587	199
April April	13 600	1 351	0	849	10	280	21	775	227
Mai May	13 656	1 334	0	888	10	270	21	815	215
Juni June	12 517	1 369	0	750	10	311	23	739	218

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.ssb.no/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 ²	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	105
1994	27 089	253	3 817	3 275	539	-	-	8 654	3 248
1995	24 757	191	3 781	2 953	457	-	-	9 783	5 898
1996	22 421	161	3 452	2 657	486	-	-	9 682	7 178
1997	21 202	122	2 867	2 124	403	-	-	8 933	8 884
1998	17 641	61	2 732	1 471	263	-	-	8 688	9 515
1999	17 063	-	1 581	1 342	107	-	595	8 019	10 318
2000	14 266	-	2 022	952	79	-	3 416	7 420	9 991
2001	12 660	-	1 629	952	316	-	3 305	8 651	10 196
Januar - Juni 2001 January - June 2001	6 277	-	868	540	161	-	1 542	4 068	4 701
Januar - Juni 2002 January - June 2002	6 186	-	712	316	155	-	1 483	4 154	5 047
2001									
Jan. Jan.	1 133	-	171	78	24	-	256	747	942
Feb. Feb.	1 042	-	154	80	25	-	193	606	548
Mars March	1 088	-	142	100	28	-	209	607	929
April April	1 109	-	160	97	27	-	285	693	900
Mai May	862	-	159	95	32	-	295	671	475
Juni June	1 044	-	83	90	26	-	304	744	908
Juli July	1 052	-	62	91	25	-	253	847	936
Aug Aug	894	-	146	39	15	-	288	831	932
Sep Sep	1 062	-	143	61	24	-	303	709	890
Okt Oct	1 175	-	142	74	37	-	326	718	943
Nov Nov	967	-	137	75	27	-	294	690	849
Des Dec	1 234	-	131	70	27	-	299	788	945
2002									
Jan. Jan.	1 127	-	136	58	26	-	286	762	767
Feb. Feb.	1 006	-	113	57	23	-	187	595	795
Mars March	1 024	-	85	34	27	-	300	724	889
April April	1 014	-	129	62	27	-	254	650	865
Mai May	1 021	-	131	56	25	-	197	673	875
Juni June	993	-	119	48	27	-	259	750	856

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² 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.ssb.no/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 ²	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
2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
Januar - Juni 2001 January - June 2001	1 001	2 381	1 901	1 014	1 337	22	4 331	4 442	241
Januar - Juni 2002 January - June 2002	925	2 503	1 935	959	932	-	4 369	4 459	-
2001									
Jan. Jan.	199	440	363	170	253	11	757	809	60
Feb. Feb.	168	399	312	155	213	8	691	682	65
Mars March	174	430	368	169	239	3	733	744	88
April April	178	252	371	176	219	-	693	785	28
Mai May	187	454	117	176	213	-	731	781	-
Juni June	96	406	372	167	199	-	724	639	-
Juli July	156	438	385	168	197	-	673	915	-
Aug Aug.	169	437	335	159	181	-	859	682	-
Sep Sep	162	423	375	151	168	-	896	409	-
Okt Oct.	161	436	394	142	184	-	868	916	-
Nov Nov	145	426	346	140	148	-	822	867	-
Des Dec	132	407	406	152	186	-	830	879	-
2002									
Jan. Jan.	172	427	389	123	165	-	794	786	-
Feb. Feb.	161	413	377	133	169	-	709	791	-
Mars March	61	417	170	124	156	-	865	754	-
April April	176	415	336	170	181	-	773	857	-
Mai May	193	428	352	169	189	-	625	801	-
Juni June	161	403	311	240	72	-	603	469	-

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² 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.ssb.no/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	Visund
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	527
2000	3 894	-	-	3 187	8 857	1 469	1 931
2001	3 280	-	-	2 368	9 960	1 029	2 191
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	1 826	-	-	1 269	5 019	576	998
Januar - Juni 2002 <i>January - June 2002</i>	1 132	-	-	725	4 713	357	1 008
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	367	-	-	295	754	109	164
Feb. <i>Feb.</i>	323	-	-	216	742	96	174
Mars <i>March</i>	308	-	-	211	878	109	172
April <i>April</i>	295	-	-	187	895	100	152
Mai <i>May</i>	285	-	-	189	907	72	167
Juni <i>June</i>	249	-	-	170	843	90	169
Juli <i>July</i>	287	-	-	213	822	85	286
Aug. <i>Aug.</i>	278	-	-	189	851	67	222
Sep. <i>Sep.</i>	250	-	-	176	625	66	188
Okt. <i>Oct.</i>	250	-	-	188	943	73	172
Nov. <i>Nov.</i>	208	-	-	165	815	66	110
Des. <i>Dec.</i>	180	-	-	169	885	96	215
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	182	-	-	149	792	68	175
Feb. <i>Feb.</i>	187	-	-	123	746	53	170
Mars <i>March</i>	168	-	-	75	732	62	122
April <i>April</i>	198	-	-	127	852	61	162
Mai <i>May</i>	188	-	-	122	862	55	221
Juni <i>June</i>	209	-	-	129	729	58	158

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.ssb.no/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	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Snorre B	Glitne
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	3 053	697	472	-	-	-	-
2000	6 842	6 090	6 577	-	-	-	-
2001	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
Januar - Juni 2001 <i>January - June 2001</i>	4 682	1 532	1 925	805	765	-	-
Januar - Juni 2002 <i>January - June 2002</i>	4 740	653	1 986	602	915	531	477
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	806	551	631	285	330	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	674	473	605	246	221	-	-
Mars <i>March</i>	807	508	689	273	215	-	-
April <i>April</i>	804	468	666	269	256	-	-
Mai <i>May</i>	736	443	734	311	281	-	-
Juni <i>June</i>	855	361	668	183	248	-	-
Juli <i>July</i>	970	383	678	272	337	295	-
Aug <i>Aug.</i>	722	349	649	350	290	293	-
Sep <i>Sep</i>	536	307	698	267	380	285	147
Okt <i>Oct.</i>	546	295	764	267	366	195	180
Nov <i>Nov.</i>	511	261	536	275	381	200	155
Des <i>Dec.</i>	633	258	746	272	382	160	171
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	704	236	776	137	364	195	173
Feb. <i>Feb.</i>	691	206	773	211	274	161	142
Mars <i>March</i>	826	211	437	254	277	175	162
April <i>April</i>	800	198	831	213	299	256	180
Mai <i>May</i>	906	190	846	226	314	264	170
Juni <i>June</i>	812	164	747	216	271	223	72

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.ssb.no/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	53 076	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
Januar - Juni 2001 January - June 2001	26 644	2 630	423	931	5	450	-	27	657
Januar - Juni 2002 January - June 2002	34 468	2 673	401	1 059	5	400	1 603	68	1 562
2001									
Jan. Jan.	5 756	422	69	149	1	82	-	5	147
Feb. Feb.	4 092	371	69	144	1	72	-	4	111
Mars March	4 458	423	84	160	1	75	-	5	103
April April	4 138	481	65	136	1	70	-	5	104
Mai May	4 199	465	69	201	1	76	-	3	98
Juni June	4 001	467	66	140	1	75	-	4	94
Juli July	4 854	510	1	145	1	76	0	5	83
Aug. Aug.	4 568	248	69	162	1	47	19	3	102
Sep. Sep.	4 490	368	67	113	1	76	52	10	100
Okt. Oct.	4 670	481	62	158	1	85	69	5	251
Nov. Nov.	5 881	472	83	165	1	76	97	5	294
Des. Dec.	6 359	495	81	186	1	72	92	4	314
2002									
Jan. Jan.	6 614	486	85	138	1	69	194	4	365
Feb. Feb.	5 597	432	74	196	1	62	265	4	260
Mars March	5 198	424	83	199	1	64	329	18	247
April April	6 047	431	42	145	1	66	269	11	234
Mai May	5 815	444	58	192	1	66	279	12	243
Juni June	5 197	457	60	189	1	74	267	20	214

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: Investeringstatistikk, 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/*.

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 ¹
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
2001	-	3 947	138	272	43	-	800	206	11 927
Januar - Juni 2001 January - June 2001	-	1 461	85	155	21	-	339	114	5 569
Januar - Juni 2002 January - June 2002	-	1 463	83	74	22	-	366	66	7 162
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
Juli July	-	241	3	27	4	-	81	14	942
Aug Aug	-	349	22	12	2	-	90	17	951
Sep Sep	-	326	7	20	3	-	69	18	973
Okt Oct	-	395	7	20	5	-	63	16	959
Nov Nov	-	591	6	19	4	-	91	15	1 272
Des Dec	-	584	8	19	4	-	68	12	1 261
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jan. Jan.	-	364	10	15	4	-	72	15	1 392
Feb. Feb.	-	217	14	15	3	-	49	10	1 257
Mars March	-	188	15	8	3	-	59	3	1 292
April April	-	162	22	15	4	-	63	12	1 179
Mai May	-	304	13	13	4	-	59	14	1 084
Juni June	-	228	10	9	3	-	64	13	958

¹ 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.ssb.no/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	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
2001	355	378	140	43	1 442	20 120	764
Januar - Juni 2001 January - June 2001	148	222	72	43	588	8 351	353
Januar - Juni 2002 January - June 2002	178	99	71	-	881	12 375	292
2001							
Jan. Jan.	23	46	15	27	83	2 136	11
Feb. Feb.	14	39	12	16	88	1 207	62
Mars March	34	34	11	-	97	1 380	75
April April	35	35	11	-	128	1 244	68
Mai May	11	35	11	-	122	1 176	51
Juni June	30	34	11	-	70	1 208	86
Juli July	38	36	12	-	132	1 527	61
Aug. Aug.	32	34	11	-	105	1 857	34
Sep Sep	36	36	12	-	100	1 880	86
Okt Oct.	35	17	11	-	157	1 653	61
Nov Nov.	30	17	11	-	190	2 197	91
Des Dec	37	17	11	-	170	2 657	78
2002							
Jan. Jan.	36	17	11	-	169	2 755	47
Feb. Feb.	36	18	12	-	151	1 984	43
Mars March	16	18	12	-	149	1 375	67
April April	31	18	12	-	166	2 451	62
Mai May	32	17	11	-	178	1 895	36
Juni June	28	11	14	-	68	1 914	36

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/>.

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

År / måned Year/month	Yme	Draugen	Vigdís	Jotun	Åsgard	Norne
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	314	611	-
2001	-	629	-	199	4 110	1 021
Januar - Juni 2001 January - June 2001	-	302	-	127	3 087	484
Januar - Juni 2002 January - June 2002	-	355	-	32	2 910	264
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
Juli July	-	56	-	16	732	109
Aug. Aug.	-	61	-	14	290	38
Sep Sep	-	54	-	12	-	73
Okt Oct.	-	53	-	11	-	97
Nov Nov	-	49	-	9	-	96
Des Dec	-	54	-	10	-	125
2002						
Jan. Jan.	-	48	-	0	297	21
Feb. Feb.	-	49	-	7	409	30
Mars March	-	53	-	7	525	42
April April	-	53	-	7	543	50
Mai May	-	97	-	6	686	72
Juni June	-	54	-	5	452	49

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/>.

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2002
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002

	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	33 682	8 413	7 989	8 584	8 696
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 332	15 863	16 626	16 757	19 086	74 563	15 231	13 109	18 060	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	99 582	23 164	25 127	23 953	27 337	89 429	21 808	23 423	21 549	22 649
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 860	29 184	28 883	29 898	33 895	98 009	23 849	24 400	22 911	26 850
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	141 980	35 443	32 752	35 955	37 831	234 698	60 663	61 407	62 424	50 203
2002	..	32 948	34 620	44 934	52 631

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 - 2002
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-2002

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Total	Q 1	Q 2	Q 3	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	24 671	6 541	5 693	5 045	7 392	14 640	3 913	3 471	2 950	4 307
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	42 665	11 748	10 049	8 808	12 061	27 220	7 866	6 725	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	50 534	12 295	10 460	12 249	15 529	61 018	16 290	12 877	14 238	17 613
2002	..	15 863	15 771	19 807	17 669

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørlørdning 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. 1981-2002
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2002.

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass ¹ Natural Gas ¹			
		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
		Krt/tonn NOK/ton					Kroner/Sm ³ NOK/Sm ³			
1981	1 517	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 545	1 440	1 392	1 616	1 730	0,89	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	1 717	1 650	1 658	1 754	1 804	1,02	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 727	1 870	1 767	1 647	1 625	1,16	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	805	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	890	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	704	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	1 075	960	788	1 078	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,64	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	900	941	932	900	828	0,59	0,60	0,61	0,58	0,58
1994	828	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	805	817	845	766	792	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	992	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	692	782	698	680	607	0,64	0,67	0,67	0,61	0,61
1999	1 028	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 877	1 654	1 770	2 009	2 075	0,99	0,81	0,82	1,16	1,16
2001	1 662	1 712	1 875	1 736	1 327	1,21	1,32	1,23	1,16	1,13
2002	..	1 364	1 520	1,25	1,12

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørlørdning 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/*.

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 3. kvartal 2000-2. kvartal 2002
Exports of Norwegian produced natural gas¹. By destination. Q3 2000-Q2 2002

Land Country	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	12 295	16 290	10 460	12 877
Belgia <i>Belgium</i>	1 058	1 238	1 717	2 009	1 696	2 293	1 338	1 657
Frankrike <i>France</i>	1 938	2 266	3 793	4 438	2 595	3 509	2 776	3 439
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 042	1 219	1 367	1 599	1 046	1 414	818	1 013
Polen <i>Poland</i>			51	59	50	67	50	62
Spania <i>Spain</i>	630	737	632	739	618	836	623	772
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	220	213	816	791	1 003	1 022	281	266
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	427	499	560	655	549	742	557	690
Tyskland <i>Germany</i>	3 568	4 173	5 856	6 851	4 738	6 406	4 017	4 977
	2001				2002			
	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	12 249	14 238	15 529	17 613	15 863	19 807	15 771	17 668
Belgia <i>Belgium</i>	1 520	1 773	1 802	2 067	1 512	1 900	1 327	1 493
Frankrike <i>France</i>	2 955	3 445	3 328	3 816	7 164	8 985	7 295	8 195
Italia <i>Italy</i>	-	-	1 164	1 335	-	-	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	821	957	1 065	1 222	1 026	1 283	837	943
Polen <i>Poland</i>	51	60	120	137	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i>	628	732	629	721	733	916	598	673
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	157	142	786	707	279	269	220	198
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	518	604	789	905	293	367	239	269
Tyskland <i>Germany</i>	5 598	6 526	5 846	6 704	4 856	6 087	5 256	5 897

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. 2000-2001
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. 2000-2001

	2000		2001	
	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.....	137 687	257 969	142 486	232 374
Belgia <i>Belgium</i>	3 537	6 999	3 325	5 506
Danmark <i>Denmark</i>	2 283	4 415	1 796	2 947
Finland <i>Finland</i>	2 514	4 827	2 300	3 739
Frankrike <i>France</i>	19 743	37 927	19 580	32 309
Irland <i>Ireland</i>	2 875	5 548	2 924	5 087
Italia <i>Italy</i>	2 813	5 027	2 569	3 803
Nederland <i>The Netherlands</i>	22 777	43 379	22 522	37 702
Polen <i>Poland</i>	84	165	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	763	1 518	769	1 308
Spania <i>Spain</i>	164	301	427	707
Storbritannia <i>Great Britain</i>	30 729	57 676	34 032	55 629
Sverige <i>Sweden</i>	9 009	16 870	8 792	14 733
Tyskland <i>Germany</i>	8 680	16 605	11 271	18 762
Japan <i>Japan</i>	134	219	-	-
Kina <i>China</i>	264	538	2 385	3 670
Sør Korea <i>South Korea</i>	960	1 762	373	457
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	82	131
Bahamas <i>Bahamas</i>	140	293	435	522
Canada <i>Canada</i>	15 592	27 835	12 960	20 287
USA <i>USA</i>	14 626	26 065	15 626	24 501

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.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 2. kvartal 2000-2. kvartal 2002. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 2 2000-Q 2 2002. 1 000 tonnes

	2000			2001				2002	
	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	728	625	848	1 125	1 193	1 199	1 311	1 258	1 326
Norge <i>Norway</i>	146	156	148	226	230	253	211	246	276
Australia <i>Australia</i>	-	-	-	-	-	-	32	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	78	51	63	100	104	67	8	83	75
Brasil <i>Brazil</i>	20	20	-	31	-	-	-	-	-
Chile <i>Chile</i>	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Kina <i>China</i>	-	-	-	-	-	43	-	-	23
Columbia <i>Columbia</i>	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Danmark <i>Denmark</i>	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	-	-	-	16	-	-	-	-
Egypt <i>Egypt</i>	-	-	-	-	-	-	-	4	-
Finland <i>Finland</i>	24	26	16	1	27	47	-	-	19
Frankrike <i>France</i>	55	37	38	90	79	94	112	132	80
India <i>India</i>	-	-	-	-	-	7	5	-	-
Irland <i>Ireland</i>	-	-	-	1	-	-	2	-	-
Island <i>Iceland</i>	0	0	-	0	-	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	-	-	3	-
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	28
Malta <i>Malta</i>	-	-	-	-	-	-	-	30	-
Marokko <i>Marocco</i>	-	-	5	4	-	1	7	12	-
Mexico <i>Mexico</i>	42	-	118	50	-	104	81	-	64
Nederland <i>The Netherlands</i>	64	52	59	101	46	78	127	83	98
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Polen <i>Poland</i>	-	13	41	8	-	5	25	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	17	18	28	39	26	9	45	48	42
Puerto Rico <i>Puerto Rico</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Spania <i>Spain</i>	31	31	42	70	9	4	74	43	22
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> ..	29	42	34	43	126	79	85	53	48
Sverige <i>Sweden</i>	94	90	49	61	272	268	117	131	295
Sør Korea	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Tunisia <i>Tunisia</i>	-	-	7	-	-	-	-	-	-
Tyrkia <i>Turkey</i>	79	18	152	173	96	17	177	238	185
Tyskland <i>Germany</i>	11	12	9	32	26	24	24	28	8
USA <i>USA</i>	4	4	32	93	101	66	114	90	33
Andre <i>Others</i>	32	55	7	-	13	32	64	33	5

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> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/.*

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1992-2002. US dollar/fat
Brent Blend price. Weekly. 1992-2002. USD/barrel

Uke Week	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06	23,57	20,68
2	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01	24,28	18,58
3	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20	25,35	19,01
4	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20	27,31	19,60
5	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64	19,89
6	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50	21,11
7	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15	19,73
8	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33	20,17
9	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23	21,94
10	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07	23,44
11	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62	24,38
12	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25	25,03
13	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63	26,47
14	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92	25,13
15	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15	24,27
16	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55	26,35
17	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65	26,58
18	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14	26,06
19	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59	26,52
20	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	20,00	14,50	14,36	28,67	28,14	24,53
21	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	19,35	14,70	14,83	28,58	29,52	24,28
22	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	18,30	13,60	14,22	29,63	29,02	23,33
23	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	16,90	12,10	16,10	28,58	29,01	22,87
24	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	17,30	10,95	16,02	30,28	28,70	24,56
25	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,80	12,15	15,85	29,17	26,80	25,14
26	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	18,40	11,85	16,34	30,64	27,09	25,69
27	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,20	11,55	18,47	31,21	25,82	25,17
28	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	30,41	25,12	26,29
29	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,60	12,20	19,07	28,18	23,42	25,46
30	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	19,00	12,65	19,63	25,44	24,21	25,84
31	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,10	11,95	19,33	26,18	24,59	25,46
32	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	18,50	11,60	20,30	27,86	25,57	26,37
33	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,55	12,10	20,49	29,42	25,57	27,60
34	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,00	12,25	20,17	30,80	25,54	27,19
35	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,15	12,40	20,97	34,60	26,56	...
36	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,05	12,50	21,61	36,37	26,31	...
37	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,20	13,10	22,95	32,68	27,25	...
38	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,85	14,50	22,49	33,24	26,84	...
39	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	20,30	14,55	23,03	29,38	20,52	...
40	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,75	13,50	22,97	30,09	20,46	...
41	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	19,60	12,30	21,92	31,03	20,14	...
42	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,55	11,65	21,17	30,85	20,12	...
43	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,25	12,30	22,03	31,39	18,75	...
44	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,05	11,70	21,96	30,94	20,12	...
45	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,50	11,30	24,70	31,46	18,75	...
46	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,45	10,45	25,04	33,28	19,26	...
47	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	18,90	10,60	25,97	33,02	18,93	...
48	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,00	9,90	24,98	32,66	18,86	...
49	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	17,20	9,45	26,41	28,64	19,08	...
50	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,00	10,00	25,33	26,71	17,70	...
51	18,05	13,75	15,70	18,10	24,05	17,00	9,50	25,84	23,05	18,58	...
52	18,35	13,50	15,65	18,60	23,55	16,05	10,60	25,32	21,86	20,46	...
Gjennomsnitt for året Yearly average	19,31	17,08	15,76	16,98	20,61	19,11	12,71	17,88	28,39	24,38	...

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

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

33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1991 - 2002. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1991- 2002. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices														Spot- pris Spot price Brent 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	
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	26,28	25,77	26,06	26,02	26,17	26,34	26,00	25,08	25,66	26,75	24,88	25,79	26,62	25,76
2. kv. Q2. . .	27,33	27,40	26,96	27,14	27,38	27,29	27,54	27,08	26,32	27,07	28,17	25,35	27,26	27,85	27,25
3. kv. Q3. . .	25,08	25,23	24,82	25,17	25,10	25,12	24,89	25,11	24,57	24,79	25,77	23,35	24,72	25,60	25,23
4. kv. Q3. . .	19,23	19,45	19,32	19,42	19,40	19,34	19,25	19,36	18,75	18,96	19,77	17,65	19,04	19,78	19,52
2002															
1. kv. Q1. . .	20,88	20,73	20,77	20,75	21,10	20,73	20,58	20,75	20,52	20,50	21,22	19,43	20,33	20,83	21,54

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://www.odin.dep.no/oed/> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>.

More information: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/> and <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/>.

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2002. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2002. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spot- pris Spot price Brent Blend		
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ³	Gull- faks ^{2, 3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Drau- gen 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	16,03
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														
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														Spot- pris Spot price Brent Blend
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ²	Gull- faks ^{2,3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Drau- gen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	
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	19,24
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															
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
Juli <i>July</i>	24,15	24,30	23,95	24,15	24,30	24,30	23,95	24,15	23,65	23,85	24,70	22,35	23,55	24,65	24,64
August <i>August</i>	25,75	25,80	25,30	25,75	25,55	25,80	25,40	25,75	25,10	25,45	26,30	23,75	25,60	26,15	25,57
September <i>September</i>	25,35	25,45	25,10	25,50	25,45	25,45	25,10	25,50	24,95	25,10	26,25	23,95	25,05	26,00	25,39
Oktober <i>October</i>	20,20	20,30	20,35	20,45	20,35	20,30	20,35	20,45	19,80	20,15	20,75	18,65	19,90	20,70	20,50
November <i>November</i>	18,90	19,20	18,90	19,00	19,05	19,20	18,80	19,00	18,30	18,60	19,55	17,05	18,90	19,55	19,18
Desember <i>December</i>	18,60	18,70	18,60	18,70	18,80	18,70	18,40	18,70	18,15	18,15	18,95	17,25	18,35	19,10	18,96
2002															
Januar <i>January</i>	19,35	19,40	19,35	19,30	19,60	19,40	18,95	19,30	18,85	18,85	19,95	17,75	18,80	19,25	19,55
Februar <i>February</i>	20,00	19,70	19,75	19,75	20,35	19,70	19,65	19,75	19,65	19,60	20,50	18,75	19,35	19,95	20,74
Mars <i>March</i>	23,30	23,10	23,20	23,20	23,35	23,10	23,15	23,20	23,05	23,05	23,20	21,80	22,85	23,30	24,83

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

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2002
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2002

År og måned Year and month	150000 dwt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000-149 999 dwt. for råolje Medium sized crude carriers	35 000-69 999 dwt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dwt. 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
2001	74	139	189	240	256
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
August August	52	114	130	224	214
September September	51	111	148	204	208
Oktober October	74	111	154	210	187
November November	44	98	136	163	192
Desember December	39	94	128	141	149
2002 2002					
Januar January	39	94	128	141	149
Februar February	40	87	126	165	148
Mars March	39	86	116	159	150
April April	36	91	117	164	149
Mai May	36	105	144	194	179
Juni June	50	90	159	204	177

¹ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasjegruppene. 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.ssb.no/english/subjects/10/06/20/>.

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2001. Milliarder 2002-kroner*Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2001. Billion 2002-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1980	22,0	10,9	8,1	0,1	-	41,1
1981	27,3	16,0	10,5	0,1	-	53,9
1982	27,4	16,5	10,5	0,1	-	54,5
1983	24,2	15,1	13,1	0,1	-	52,5
1984	29,6	17,8	15,7	0,1	-	63,2
1985	33,6	20,0	17,9	0,3	-	71,8
1986	25,6	14,8	12,0	0,3	-	52,7
1987	10,2	4,6	10,7	0,3	-	25,6
1988	7,1	1,5	7,6	0,3	-	16,2
1989	6,4	2,0	9,6	0,3	-	18,2
1990	15,8	6,3	10,8	0,3	-	33,2
1991	18,3	8,2	10,9	0,7	1,0	39,1
1992	8,9	8,6	9,6	0,7	2,2	30,0
1993	7,4	10,9	9,0	0,6	2,6	30,1
1994	7,0	10,1	7,4	0,2	2,8	27,5
1995	8,7	11,9	6,5	0,6	2,8	30,1
1996	10,8	14,1	6,9	1,2	3,0	36,0
1997	16,6	20,9	6,7	0,7	3,2	48,1
1998	9,6	11,6	3,9	0,6	3,4	29,1
1999	5,8	6,4	3,3	0,6	3,4	19,5
2000	22,6	33,9	3,6	0,1	3,1	63,3
2001 ¹	42,0	65,1	2,5	1,0	2,9	113,5

¹ Anslag Estimates.

Kilde: Olje- og energidepartementet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy.

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oed/> . More information: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/> .**38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2001***Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2001*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Investeringer Investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr Billion NOK			Mrd. 2002-kr Billion 2002-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-26,8
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,7
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,3
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,5
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,3
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,2
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,3
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	10,2
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	38,2
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	43,3
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,5
1999	75,1	49,3	30,3	25,8	26,9
2000	142,9	44,7	22,6	98,2	101,1
2001 ¹	170,4	46,0	17,8	124,4	125,9

¹ Anslag Estimates.

Kilde: Olje- og energidepartementet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy.

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

39. De samlede utvinnbare petroleumressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2001
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2001

	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>
Solgt og levert per 31.12.2001 <i>Sold and delivered by 31.12.2001</i>	2 368	730	57	50	3 258
1 Gjenværende reserver i produksjon <i>Remaining reserves in production</i>	1 256	1 439	78	49	2 892
2-3 Felt vedtatt utbygd/innsendt PUD <i>2-3 Fields under development/delivered PDO</i>	245	750	34	82	1 141
Sum reserver Total reserves	1 501	2 189	111	131	4 033
4 I planleggingsfase 4 <i>In planning phase</i>	243	661	31	46	1 009
5 Kan bygges ut på lang sikt <i>5 May be developed in long term</i>	148	456	5	42	655
7 Nye funn 7 <i>New discoveries</i>	19	28	0	1	48
Total 1-7 Total 1-7	4 279	4 064	204	270	9 003
Mulige tiltak for økt utvinningsgrad <i>Possible to extract if new technology is developed</i>	400	500	-	-	900
Uoppdaget <i>Not discovered</i>	1 420	2 510	-	-	3 930
Totalt utvinningspotensiale Total potential for extraction	6 100	7 074	205	270	13 832
Gjenværende reserver <i>Remaining resources</i>	3 731	6 343	147	219	10 574

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: Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

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

40. Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd pr. 31. desember 2001¹Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 2001¹

Feltnavn Name of field	Opprinnelig salgbare Original					Gjenværende Residual				
	Olje, millioner Sm3 Oil, million Sm3	Gass, milliarder Sm3 Gas, billion Sm3	NGL, millioner tonn NGL, million tons	Kondensat, millioner Sm3 Condensate, million Sm3	Totalt millioner Sm3 o.e. ⁸ Total million Sm3 o.e. ⁸	Olje, millioner Sm3 Oil, million Sm3	Gass, milliarder Sm3 Gas, billion Sm3	NGL, millioner tonn NGL, million tons	Kondensat, millioner Sm3 Condense- sate, million Sm3	Totalt millioner Sm3 o.e. ⁸ Total million Sm3 o.e. ⁸
I alt Total	3 823,1	2 803,0	164,9	181,2	7 120,6	1 500,8	2 186,8	111,3	132,4	4 031,3
Balder ⁹	72,4	2,9	-	-	75,3	63,5	2,9	-	-	66,3
Brage	44,9	2,6	0,7	-	48,9	5,8	0,8	0,1	-	6,8
Draugen	137,0	7,4	2,0	-	148,2	60,2	7,1	1,6	-	70,4
Ekofisk	478,5	174,0	14,0	-	679,0	183,6	55,8	3,7	-	246,4
Eldfisk	108,5	45,3	4,1	-	161,5	39,4	12,8	0,9	-	53,9
Embla	13,6	6,6	0,7	-	21,4	6,1	4,2	0,4	-	11,1
Fram ⁴	16,1	3,6	0,1	-	19,8	16,1	3,6	0,1	-	19,8
Frigg	-	121,6	-	0,5	122,1	-	7,7	-	-	7,7
Glitne	3,6	-	-	-	3,6	2,8	-	-	-	2,8
Grane ⁴	120,0	-	-	-	120,0	120,0	-	-	-	120,0
Gullfaks ^{3 10}	335,2	22,2	2,0	-	361,1	49,2	2,7	0,5	-0,7	52,2
Gullfaks Sør ¹¹ Gullfaks South ¹¹	40,2	47,4	5,8	-	98,7	31,1	46,9	5,8	-	89,0
Gungne	-	10,1	1,3	3,1	15,7	-	10,1	0,8	1,5	13,1
Gyda ⁵	34,1	5,8	1,8	-	43,3	3,8	0,6	0,1	-	4,7
Heidrun	178,0	28,2	1,2	-	208,4	106,4	24,7	1,1	-	133,1
Heimdal	6,9	41,8	-	-	48,7	0,8	0,3	-	-	1,0
Hod	7,8	1,6	0,2	-	9,8	0,9	0,3	-	-	1,2
Huldra	5,0	12,9	0,1	-	18,1	4,9	12,8	0,1	-	17,9
Jotun	31,1	0,8	-	-	31,9	17,6	0,3	-	-	17,9
Kristin ⁴	-	34,9	8,5	34,6	85,7	-	34,9	8,5	34,6	85,7
Kvitebjørn ⁴	-	54,2	0,5	20,6	75,6	-	54,2	0,5	20,6	75,6
Mikkel ⁴	-	19,8	4,2	5,5	33,3	-	19,8	4,2	5,5	33,3
Murchison	13,6	0,4	0,4	-	14,7	0,5	0,1	0,1	-	0,7
Njord	23,7	-	-	-	23,7	11,3	-	-	-	11,3
Norne	84,8	13,5	1,3	-	100,8	47,9	12,5	1,2	-	62,7
Oseberg ³	346,0	89,0	-	-	435,0	54,1	84,1	-0,5	-0,6	136,5
Oseberg Sør Oseberg South	54,0	7,0	-	-	61,0	48,1	7,0	-	-	55,1
Oseberg Vest Oseberg West	2,0	6,0	-	-	8,0	0,9	6,0	-	-	6,9
Oseberg Øst Oseberg East	24,5	0,8	-	-	25,3	17,2	0,8	-	-	18,0
Sigyn ⁴	-	5,3	1,5	3,0	11,1	-	5,3	1,5	3,0	11,1
Sleipner Vest Sleipner West	-	104,0	6,9	27,0	144,1	-	-	-	-	-
Sleipner Øst ⁶ Sleipner East ⁶	-	55,2	11,3	25,2	101,7	-	-	-	-	-
Sleipner Vest og Øst ⁷	-	-	-	-	-	-	90,3	6,2	13,1	115,2
Sleipner West and East ⁷	-	-	-	-	-	-	90,3	6,2	13,1	115,2
Snorre ³	231,6	8,9	6,7	-	253,3	140,0	4,8	4,0	-0,6	151,9
7121/4-1 Snøhvit ¹²	-	163,5	5,1	18,1	191,3	-	163,5	5,1	18,1	191,3
Statfjord ³	561,4	58,4	14,4	-	647,1	43,4	13,5	4,2	-3,2	61,6
Statfjord Nord Statfjord North	40,0	2,8	0,8	-	44,4	16,9	1,6	0,5	-	19,5
Statfjord Øst Statfjord East	37,1	4,1	1,3	-	43,6	12,6	2,2	0,7	-	16,3
Sygna	12,7	-	-	-	12,7	9,5	0,7	-	-	10,2
Tambar	7,2	2,4	0,3	-	10,1	6,7	2,4	0,3	-	9,6
Tor	25,8	11,4	1,2	-	39,5	4,4	0,8	0,1	-	5,4
Tordis ²	52,5	4,2	1,4	-	59,3	20,9	1,7	0,7	-	24,0
Troll ¹³	215,9	1 321,7	24,8	1,6	1 586,2	119,5	1 210,4	24,8	-	1 376,9
Tune ⁴	6,1	22,9	0,1	-	29,1	6,1	22,9	0,1	-	29,1
Ula	77,9	3,7	2,6	-	86,6	15,6	-	0,3	-	16,1
Vale ⁴	3,0	2,3	-	-	5,3	3,0	2,3	-	-	5,3
Valhall	166,7	25,6	4,1	-	200,1	96,0	11,4	1,6	-	110,5
Varg	5,2	-	-	-	5,2	0,5	-	-	-	0,5
Veslefrikk	54,6	3,1	1,1	-	59,8	14,3	1,1	-	-	15,4
Vigdis	29,8	2,1	-	-	31,9	10,5	2,1	-	-	12,6
Visund	42,9	50,5	5,1	-	103,1	37,5	50,5	5,1	-	97,7
Åsgard	71,4	190,7	27,6	42,0	356,5	51,3	186,4	27,0	41,1	330,0

¹ Nedstengte felt er ikke inkludert. *Abandoned fields are not included.* ² Inkluderer Tordis Øst og Borg. *Includes Tordis East and Borg.* 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 31.12.2001. *Fields with approved plan for development, where production had not started 31.12.2001.* ⁵ Gyda inkluderer Gyda Sør. *Gyda includes Gyda South.* ⁶ Sleipner Øst inkluderer Loke. *Sleipner East includes Loke.* ⁷ Produksjonen fra Sleipner Øst og Sleipner Vest blir målt samlet. *The production from Sleipner West and Sleipner East is stated together.* ⁸ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm3. ⁹ Balder inkluderer Ringhorne. *Balder includes Ringhorne.* ¹⁰ Gullfaks inkluderer Gullfaks Vest. *Gullfaks includes Gullfaks West.* ¹¹ Gullfaks sør inkluderer Rinfaks og Gullveig. *Gullfaks South includes Rinfaks and Gullveig.* ¹² Funn som var planlagt utbygd ved årsskiftet, men som ikke var godkjent. *Planned to be developed, but not yet approved the 31.12.2001.* ¹³ Inkluderer Togi. *Includes TOGI.*

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 2001
Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2001

Felt/blokk Field/block	Olje, mill. Sm3 Oil, million Sm3	Gass, mrd. Sm3 Gas, billion Sm3	NGL, mill. tonn Oil, million tons	Kondensat, mill. Sm3 Condensate, million Sm3	Totalt mill. Sm3 o.e. ¹ Total million Sm3 o.e. ¹	Funnår ² Discovery year ²	Ressursklasse ³ Resource class ³
I alt Total	189,7	954,4	13,7	67,4	1 237,2		
Nordsjøen The North Sea	102,3	203,8	3,3	24,1	336,4		
1/2-1 Blane	2,1	-	-	-	2,1	1989	5
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	-	-	6,6	1974	5
2/2-5	2,4	-	-	-	2,4	1992	5
2/4-10	2,4	-	-	-	2,4	1973	5
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1	-	2,8	1992	5
2/5-3 Sørøst Tor							
2/5-3 Southeast Tor	1,0	-	-	-	1,0	1972	5
2/6-5	0,9	-	-	-	0,9	1997	5
2/7-19	3,6	3,4	-	-	7,1	1990	5
2/7-22	-	0,6	-	-	0,6	1990	5
2/7-29	1,5	0,6	-	-	2,1	1994	5
2/12-1 Freja	2,4	0,4	0,1	-	3,0	1987	4
3/7-4 Trym	-	3,3	-	0,8	4,1	1997	4
7/7-2	2,4	0,1	-	-	2,5	1992	5
15/3-1 S Gudrun	-	15,6	-	13,8	29,4	1975	5
15/3-4	7,5	3,8	-	-	11,3	1982	5
15/5-1 Dagny	-	3,6	0,5	1,0	5,5	1978	4
15/5-2	-	5,5	0,1	0,2	5,9	1978	4
15/8-1 Alpha	-	4,1	0,5	1,0	6,1	1982	5
15/9-19 S Volve	7,5	0,8	0,2	-	8,6	1993	4
15/12-12	6,6	2,7	-	-	9,3	2001	4
16/7-2	-	1,8	0,3	0,5	2,9	1982	5
18/10-1	1,2	-	-	-	1,2	1980	5
24/6-1 Peik	-	5,3	-	1,2	6,5	1985	5
24/6-2	7,9	3,9	-	-	11,8	1998	5
24/9-5	2,7	-	-	-	2,7	1994	5
25/4-3 Gekko	-	7,6	-	1,3	8,9	1974	4
25/5-3 Skirne	0,9	4,3	-	-	5,2	1990	4
25/5-4 Byggve	0,7	2,4	-	-	3,0	1991	4
25/5-5	4,3	-	-	-	4,3	1995	4
25/8-4	1,0	-	-	-	1,0	1992	5
25/11-16	3,6	-	-	-	3,6	1992	4
30/6-17	0,3	1,7	-	-	2,0	1986	4
30/6-18 Kappa	0,8	2,7	-	0,2	3,7	1986	4
30/6-26 Gamma Vest	2,9	1,5	-	-	4,4	2001	5
30/6-27	1,4	1,1	-	-	2,5	2001	7
30/7-6 Hild	13,1	33,4	-	-	46,5	1978	5
30/9-19	1,6	4,9	-	-	6,5	1998	4
30/10-6	-	5,7	-	-	5,7	1992	5
31/4-11	0,4	-	-	-	0,4	2000	5
33/9-6 Delta	0,5	-	-	-	0,6	1976	5
34/7-18	1,7	-	-	-	1,7	1991	5
34/8-12	3,0	-	-	-	3,0	2001	7
34/10-23 Gamma	-	12,8	-	1,3	14,1	1985	5
35/3-2 Agat	-	20,0	-	-	20,0	1980	5
35/8-1	-	15,6	-	2,8	18,4	1981	5
35/9-1 Gjøa	6,5	29,4	1,5	-	38,7	1989	4
35/9-3	0,3	0,4	-	-	0,7	1997	5
35/10-2	-	1,6	-	-	1,6	1996	5
36/7-2	1,1	-	-	-	1,1	1997	5
Norskehavet Norwegian Sea	69,9	701,3	10,4	41,7	832,4		
6305/5-1 Ormen Lange	-	400,0	-	23,7	423,7	1993	4
6406/2-1 Lavrans	-	13,4	2,5	4,7	22,9	1995	4
6406/2-6 Ragnfrid	-	7,9	-	5,7	13,6	1998	5
6406/2-7 Erlend	-	2,9	-	3,2	6,1	1999	5
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8	-	-	7,0	1986	5
6407/1-2 Tyrihans Sør							
6407/1-2 Tyrihans South	16,6	26,1	3,6	-	49,5	1983	4
6407/9-9	0,3	0,3	-	-	0,6	1999	5
6506/6-1 Bella Donna	-	118,0	-	-	118,0	2000	5
6506/11-2 Lange	3,5	1,8	-	-	5,3	1991	5

41. Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 2001
(forts.) *Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 2001*

Felt/blokk <i>Field/block</i>	Olje, mill. Sm3 <i>Oil, million Sm3</i>	Gass, mrd. Sm3 <i>Gas, billion Sm3</i>	NGL, mill. tonn <i>Oil, million tons</i>	Kondensat, mill. Sm3 <i>Condensate, million Sm3</i>	Totalt mill. Sm3 o.e. ¹ <i>Total million Sm3 o.e.¹</i>	Funnår ² <i>Discovery year²</i>	Ressursklasse ³ <i>Resource class³</i>
6506/11-7	9,3	4,5	-	-	13,8	2001	7
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2	-	-	1,4	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	16,5	33,8	4,3	4,1	62,4	1998	4
6507/7-13	1,5	-	-	-	1,5	2001	7
6507/11-6	-	2,6	-	0,3	2,9	2001	7
6608/10-6 Svale	7,0	-	-	-	7,0	2000	4
6608/11-2 Falk	2,0	0,1	-	-	2,1	2000	5
6707/10-1	-	38,3	-	-	38,3	1997	5
Barentshavet <i>Barents Sea</i>	17,5	49,3	0,0	1,6	68,4		
7019/1-1	-	11,5	-	-	11,5	2001	7
7120/12-2	-	10,7	-	-	10,7	1981	5
7120/12-3	-	4,1	-	-	4,1	1983	5
7121/4-2 Snøhvit Nord							
7121/4-2 Snøhvit North	-	3,5	-	0,2	3,7	1985	5
7121/5-2 Beta	3,1	3,3	-	0,2	6,6	1986	5
7122/6-1	2,6	5,4	-	0,6	8,6	1987	5
7122/7-1 Goliat	11,3	-	-	-	11,3	2000	5
7124/3-1	-	2,1	-	-	2,1	1987	5
7228/7-1	0,5	8,7	-	0,6	9,8	2001	7

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 4 (planleggingsfase), 5 (utbygging sannsynlig, men ikke avklart) og 7 (nye funn). *Here resource classes 4 (planning phase), 5 (will probably be developed but nothing decided) and 7 (new discoveries).*

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

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

42. Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon pr. 31. desember 2001¹
Historic production in abandoned fields and fields on stream per 31 December 2001¹

Feltnavn Name of field	Opprinnelig utvinnbare reserver Original recoverable reserves					Funnår ³ Discovery year ³
	Olje, mill. Sm ³ Oil, million Sm ³	Gass, mrd. Sm ³ Gas, billion Sm ³	NGL, mill. tonn NGL, million tons	Kondensat, mill. Sm ³ Condensate, million Sm ³	Totalt mill. Sm ³ o.e. ² Total million Sm ³ o.e. ²	
I alt Solgt og levert Total sold and delivered	2 368,1	730,4	57,3	50,1	3 257,6	
Sum nedstengte felt Total abandoned fields	46,2	112,4	3,7	0,5	166,2	
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	-	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5	-	11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2	-	7,2	1972
Frøy	5,6	1,6	-	0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2	-	0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0	-	0,5	1982
Nordøst Frigg	-	11,6	-	0,1	11,7	1974
Odin	-	27,3	-	0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6	-	14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4	-	40,8	1970
Yme	7,9	-	-	-	7,9	1987
Øst Frigg	-	9,2	-	0,1	9,3	1973
Sum produksjon Total production	2 321,9	617,9	53,6	49,6	3 091,3	
Balder	8,9	-	-	-	8,9	1967
Brage	39,1	1,8	0,6	0,1	42,2	1980
Draugen	76,8	0,3	0,4	0,1	77,9	1984
Ekofisk	294,9	118,2	10,3	-	432,6	1969
Eldfisk	69,1	32,5	3,2	-	107,6	1970
Embla	7,4	2,4	0,3	-	10,4	1988
Frigg	-	113,9	-	0,5	114,3	1971
Glitne	0,7	-	-	-	0,7	1995
Gullfaks	286,0	19,5	1,5	0,7	308,9	1978
Gullfaks sør <i>Gullfaks south</i>	9,1	0,5	0,0	0,0	9,7	1978
Gungne	-	-	0,5	1,6	2,5	1982
Gyda	30,3	5,2	1,7	-	38,6	1980
Heidrun	71,6	3,5	0,1	0,0	75,3	1985
Heimdal	6,1	42,7	-	-	48,8	1972
Hod	6,9	1,3	0,2	-	8,6	1974
Huldra	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	1982
Jotun	13,5	0,5	-	-	14,0	1994
Murchison	13,0	0,3	0,3	0,0	14,0	1975
Njord	12,4	-	-	-	12,4	1986
Norne	36,8	1,1	0,1	0,0	38,1	1992
Oseberg	291,9	4,9	0,5	0,6	298,5	1979
Oseberg Sør <i>Oseberg South</i>	5,9	-	-	-	5,9	1984
Oseberg Vest <i>Oseberg West</i>	1,1	-	-	-	1,1	1984
Oseberg Øst <i>Oseberg East</i>	7,3	-	-	-	7,3	1981
Sleipner Vest <i>Sleipner West</i>	-	5,0	2,8	14,1	24,4	1974
Sleipner Øst <i>Sleipner East</i>	-	63,8	9,2	25,0	106,2	1981
Snorre	91,6	4,1	2,7	0,6	101,4	1979
Statfjord	518,0	44,9	10,2	3,2	585,6	1974
Statfjord Nord <i>Statfjord North</i>	23,1	1,2	0,3	0,1	24,9	1977
Statfjord Øst <i>Statfjord East</i>	24,4	1,8	0,5	0,1	27,3	1976
Sygna	3,2	-	-	-	3,2	1996
Tambar	0,5	-	0,0	-	0,6	1983
Tor	21,4	10,6	1,1	-	34,1	1970
Tordis	31,5	2,4	0,7	0,2	35,4	1987
Troll	96,4	111,3	-	1,6	209,3	1979
Ula	62,3	3,7	2,4	-	70,5	1976
Valhall	70,7	14,2	2,4	-	89,5	1975
Varg	4,7	-	-	-	4,7	1984
Veslefrikk	40,2	2,0	1,1	0,2	44,4	1981
Vigdis	19,3	-	-	-	19,3	1986
Visund	5,4	-	-	-	5,4	1986
Åsgard	20,1	4,3	0,6	0,9	26,5	1981

¹ Opprinnelige utvinnbare reserver i felt hvor produksjonen er avsluttet, er lik den leverte mengden. Eventuelle gjenværende ressurser føres i aktuelle ressursklasser. Se tabell 39.

Petroleum reserves in abandoned fields, equals the sold amount of petroleum. Any residual resources is listed in tabel 39. 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. 17. september 2002
Areas with production licences as of 17 September 2002

Tildelingsår <i>Year of assignment</i>	Areal i alt.Km2 <i>Total area Km2</i>	Tilbakelevert areal.Km2 <i>Relinquished area Km2</i>	Konsesjonsbelagt areal. Km2 <i>Area under licence Km2</i>	Antall utvinningstillatelser <i>Number of production licenses</i>
I alt Total.	188 045	122 680	65 365	323
1965	42 106	40 954	1 152	22
1969	5 879	4 865	1 014	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	2 886	1 122	8
1980	1 108	1 108	0	3
1981	4 318	3 923	395	11
1982	4 497	4 026	471	12
1983	1 521	726	795	1
1984	6 338	4 629	1 710	15
1985	8 629	7 297	1 332	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	4 768	263	9
1990	-	-	-	-
1991	12 102	11 288	814	23
1992	27	0	27	1
1993	10 510	5 998	4 512	17
1994	596	596	0	3
1995	212	59	153	3
1996	17 406	5 988	11 418	18
1997 ¹	5 182	1 665	3 517	16
1998	447	314	133	8
1999	5 420	1 433	3 987	18
2000	15 165	509	14 656	23
2001	3 479	117	3 363	11
2002	10 365	0	10 365	19

¹ Tildeling av lisenser i 1997 var i Barentshavet. Lisensene ble utlyst for seismisk aktivitet uten spesifisert areal. Ved lisenstildeling 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. 2001
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 2001

Operatør <i>Operator</i>	Blokk/brønn <i>Block/well</i>	Utvinnningstillatelse <i>Production license</i>	Innhold <i>Contents</i>	Utvinnbare olje og kondensat- ressurser. mill. Sm3. <i>Obtainable oil and condensate. million Sm3</i>	Utvinnbare gass- ressurser. mrd. Sm3. <i>Obtainable gas. billion Sm3</i>
Nordsjøen <i>The North Sea</i>					
Norsk Hydro	15/12-12	038	Olje/Gass Oil/Gas	6-7	2-3
Norsk Hydro	30/6-26	053 og 079	Olje Oil	3-5	-
Norsk Hydro	30/6-27	54 og 079	Olje Oil	1-2	-
Norsk Hydro	34/7-31	89	Olje Oil	6	-
Norsk Hydro	34/8-12	120	Olje Oil	3	-
Statoil	34/10-43	050B	Olje Oil	<1	-
Statoil	34/10-44	050/050B	Olje Oil	<1	-
Norskehavet <i>Norwegian Sea</i>					
Statoil	6406/1-1	257	Olje/Gass Oil/Gas	<1	1
Statoil	6506/11-7	134B	Olje/Gass Oil/Gas	10	5
Conoco	6507/7-13	95	Olje Oil	1-2	-
Norsk Hydro	6507/11-6	263	Olje/Gass Oil/Gas	<1	2-3
Barentshavet <i>Barents Sea</i>					
Statoil	7228/7-1	202	Olje/Gass Oil/Gas	<1	5-10

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

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

45. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenørsatte på faste innretninger. 1996-2001
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2001

Yrkesgruppe Occupation	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Funksjon
Administrasjon/ Produksjon-Arbeidstimer <i>Administration/ Production-Man-hours</i>	4 497 590	4 445 400	4 693 645	4 881 109	4 767 835	5 182 478	Operatør (O) Operator (O)
	2 053 363	630 756	740 275	805 600	938 887	1 073 964	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	73	66	68	67	64	52	O E
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i>	42	14	12	13	20	18	E O
	16,2	14,8	14,5	13,7	13,4	10,0	O E
	20,5	22,2	16,2	16,1	21,3	16,8	E
Boring-Arbeidstimer <i>Drilling-Man-hours</i>	0	0	0	0	0	0	Operatør (O) Operator (O)
	4 670 118	4 913 477	4 967 799	4 418 068	4 696 224	5 168 486	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	0	0	0	0	0	0	O E
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i>	145	141	133	114	112	101	E O
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	O E
	31,0	28,7	26,8	25,8	23,8	19,5	E
Forpleining-Arbeidstimer <i>Catering-Man-hours</i>	779 369	842 930	928 852	994 920	1 022 721	1 136 864	Operatør (O) Operator (O)
	1 281 085	1 329 453	1 419 656	1 291 708	1 143 540	907 943	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	21	20	23	21	29	21	O E
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i>	26	26	22	31	21	26	E O
	26,9	23,7	24,8	21,1	28,4	18,5	O E
	20,3	19,6	15,5	24,0	18,4	28,6	E
Konstruksjon/ Vedlikehold-Arbeidstimer <i>Construction/ Maintenance-Man-hours</i>	3 137 696	3 171 689	3 087 333	3 088 550	3 261 670	3 204 071	Operatør (O) Operator (O)
	4 704 639	6 004 233	7 889 178	6 490 741	6 556 624	7 089 605	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	47	44	49	62	60	65	O E
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i>	208	251	299	251	288	211	E O
	15,0	13,9	15,9	20,1	18,4	20,3	O E
	44,2	41,8	37,9	38,7	43,9	29,8	E
I alt-Arbeidstimer <i>Total-Man-hours</i>	8 414 655	8 460 019	8 709 830	8 964 579	9 052 226	9 523 412	Operatør (O) Operator (O)
	12 709 204	12 877 918	15 016 907	13 006 117	13 335 274	14 239 998	Entreprenør (E) Contractor (E)
Skader <i>Injuries</i>	141	130	140	150	153	138	O E
Skader pr. million timeverk <i>Injuries per million man-hours</i>	421	432	466	409	441	356	E O
	16,8	15,4	16,1	16,7	16,9	14,5	O E
	33,1	33,5	31,0	31,4	33,1	25,0	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. 1990-2001
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1990-2001

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
1990	4 328 907	138	31,9	1	0,23
1991	4 878 152	159	32,6	0	0,00
1992	4 379 804	141	32,2	0	0,00
1993	4 205 708	138	32,8	2	0,48
1994	3 514 160	111	31,6	0	0,00
1995	2 821 541	94	33,3	0	0,00
1996	4 989 985	174	34,9	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	0	0,00
2000	7 381 766	249	33,7	0	0,00
2001	8 251 729	185	22,4	0	0,00
Total/gjennomsnitt					
Total/Average	65 723 162	2 065	31,4	3	0,05

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

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

47. Nøkkeltall for rettighetshavere¹ på norsk kontinentalsokkel². 1987-2000
Financial highlights for licenses¹ on the Norwegian Continental Shelf². 1987-2000

År Year	Antall foretak Number of enterprises	Drifts- inntekter Mill. kr. Operating income Mill. NOK	Driftsresultat i prosent av driftsinntekter. Operating profit in per cent of operating income	Resultat før ekstraordinære poster i prosent av driftsinntekter. Profit before extra- ordinary items in per cent of operating income.	Totalrenta- bilitet. Prosent Return on total assets. Per cent	Egenkapital- rentabilitet. Prosent Return on equity. Per cent	Egenkapital- andel. Prosent Equity ratio. Per cent	Likviditetsgrad Current ratio
1987	50	102 054	20,4	17,9	15,8	28,5	24,1	0,88
1988	52	96 902	18,8	14,8	13,1	23,0	25,1	0,92
1989	54	117 800	23,4	19,3	17,6	27,9	28,1	1,00
1990	55	130 088	33,1	29,7	24,1	31,5	28,7	0,84
1991	53	138 694	26,5	25,0	19,9	28,2	30,4	0,71
1992	51	137 078	25,0	19,4	14,2	9,5	24,3	0,73
1993	52	145 929	24,4	18,2	13,6	12,8	23,1	0,62
1994	47	153 754	23,7	24,5	17,2	24,5	25,4	0,57
1995	46	158 748	25,4	24,0	16,7	23,8	25,9	0,60
1996	43	187 587	32,6	30,4	22,4	28,4	27,3	0,72
1997	41	188 256	34,0	28,7	19,9	20,3	28,2	0,68
1998	39	148 133	22,4	18,7	10,5	16,2	26,9	0,72
1999 ³	36	191 226	27,1	⁴ 25,8	14,4	16,6	27,0	0,80
2000	31	343 657	43,0	⁴ 40,7	33,6	32,2	26,0	0,68

¹ Omfatter all virksomhet i foretakene, også virksomhet som ikke er oljetilknyttet. *Includes all activities in the enterprises, also not oil related.* ² Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* ³ Ny regnskapslov gjeldende fra 1999. *New accounting law in force from 1999.* ⁴ Ordinært resultat før skattekostnad i prosent av driftsinntekter. *Ordinary profit before taxes.*

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

48. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1999 og 2000*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1999 and 2000*

Hoved- og nøkkeltall ¹ Key figures ¹	Alle rettighetshavere All licensees		Av dette Statens direkte økonomiske engasjement Of this the state's direct financial interest	
	1999 ²	2000	1999 ²	2000
1) Tallet på foretak 1) Number of enterprises	37	32	1	1
2) Sysselsetting pr 31. desember 2) Employees as of 31 December	25 620	22 736	-	-
			Mill.kr MillionNOK	
3) Driftsinntekter 3) Operating income	279 047	497 727	87 821	154 070
4) Driftsresultat 4) Operating profit	96 555	251 831	44 719	104 180
5) Resultat av finansielle poster 5) Financial items, net.	-11 039	-15 535	-8 477	-7 806
6) Ordinært resultat før skattekostnad 6) Operating result before taxes	85 516	236 296	36 242	96 374
7) Ordinært resultat 7) Ordinary result	53 978	132 464	36 242	96 374
8) Årsresultat 8) Annual profit	53 978	132 555	36 242	96 374
9) Anleggsmidler 9) Fixed assets	510 346	523 320	154 991	158 997
10) Omløpsmidler 10) Current assets	88 383	103 110	12 276	14 650
11) Langsiktig gjeld 11) Long-term liabilities	229 848	216 438	10 477	12 276
12) Kortsiktig gjeld 12) Short-term liabilities	101 668	135 799	6 021	4 869
13) Egenkapital 13) Equity	267 213	274 194	150 769	156 501
14) Sum gjeld og egenkapital 14) Total liabilities and equity	598 729	626 431	167 267	173 646
			Prosent Per cent	
15) Totalrentabilitet 15) Return on total assets	18,3	41,4	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet 16) Return on equity	21,8	49,8	.	.
17) Egenkapitalandel 17) Equity ratio	44,6	43,7	.	.
18) Likviditetsgrad 18) Current ratio	0,87	0,76	.	.

¹ Hovedtall 9-14 gjelder pr. 31. desember. Key figures per 31 December. ² Ny regnskapslov gjeldende fra 1999. New accounting law in force from 1999.
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregn/> . http://www.ssb.no/oljeregn_en/ .

49. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1996-1999
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1996-1999

	1996		1997		1998		1999	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
Resultatregnskap <i>Income statement</i>								
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	187 587	100,0	188 256	100,0	154 139	100,0	191 226	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i>	162 109	86,4	171 782	91,2	136 159	88,3	173 382	90,6
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i>	25 477	13,6	16 474	8,8	17 981	11,7	17 844	9,3
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	126 376	67,4	124 258	66,0	121 055	78,5	139 390	72,8
Vareforbruk <i>Cost of goods</i>	42 506	22,7	48 630	25,8	41 245	26,8	56 394	29,4
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	14 116	7,5	15 333	8,1	17 419	11,3	17 710	9,2
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	46 149	24,6	37 976	20,2	39 770	25,8	38 344	20,0
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	23 605	12,6	22 319	11,9	22 622	14,7	26 942	14,0
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	61 210	32,6	63 998	34,0	33 084	21,5	51 836	27,1
Finansinntekter <i>Financial income</i>	3 037	1,6	3 134	1,7	5 011	3,3		
Aksjeutbytte og renteinntekter <i>Dividends and interest received</i>	1 376	0,7	1 543	0,8	3 577	2,3		
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i>	1 661	0,9	1 591	0,8	1 434	0,9		
Finanskostnader <i>Financial expenditure</i>	7 178	3,8	13 116	7,0	10 405	6,8		
Rentekostnader <i>Interest paid</i>	5 380	2,9	5 612	3,0	6 299	4,1		
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i>	1 798	1,0	7 505	4,0	4 106	2,7		
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-4 141	-2,2	-9 982	-5,3	-5 395	-3,5	-2 562	-1,3
Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i>	52 964	28,2	57 755	30,7	25 691	16,7		
Ordinært resultat <i>Ordinary profit</i>							49 274	25,7
Skattekostnad <i>Taxes</i>	36 006	19,2	37 146	19,7	13 143	8,5	31 538	16,4
Betalt skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i>	31 717	16,9	28 067	14,9	10 885	7,1	23 185	12,1
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	4 289	2,3	9 078	4,8	2 258	1,5	8 353	4,3
Årsoverskudd <i>Annual profit</i>	16 958	9,0	20 609	10,9	12 549	8,1	17 736	9,2
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i>	9 392	5,0	9 602	5,1	3 786	2,5	7 615	4,0
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i>	7 566	4,0	10 365	5,5	8 648	5,6	10 138	5,3
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i>	0	0,0	642	0,3	115	0,1	-17	0,0
Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i>								
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	50 248	17,2	44 638	14,5	44 564	13,1	76 107	17,6
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i>	7 246	2,5	1 590	0,5	2 398	0,7	5 982	1,3
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	19 184	6,6	18 894	6,1	14 405	4,2	31 898	7,3
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i>	20 053	6,9	20 273	6,6	23 802	7,0	32 737	7,5
Varelager <i>Stock of goods</i>	3 764	1,3	3 880	1,3	3 960	1,1	5 490	1,2
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	241 262	82,8	263 217	85,5	294 868	86,8	355 355	82,3
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i>	41 356	14,2	51 145	16,6	61 869	18,2	78 463	18,1
Fordringer <i>Accounts receivable</i>	8 378	2,9	11 393	3,7	10 628	3,1	12 173	2,8
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i>	191 529	65,7	200 678	65,2	222 370	65,5	264 719	61,3
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	70 034	24,0	65 688	21,3	61 686	18,1	95 647	22,1
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	16 161	5,5	15 805	5,1	14 374	4,2	23 300	5,4
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	151	0,1	1 254	0,4	1 335	0,3	1 846	0,4
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	53 722	18,4	48 629	15,8	45 978	13,5	70 501	16,3
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	141 951	48,7	155 434	50,5	186 390	54,9	219 371	50,8

49. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1996-1999
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1996-1999*

	1996		1997		1998		1999	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
Egenkapital Equity	79 525	27,3	86 732	28,2	91 355	26,9	116 444	26,9
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i>	12 589	4,3	12 335	4,0	13 091	3,8	12 118	2,8
Bundet egenkapital ellers <i>Other restricted equity</i>	27 384	9,4	30 689	10,0	29 635	8,7		
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i>	39 552	13,6	43 708	14,2	57 620	16,9		
Innskutt egenkapital ellers <i>Other invested equity</i>							21 443	4,9
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i>							82 883	19,2
Sum gjeld og egenkapital Total liabilities and equity	291 510	100,0	307 855	100,0	339 432	100,0	431 462	100,0

Finansieringsanalyse Source and Application of funds.

Tilførsel Source of funds	43 778	100,0	45 399	100,0	60 985	100,0	61 824	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i>	39 466	90,2	40 832	89,9	30 494	50,0	49 211	79,6
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i>	1 406	3,2	-2 146	-4,7	81	0,1	3 020	4,9
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i>	2 906	6,6	6 713	14,8	30 410	49,9	9 593	15,5
Investering i anleggsmidler Investment in fixed assets	39 061	89,2	46 707	102,9	57 453	94,2	64 256	103,9
Endring i arbeidskapital Change in working capital	4 717	10,8	-1 308	-2,9	3 532	5,8	-2 431	3,9

Nøkkeltall Key figures

Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i>	43		41		39		36	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i>	24 236		24 517		26 503		25 620	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i>	22,4		19,9		10,5		14,4	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i>	28,4		20,3		16,2		16,6	
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i>	27,3		28,2		26,9		27,0	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i>	0,72		0,68		0,72		0,80	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregnav/> . More information: http://www.ssb.no/oljeregnav_en/ .

50. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel 1. 2000.
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf 1. 2000.

	I alt Total		Av dette aksjeselskap Of which joint-stock comp.	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
Resultatregnskap <i>Income statement</i>				
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	343 657	100,0	312 385	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i>	329 058	95,8	299 400	95,8
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i>	14 599	4,2	12 986	4,2
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	196 006	57,0	187 120	59,9
Vareforbruk <i>Cost of goods</i>	113 197	32,9	112 491	36,0
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	17 714	5,1	16 236	5,2
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	33 255	9,7	29 352	9,4
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	31 840	9,3	29 041	9,3
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	147 651	43,0	125 265	40,1
Resultatandel investeringer i deltagerlignende selskap <i>Share of profits/losses in partnerships</i>	2 152	0,6	1 459	0,5
Renteinntekter <i>Interest income</i>	1 746	0,5	1 666	0,5
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i>	6 208	1,8	5 716	1,8
Verdiendring finansielle omløpsmidler <i>Change of value of market based liquid assets</i>	-	-	-	-
Rentekostnader <i>Interest paid</i>	7 389	2,2	6 814	2,2
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i>	10 445	3,0	9 433	3,0
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-7 729	-2,2	-7 406	-2,4
Ordinært resultat før skattekostnad <i>Ordinary profit before taxes</i>	139 922	40,7	117 859	37,7
Skattekostnad <i>Taxes</i>	103 832	30,2	87 341	28,0
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i>	90 721	26,4	76 966	24,6
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	13 111	3,8	10 375	3,3
Ordinært resultat <i>Ordinary profit</i>	36 090	10,5	30 518	9,8
Skattekostnad ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i>	-	-	-	-
Årsoverresultat <i>Annual profit</i>	36 181	10,5	30 518	9,8
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i>	13 769	4,0	11 342	3,6
Avsatt til utbytte <i>Transferred to dividends</i>	22 743	6,6	19 507	6,2
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i>	-331	-0,1	-331	-0,1
Balanse pr. 31.desember <i>Balance sheet at 31 December</i>				
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	364 324	80,4	332 223	80,2
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i>	77 012	17,0	74 451	18,0
Fordringer <i>Accounts receivable</i>	9 217	2,0	8 914	2,2
Varige driftsmidler etc., imm. eiend. <i>Fixed tangible assets etc., immaterial assets</i>	278 095	61,4	248 858	60,1
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	88 461	19,5	82 093	19,8
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i> ..	11 465	2,5	11 110	2,7
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	34 830	7,7	32 220	7,8
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i>	36 707	8,1	33 451	8,1
Varelager <i>Stock of goods</i>	5 458	1,2	5 312	1,3
Egenkapital <i>Equity</i>	117 692	26,0	107 878	26,0
Aksjekap./Egenkap. andre foretak <i>Share capital and the like</i>	12 815	2,8	12 815	3,1
Innskutt egenkapital ellers <i>Other invested equity</i>	23 510	5,2	23 325	5,6
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i>	81 368	18,0	71 738	17,3
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	204 161	45,1	185 752	44,8

50. Utvalgte regnskapstall for rettghetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 2000
(forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 2000*

	I alt Total		Av dette aksjeselskap Of which joint-stock comp.	
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	130 931	28,9	120 685	29,1
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	25 567	5,6	24 310	5,9
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	762	0,2	762	0,2
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	104 601	23,1	95 613	23,1
Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i>	452 784	100,0	414 316	100,0
Finansieringsanalyse <i>Source and Application of funds</i>				
Tilførsel <i>Source of funds</i>	23 000	100,0	22 564	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i>	57 848	251,5	49 888	221,1
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i>	-2 072	-9,0	-2 237	-9,9
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i>	-32 776	-142,5	-25 087	-111,2
Investing i anleggsmidler <i>Investment in fixed assets</i>	49 424	214,9	45 827	203,1
Endring i arbeidskapital <i>Change in working capital</i>	-26 424	-114,9	-23 263	-103,1
Nøkkeltall <i>Key figures</i>				
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i>	31		25	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i>	22 736		21 072	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i>	33,6		31,0	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i>	32,2		29,4	
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i>	26,0		26,0	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i>	0,68		0,68	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljereg/v/> . *More information: http://www.ssb.no/oljereg/v/en/* .

51. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 2000
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 2000

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	343 657	100,0
Salgsinntekter, avgiftspliktig <i>Sales (goods and services), liable to VAT</i>	52 725	15,3
Salgsinntekter, avgiftsfritt <i>Sales (goods and services), free of VAT</i>	284 627	82,8
- Offentlige avgifter ² <i>-Special government taxes (except VAT)²</i>	8 294	2,4
Offentlige tilskudd/refusjoner <i>Government subsidies/refunds</i>	7	0,0
Leieinntekter, fast eiendom <i>Income from rent, real property</i>	132	0,0
Andre driftsinntekter ³ <i>Other operating income³</i>	14 211	4,1
Gevinst ved avgang av anleggsmidler <i>Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	249	0,1
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	196 006	57,0
Varekostnad <i>Cost of purchased goods</i>	113 369	33,0
Beholdn.endr. av varer under tilvirkn. og ferdigtilvirkede varer <i>Changes in stocks of work in process/finished goods</i>	-172	-0,1
Beholdn.endr. av egentilv. anleggsm. <i>Changes in stocks of own processed fixed assets</i>	0	0,0
Lønninger mv. <i>Wages and salaries</i>	12 712	3,7
Arbeidsgiveravgift til folketrygden <i>National insurance premium</i>	2 042	0,6
Pensjonskostnader og andre personalkostnader <i>Pension payments and indirect staff expenses</i>	2 961	0,9
Avskrivninger varige dr. midl./imm. eiend. <i>Depreciation on fixed durable/immaterial assets</i>	31 208	9,1
Nedskrivning på anleggsmidler <i>Write-down of fixed assets</i>	633	0,2
Frakt og spedisjon vedrørende salget <i>Outgoing freight and forwarding costs</i>	10 693	3,1
Energi, brensel mv vedrørende produksjon <i>Energy etc. related to production</i>	929	0,3
Leiekostnader lokale <i>Expenses of rented premises</i>	274	0,1
Lys, varme <i>Lighting and heating</i>	18	0,0
Renovasjon, vann, avløp, renhold mv. <i>Renovation and water etc.</i>	11	0,0
Leie maskiner, inventar, transportm. o.l. <i>Rented fixed durable assets other than premises</i>	364	0,1
Verktøy, inventar driftsm. etc., ikke aktiveres <i>Tools, equipment etc.</i>	25	0,0
Reparasjon og vedlikehold <i>Maintenance/cost of repairs</i>	127	0,0
Kontorkostnad, telefon, porto mv. <i>Office appliances, accessories, teleph. and postage</i>	74	0,0
Kostnader ved transportmidler, avgifter, vedlikehold, drivstoff, forsikring mv. <i>Costs regarding means of transport</i>	252	0,1
Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse <i>Travelling, subsistence and car allowances</i>	447	0,1
Provisjonskostnader <i>Commission charges</i>	65	0,0
Salgs- og reklamekostnader <i>Selling and advertising costs</i>	119	0,0
Representasjonskostnader <i>Representation costs</i>	20	0,0
Kontingenter og gaver <i>Subscriptions and gifts</i>	38	0,0
Forsikringspremie <i>Insurance costs</i>	234	0,1
Garanti- og servicekostnader <i>Guarantee and service costs</i>	0	0,0
Patent-, lisenskostn. og royalties <i>Patent and licence costs and royalties</i>	445	0,1
Diverse driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	19 045	5,5
Tap ved avgang av anleggsmidler <i>Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	40	0,0
Tap på fordringer <i>Losses on accounts receivable</i>	33	0,0
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	147 651	43,0
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Resultatregnskap <i>Income statement</i>		
Resultatandel investeringer i deltagerlignende selskaper <i>Share of profits/losses in partnerships</i>	2 152	0,6
Renteinntekter fra konsernselskaper <i>Interest received from group companies</i>	1 010	0,3
Andre renteinntekter <i>Interest received from others</i>	735	0,2
Valutagevinst (agio) <i>Surplus on foreign exchange</i>	3 666	1,1
Andre finansinntekter <i>Other financial income</i>	2 542	0,7
Verdiendring av markedsbaserte finansielle omløpsmidler <i>Change of value of market based liquid assets</i>	0	0,0
Nedskrivning av finansielle eiendeler <i>Depreciation of financial assets</i>	54	0,0
Rentekostnadertil foretak i samme konsern <i>Interest paid to group companies</i>	3 787	1,1
Annen rentekostnad <i>Other interest expenses</i>	3 602	1,0
Valutatap (disagio) <i>Loss on foreign exchange</i>	10 221	3,0
Annen finanskostnad <i>Other financial expenses</i>	170	0,0
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-7 729	-2,2
Ordinært resultat før skattekostnad <i>Operating result before taxes</i>	139 922	40,7
Skattekostnad <i>Taxes</i>	103 832	30,2
Betalbar skatt <i>Payable tax</i>	90 721	26,4
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i>	-	-
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	13 111	3,8
Ordinært resultat <i>Ordinary result</i>	36 090	10,5
Ekstraordinær inntekt <i>Extraordinary income</i>	80	0,0
Ekstraordinære kostnad <i>Extraordinary costs</i>	-	-
Skatt på ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i>	-11	0,0
Årsresultat <i>Annual profit</i>	36 181	10,5

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* ² Medregnet royalty. *Includes royalty.* ³ Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens. *Includes inter-income in licensees on the same license.*
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregnet/> . More information: http://www.ssb.no/oljeregnet_en/ .

51.b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 2000
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 2000

Balanse <i>Balance sheet</i>	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Eiendeler <i>Assets</i>				
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	348 200	82,3	364 324	80,5
Forskning og utvikling <i>Research and development</i>	1 559	0,4	2 072	0,5
Konsesjoner, patenter o.l. <i>Licenses, patents and similar rights</i>	4 923	1,2	6 236	1,4
Utsatt skattefordel <i>Deferred tax asset</i>	1 661	0,4	1 030	0,2
Goodwill <i>Goodwill</i>	51	0,0	42	0,0
Forretningsbygg <i>Commercial buildings</i>	896	0,2	265	0,1
Bygg og anlegg, hotell o.l. ² <i>Building(excl. dwellings)²</i>	217 892	51,5	241 900	53,4
Anlegg under utførelse <i>Plant under construction</i>	41 278	9,8	23 392	5,2
Tomter og andre grunnarealer <i>Land and other real property</i>	403	0,1	360	0,1
Boliger (inkl. boligtomter) <i>Dwellings (incl. sites)</i>	121	0,0	138	0,0
Personbiler, maskiner, inventar mv. <i>Cars, machinery and equipment</i>	4 673	1,1	3 396	0,8
Skip, rigger mv. <i>Ships, rigs etc.</i>	88	0,0	66	0,0
Fly, helikopter mv. <i>Aircraft, helicopters etc.</i>	-	-	-	-
Vare- og lastebiler, busser mv. <i>Vans, lorries, busses etc.</i>	-	-	4	0,0
Kontormaskiner o.l. <i>Office machines etc.</i>	112	0,0	101	0,0
Andre driftsmidler <i>Other fixed assets</i>	61	0,0	124	0,0
Investeringer i datter- og konsernselskaper <i>Investments in group companies/subsidiaries</i>	59 643	14,1	72 504	16,0
Lån til foretak i samme konsern <i>Loans to group companies</i>	3 984	0,9	1 185	0,3
Investeringer i tilknyttede selskap <i>Investments in associated companies</i>	3 620	0,9	4 076	0,9
Lån til tilknyttede selskap og felles kontrollert virksomhet <i>Loans to associated companies and joint ventures</i>	-	-	4	0,0
Investeringer i aksjer, andeler og verdipapirfondsandeler <i>Investments in shares and security funds</i>	416	0,1	432	0,1
Obligasjoner <i>Bonds</i>	4	0,0	-	-
Fordringer på eiere, styremedlemmer o.l. og ansatte <i>Receivables from owners, board members etc. and employees</i>	466	0,1	473	0,1
Andre fordringer <i>Other receivables</i>	6 349	1,5	6 524	1,4
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	75 054	17,7	88 461	19,5
Varelager <i>Stock of goods</i>	5 288	1,2	5 458	1,2
Kundefordringer, inkl. i samme konsern <i>Accounts receivable from customers</i>	31 701	7,5	34 511	7,6
Opptjent, ikke fakturert driftsinntekt <i>Earned, not invoiced operating income</i>	210	0,0	319	0,1
Andre fordringer på selskap i samme konsern <i>Other receivables from group companies</i>	22 688	5,4	26 072	5,8
Andre kortsiktige fordringer <i>Other short-term receivables</i>	8 795	2,1	10 635	2,3
Krav på innbetaling av selskapskapital <i>Unpaid share subscriptions</i>	-	-	-	-
Ikke-markedsbaserte aksjer og andeler <i>Shares, not market based</i>	-	-	-	-
Markedsbaserte aksjer og verdipapirfondsandeler <i>Shares and security funds, market based</i>	250	0,1	250	0,1
Markedsbaserte obligasjoner og sertifikater mv. <i>Bonds and certificates, market based</i>	3 262	0,8	3 652	0,8
Andre obligasjoner og sertifikater <i>Other bonds and certificates</i>	-	-	-	-
Andre finansielle instrumenter <i>Other financial current assets</i>	-	-	7	0,0
Kasse og innskudd i bank <i>Cash in hand and bank account</i>	2 860	0,7	7 460	1,6
Sum eiendeler <i>Total assets</i>	423 255	100,0	452 784	100,0

51b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹ . 2000(forts.) *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹ . 2000*

Balanse <i>Balance sheet</i>	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Gjeld og egenkapital <i>Liabilities and equity</i>				
Egenkapital <i>Equity</i>	106 658	26,7	117 692	26,0
Innskutt egenkapital <i>Invested equity</i>				
Aksjekapital/Egenkapital andre foretak <i>Share capital and the like</i>	10 194	3,6	12 815	2,8
Egne aksjer, felleseid andelskapital <i>Own shares, co-operative capital</i>	-	-	-	-
Overkursfond <i>Share premium reserve</i>	21 008	1,5	23 510	5,2
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i>				
Fond for vurderingsforskjeller i deltagerlignende selskap <i>Fund for assessment differences, associated companies</i>	-	-	-	-
Fond for vurderingsforskjeller i andre selskap <i>Fund for assessment differences, other companies</i>	64	0,0	78	0,0
Annen egenkapital ³ <i>Other equity</i> ³	79 734	18,8	85 629	18,9
Udekker tap <i>Uncovered losses</i>	-4 343	-1,0	-4 339	-1,0
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	225 496	53,3	204 161	45,1
Pensjonsforpliktelser <i>Provisions for pensions</i>	974	0,2	795	0,2
Utsatt skatt <i>Deferred tax</i>	90 658	21,4	102 098	22,5
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i>	-	-	-	-
Andre avsetninger og forpliktelser <i>Other appropriations and liabilities</i>	11 838	2,8	15 965	3,5
Konvertible lån <i>Convertible loans</i>	34 750	8,2	31 744	7,0
Obligasjonslån <i>Bond loans</i>	6 606	1,6	182	0,0
Gjeld til kredittinstitusjoner <i>Loans to credit institutions</i>	4 379	1,0	3 136	0,7
Gjeld til selskap i samme konsern <i>Payable to group companies</i>	68 788	16,3	45 028	9,9
Stille interessentinnskudd, ansvarlig lånekapital <i>Liabe loan capital and the like</i>	1 594	0,4	1 563	0,3
Annen langsiktig gjeld <i>Other long-term liabilities</i>	5 910	1,4	3 650	0,8
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	91 100	21,5	130 931	28,9
Konvertible lån <i>Convertible loans</i>	-	-	-	-
Sertifikatlån <i>Certificate loans</i>	4 386	1,0	10	0,0
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	2 257	0,5	762	0,2
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	23 173	5,5	25 567	5,6
Betalbar skatt, ikke utlignet <i>Payable tax, not yet assessed</i>	13 646	3,2	50 221	11,1
Betalbar skatt, utlignet <i>Payable tax, assessed</i>	171	0,0	475	0,1
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i>	-	-	-	-
Skattetrekk og andre trekk <i>Unpaid payroll taxes</i>	649	0,2	592	0,1
Skyldig merverdiavgift <i>Unpaid value added tax (VAT)</i>	227	0,1	205	0,0
Skyldig arbeidsgiveravgift <i>Unpaid national insurance premium</i>	401	0,1	292	0,1
Andre offentlige avgifter <i>Other indirect taxes</i>	655	0,2	602	0,1
Avsatt utbytte <i>Provisions for dividend</i>	8 280	2,0	19 507	4,3
Forskudd fra kunder <i>Advances from customers</i>	95	0,0	55	0,0
Gjeld til ansatte og eiere <i>Payables to employees and owners</i>	-	-	-	-
Gjeld til selskap i samme konsern <i>Payables to group companies</i>	13 520	3,2	13 938	3,1
Lønn, feriepenger ol. <i>Accrued, not due wages and salaries</i>	594	0,1	851	0,2
Påløpt rente <i>Accrued, not due interest</i>	826	0,2	218	0,0
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i>	14	0,0	1	0,0
Avsetninger for forpliktelser <i>Allocations for liabilities</i>	889	0,2	2 770	0,6
Annen kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	21 317	5,0	14 865	3,3
Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i>	423 255	100,0	452 784	100,0

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* ² Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.* ³ Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregnl> . More information: http://www.ssb.no/oljeregnl_en/ .

52. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. Identiske foretak. 1999 og 2000
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. Identical enterprises. 1999 and 2000

	Egenkapitalrentabilitet <i>Return on equity</i>		Totalrentabilitet <i>Return on total assets</i>				Gjennomsnittlig gjeldsrente <i>Average interest on liabilities</i>	Gjeldsgrad <i>Liabilities in proportion to equity</i>	Driftskapitalrentabilitet <i>Return on operating assets</i>	Driftskapitalandel <i>Operating assets ratio</i>
	Etter skatt <i>After taxes</i>	Før skatt <i>Before taxes</i>	Før skatt <i>Before taxes</i>	Bidrag fra Driftsresultat <i>Contribution from Operating profit</i>						
	A	B	C	D	G	H	I	K		
1999.....	16,6	46,2	14,3	13,1	2,6	2,72	17,9	0,73		
2000.....	32,2	124,7	33,6	33,7	2,3	2,90	45,4	0,74		

	I prosent av driftsinntekter <i>In per cent of operating income</i>					Omløpshastighet for driftskapital <i>Turnover for operating assets</i>				
	Vareforbruk <i>Cost of goods</i>	Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	Driftsresultat <i>Operating profit</i>	I alt <i>Total</i>	Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	Omløpsmidler <i>Current assets</i>	Kundefordringer <i>Accounts receivable</i>	Varelager <i>Stock of goods</i>
	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
1999.....	29,5	9,3	20,1	14,1	27,1	0,66	0,76	5,24	7,52	11,77
2000.....	32,9	5,2	9,7	9,3	43,0	1,06	1,24	70,09	10,11	21,07

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregnav>. *More information: http://www.ssb.no/oljeregnav_en/*.

53. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹ etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-2000
Licensees on the Norwegian Continental Shelf¹, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-2000

År <i>Year</i>	Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i>								
	I alt <i>Total</i>	< 0	0,0- 4,9	5,0- 9,9	10,0- 14,9	15,0- 19,9	20,0- 29,9	30,0- 39,9	-40
1987.....	50	12	7	5	14	6	5	1	-
1988.....	52	15	10	4	10	6	4	-	3
1989.....	54	12	14	3	7	9	5	-	4
1990.....	55	13	11	3	7	2	9	5	5
1991.....	53	13	13	3	6	2	5	8	3
1992.....	51	15	9	6	6	4	5	4	2
1993.....	52	15	11	10	4	3	6	2	1
1994.....	47	11	5	8	9	5	3	3	3
1995.....	46	7	9	7	8	8	-	1	6
1996.....	43	4	11	4	2	4	8	6	4
1997.....	41	6	10	3	-	8	7	3	4
1998.....	39	8	9	12	4	3	3	-	-
1999.....	36	5	5	7	3	4	10	3	-
2000.....	31	2	1	5	0	2	4	3	14

	Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i>								
	I alt <i>Total</i>	< 0	0,0- 4,9	5,0- 9,9	10,0- 14,9	15,0- 19,9	20,0- 29,9	30,0- 39,9	40,0-
1987.....	50	9	5	1	2	2	4	2	25
1988.....	52	12	5	-	2	1	6	1	25
1989.....	54	12	7	1	-	1	8	2	23
1990.....	55	12	6	2	-	2	6	6	21
1991.....	53	12	5	2	-	3	2	5	24
1992.....	51	11	3	1	3	2	7	6	18
1993.....	52	11	6	1	2	4	9	7	12
1994.....	47	8	4	2	2	2	12	4	13
1995.....	46	8	5	1	-	3	13	4	12
1996.....	43	6	4	1	-	-	13	10	9
1997.....	41	6	4	-	-	1	10	9	11
1998.....	39	5	1	-	-	5	9	5	14
1999.....	36	5	0	2	2	1	11	3	12
2000.....	31	3	1	2	1	2	11	4	7

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregnav>. *More information: http://www.ssb.no/oljeregnav_en/*.

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

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 2.1.

2.1. 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. 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 utvinning av råolje, naturgass, kondensat og våtgass (NGL), inkludert stabilisering, separering og fraksjonering. Omfatter også prosjektering og boring for egen regning og virksomhet til rettighetshavere.

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner utført på kontrakt m.m. Teknisk tjenesteyting til oljevirksomheten knyttes også til denne næringskoden.

60.30 Rørtransport

Omfatter transport av olje og gass i hovedledningssystem fra utvinningssted via terminal.

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).

NACE nr. 11.1 "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. Verdiene 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

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 2.1.

2.1. 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" and "Pipeline transport". NACE Rev. 1 includes both the activity to the licensees and operators under the sector "Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas". "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

- extraction of crude petroleum
- production of crude gaseous hydrocarbon (natural gas)
- extraction of condensates

- draining and separation of liquid hydrocarbon fractions
- liquefaction and regasification of natural gas for transportation
- gas desulphurization

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes

- oil and gas extraction service activities provided on a fee or contract basis:

- directional drilling and re-drilling; 'spudding in'; derrick erection in situ, repairing and dismantling; cementing oil and gas well casings; pumping of wells; plugging and abandoning wells, etc.

60.30 Transport via Pipelines

Includes transport of oil and gas via pipelines.

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)

NACE no. 11.1 "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

Annex 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 kubikk fot

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

Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema
*Income statement and balance sheet in English. References to the questionnaire*Postnr. i skjema
Item no. in the
questionnaire

Resultatregnskap		Income statement
9000	Driftsinntekter	Operating income
3000	Salgsinntekt og uttak, avgiftspliktig	Sales (goods and services), liable to VAT
3100	Salgsinntekt og uttak, avgiftsfritt	Sales (goods and services), free of VAT
3200	Salgsinntekt og uttak, utenfor avgiftsomr.	Sales (goods and services), outside the VAT area
3300	- Spesielle offentlige avgifter vedr. salg	- Special government taxes (except VAT)
3400	Offentlig tilskudd/refusjoner	Government subsidies/refunds
3500	Uopptjent inntekt	Deferred income
3600	Leieinntekter, fast eiendom	Income from rent, real property
3695	Andre leieinntekter	Other income from rent
3700	Provisjonsinntekt	Commission income
3800	Gevinst ved avgang av anleggsmidler	Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets
3900	Annen driftsrelatert inntekt	Other operating income
9010	Driftskostnader	Operating expenditure
4005	Varekostnad	Cost of purchased goods
4295	Beholdn.endr. av varer under tilvirkn. og ferdigtilvirkede varer	Changes in stocks of work in process/finished goods
4995	Beholdn.endr. av egentilv. anleggsm.	Changes in stocks of own processed fixed assets
5000	Lønninger mv.	Wages and salaries
5400	Arbeidsgiveravgift til folketrygden	National insurance premium
5420+5900	Pensjonskostnader o.a. personalkostnader	Pension payments and indirect staff expenses
6000	Avskrivninger varige dr. midl./imm. eiend.	Depreciation on fixed durable/immaterial assets
6050	Nedskrivning på anleggsmidler	Write-down of fixed assets
6100	Frakt og transportkostnad vedr. salget	Outgoing freight and forwarding costs
6200	Energi, brensel mv. vedr. produksjon	Energy etc. related to production
6300	Leie lokale	Expenses of rented premises
6340	Lys, varme	Lighting and heating
6395	Renovasjon, vann, avløp, renhold mv.	Renovation and water etc.
6400	Leie maskiner, inventar, transportm. o.l.	Rented fixed durable assets other than premises
6500	Verktøy, inventar driftsm. etc., ikke aktiveres	Tools, equipment etc.
6600+6695	Reparasjon og vedlikehold	Maintenance/cost of repairs
6995	Kontorkostnad, telefon, porto mv.	Office appliances, accessories, teleph. and postage
7000+7020+7040	Kostnader ved transportmidler, avgifter, vedlikehold, drivstoff, forsikring mv.	Costs regarding means of transport
7155+7165	Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse	Travelling, subsistence and car allowances
7295	Provisjonskostnader	Commission charges
7330	Salgs- og reklamekostnader	Selling and advertising costs
7370	Representasjonskostnader	Representation costs
7490	Kontingenter og gaver	Subscriptions and gifts
7500	Forsikringspremie	Insurance costs
7565	Garanti- og servicekostnader	Guarantee and service costs
7600	Patent-, lisenskostnader og royalties	Patent and licence costs and royalties
4500+5300+6700+7080+7099+7700	Diverse driftskostnader	Other operating expenses
7800	Tap ved avgang av anleggsmidler	Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets

7830	Tap på fordringer	Losses on accounts receivable
9050	Driftsresultat	Operating profit
8000	Resultatandel invest. i deltagerlign. selskap	Share of profits/losses in partnerships
8030	Renteinntekter fra foretak i samme konsern	Interest received from group companies
8050	Andre renteinntekter	Interest received from others
8060	Valutagevinst (agio)	Surplus on foreign exchange
8070	Andre finansinntekter	Other financial income
8080	Verdiendring av markedsbas. fin. omløpsm. assets	Change of value of market based liquid assets
8115	Nedskrivning av finansielle eiendeler	Write-down of financial assets
8130	Rentekostnad til foretak i samme konsern	Interest paid to group companies
8150	Annen rentekostnad	Other interest expenses
8160	Valutatap (disagio)	Loss on foreign exchange
8170	Annen finanskostnad	Other financial expenses
	Resultat av finansielle poster	Financial items, net
9100	Ordinært resultat før skattekostnad	Operating result before taxes
	Skattekostnad	Taxes
8300	Betalbar skatt	Payable tax
8310	Refusjon skatt etter skatteloven	Tax refund
8320	Endring utsatt skatt	Change in deferred tax
9150	Ordinært resultat	Ordinary profit
8400	Ekstraordinær inntekt	Extraordinary income
8500	Ekstraordinær kostnad	Extraordinary expenditure
8600+8620	Skatt på ekstraordinære poster	Taxes on extraordinary items
9200	Årsresultat	Annual profit

Balanse		Balance sheet
Eiendeler		Assets
9300	Anleggsmidler	Fixed assets
1000	Forskning og utvikling	Research and development
1020	Konsesjoner , patenter lisenser o.l.	Licenses, patents and similar rights
1070	Utsatt skattefordel	Deferred tax asset
1080	Goodwill	Goodwill
1105	Forretningsbygg	Commercial buildings
1115	Bygg og anlegg, hotell o.l.	Buildings (excl. dwellings and comm. buildings)
1130	Anlegg under utførelse	Plant under construction
1150	Tomter og andre grunnareal	Land and other real property
1160	Boliger (inkl. boligtomter)	Dwellings (incl. sites)
1205	Personbiler, maskiner, inventar mv.	Cars, machinery and equipment
1221	Skip, rigger mv.	Ships, rigs etc.
1225	Fly, helikopter mv.	Aircraft, helicopters etc.
1239	Vare- og lastebiler, busser mv.	Vans, lorries, busses etc.
1280	Kontormaskiner o.l.	Office machines etc.
1290	Andre driftsmidler	Other fixed assets
1312+1313	Investeringer i datter- og konsernselskaper	Investments in group companies/subsidiaries
1320	Lån til foretak i samme konsern	Loans to group companies
1331+1332	Investeringer i tilknyttede selskap	Investments in associated companies
1340	Lån til tilkn. selskap og felles kontr. virks.	Loans to associated companies and joint ventures
1350	Inv. i aksjer, andeler og verdipapirfondsandeler	Investments in shares and security funds
1360	Obligasjoner	Bonds
1370+1380	Fordringer på eiere, styremedl. o.l. og ansatte	Receivables from owners, board members etc. and employees
1390	Andre fordringer	Other receivables
9350	Omløpsmidler	Current assets
1400	Varelager	Stock of goods
1500	Kundefordringer, inkl. i samme konsern	Accounts receivable from customers
1530	Opptjent, ikke fakturert driftsinntekt	Earned, not invoiced operating income
1560	Andre fordringer på selskap i samme konsern	Other receivables from group companies
1570	Andre kortsiktige fordringer	Other short-term receivables
1780	Krav på innbetaling av selskapskapital	Unpaid share subscriptions
1800	Ikke-markedsbaserte aksjer og andeler	Shares, not market based
1810	Markedsbas. aksjer og verdipapirfondsandeler	Shares and security funds, market based
1830	Markedsbaserte obligasjoner og sertifikater mv.	Shares and security funds, market based
1840	Andre obligasjoner og sertifikater	Other bonds and certificates
1880	Andre finansielle instrumenter	Other financial current assets
1900+1920	Kasse og innskudd i bank	Cash in hand and bank account
9400	Sum eiendeler	Total assets

Gjeld og egenkapital		Liabilities and equity
9450	Egenkapital	Equity
	Innskutt Egenkapital	Invested equity
2000	Aksjekapital/Egenkap. andre foretak	Share capital and the like
2010	Egne aksjer, felleseid andelskapital	Own shares, co-operative capital
2020	Overkursfond	Share premium reserve
2030	Innskutt annen egenkapital	Invested other equity
	Opptjent egenkapital	Retained earnings
2041	Fond vurderingsforskj. i delt. lign. selsk.	Fund for assessment diff., associated companies
2042	Fond vurderingsforskjeller i andre selskap	Fund for assessment differences, other companies
2050	Annen egenkapital	Other equity
2080	Udekket tap	Uncovered losses
9500	Langsiktig gjeld	Long-term liabilities
2100	Pensjonsforpliktelser	Provisions for pensions
2120	Utsatt skatt	Deferred tax
2160	Uopptjent inntekt	Deferred income
2180	Andre avsetninger og forpliktelser	Other appropriations and liabilities
2200	Konvertible lån	Convertible loans
2210	Obligasjonslån	Bond loans
2220	Gjeld til kredittinstitusjoner	Loans to credit institutions
2260	Gjeld til selskap i samme konsern	Payable to group companies
2280	Stille interessentinskudd, ansvarlig lånekap.	Liable loan capital
2290	Annen langsiktig gjeld	Other long-term liabilities
9550	Kortsiktig gjeld	Short-term liabilities
2310	Konvertible lån	Convertible loans
2320	Sertifikatlån	Certificate loans
2380	Kassekreditt	Bank overdraft
2400	Leverandørgjeld	Accounts payable to suppliers
2500	Betalbar skatt, ikke utlignet	Payable tax, not yet assessed
2510	Betalbar skatt, utlignet	Payable tax, assessed
2530	Refusjon skatt etter skatteloven	Tax refund
2600	Skatterekk og andre trekk	Unpaid payroll taxes
2740	Skyldig merverdiavgift	Unpaid value added tax (VAT)
2770	Skyldig arbeidsgiveravgift	Unpaid national insurance premium
2790	Andre offentlige avgifter	Other indirect taxes
2800	Avsatt utbytte	Provisions for dividend
2900	Forskudd fra kunder	Advances from customers
2910	Gjeld til ansatte og eiere	Payables to employees and owners
2920	Gjeld til selskap i samme konsern	Payables to group companies
2949	Lønn, feriepengar o.l.	Accrued, not due wages and salaries
2950	Påløpt rente	Accrued, not due interest
2970	Uopptjent inntekt	Deferred income
2980	Avsetninger for forpliktelser	Allocations for liabilities
2990	Annen kortsiktig gjeld	Other short-term liabilities
9650	Sum gjeld og egenkapital	Total liabilities and equity
102	Avsatt utbytte o.l.	Proposed dividends/Interest on primary capital certificate
103-104	Konsernbidrag	Group companies contribution
109	Aksjonærbidrag	Shareholder contribution

Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse**Nøkkeltall**

$$\text{Totalrentabilitet} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad + rentekostnader (post 9100+8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig sum eiendeler (post 9400)}} \bullet 100$$

$$\text{Egenkapitalrentabilitet} = \frac{\text{Ordinært resultat (post 9150)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{Egenkapitalandel} = \frac{\text{Egenkapital¹ pr. 31.12. (post 9450)}}{\text{Sum gjeld og grnkapital pr. 31.12. (post 9650)}} \bullet 100$$

$$\text{Likviditetsgrad} = \frac{\text{Omløpsmidler pr. 31.12. (post 9350)}}{\text{Kortsiktig gjeld pr. 31.12. (post 9550)}}$$

Bakgrunnstall

$$\text{A. Egenkapitalrentabilitet (etter skatt)} = \frac{\text{Ordinært resultat (post 9150)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{B. Egenkapitalrentabilitet før skatt} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad (post 9100)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{C. Totalrentabilitet (før skatt)} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad + rentekostnader (post 9100+8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig sum eiendeler (post 9400)}} \bullet 100$$

Bidrag fra

$$\text{D. Driftsresultat} = \frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Gjennomsnittlig sum gjeld og egenkapital (post 9650)}} \bullet 100$$

$$\text{G. Gjennomsnittlig gjeldsrente} = \frac{\text{Rentekostnader (post 8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 9500+9550)}} \bullet 100$$

$$\text{H. Gjeldsgrad} = \frac{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 9500+9550)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}}$$

$$\text{I. Driftskapitalrentabilitet} = \frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}} \bullet 100$$

$$\text{K. Driftskapitalandel} = \frac{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}{\text{Gjennomsnittlig sum gjeld og egenkapital (post 9650)}}$$

I prosent av driftsinntekter

L. Vareforbruk	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 4005+4295)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
M. Lønnskostnader	=	$\frac{\text{Lønnskostnader (post 5000+5400+5420+5900)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
N. Øvrige driftskostnader	=	$\frac{\text{Øvrige driftskostnader (post 4500+4995+5300+5600+6100+..+7830)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
O. Av- og nedskrivninger	=	$\frac{\text{Av- og nedskrivninger (post 6000+6050)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
P. Driftsresultat	=	$\frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$

Omløpshastighet for driftsinntekter

Q. I alt	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}$
R. Anleggsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant anleggsmidlene (post 1000+..+1290)}}$
S. Omløpsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant omløpsmidler (post 1400+1500+1530+1570)}}$
T.. Kundefordringer	=	$\frac{\text{Salgsinntekter (post 3000+3100+3200)}}{\text{Gjennomsnittlige kundefordringer (post 1500+1530)}}$
U. Varelager	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 4005+4295)}}{\text{Gjennomsnittlig varelager (post 1400)}}$

Finansieringsanalyse

Tilført fra årets virksomhet	=	Ordinært resultat før skattekostnad + sum ekstraordinære poster + av- og nedskrivninger + tap (- vinning) ved avgang av anleggsmidler - betalbare skatter, utbytte og konsern- og aksjonær-bidrag (post 9100+8400-8500+6000+6050+7800-3800-8300-8600-8310-102-(103-104)-109)
Egenkapital tilført utenfra	=	Økning i egenkapital ikke forklart i resultatregnskapet ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 9450) - (post 9200-102-(103-104)-109))
Økning i langsiktig gjeld	=	Netto økning i langsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 9500-2120)
Investering i anleggsmidler	=	Økning i anleggsmidler + av- og nedskrivninger + tap (-vinning) ved avgang av anleggsmidler ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 9300+1780-2120) + (post 8320+8620+6000+6050+7800-3800))
Endring i arbeidskapital	=	Endring i differansen mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 9350-9550)

Generelle merknader

Gjennomsnittstallene gjelder summen av de angitte postene pr. 1.1. og 31.12. dividert med 2.

Beskrivelse av nøkkeltallene mm. for 1998 finnes i NOS C605 Olje og gassvirksomhet 1. kvartal 2000 og for 1999 i NOS C678 Olje og gassvirksomhet 1. kvartal 2001.

Sammenhenger

$B = C + (C - G) \cdot H$ $D = I \cdot K$ $I = P \cdot Q$ $P = 100 - (L + M + N + O)$ $Q = 1 / (1/R + 1/S)$

Definitions of key figures, background figures and source and application of funds

Key figures

$$\text{Return on total assets} = \frac{\text{Ordinary profit before taxes + interest paid (item 9100+8130+8150)}}{\text{Average total assets (item 9400)}} \cdot 100$$

$$\text{Return on equity} = \frac{\text{Ordinary Profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

$$\text{Equity ratio} = \frac{\text{Equity}^1 \text{ at 31 Dec. (item 9450)}}{\text{Total liabilities and equity at 31 Dec. (item 9650)}} \cdot 100$$

$$\text{Current ratio} = \frac{\text{Current assets at 31 Dec. (item 9350)}}{\text{Short-term liabilities at 31 Dec. (item 9550)}}$$

Background figures

$$\text{A. Return on equity} = \frac{\text{Ordinary profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

$$\text{B. Return on equity before taxes} = \frac{\text{Ordinary profit before taxes (item 9100)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

$$\text{C. Return on total assets (before taxes)} = \frac{\text{Ordinary profit before taxes + interest paid (item 9100+8130+8150)}}{\text{Average total assets (item 9400)}} \cdot 100$$

Contribution from

$$\text{D. Operating profit} = \frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average total assets (item 9400)}} \cdot 100$$

$$\text{G. Average interest on liabilities} = \frac{\text{Interest paid (item 8130+8150)}}{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}} \cdot 100$$

$$\text{H. Liabilities in proportion to equity} = \frac{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$$

$$\text{I. Return of operating assets} = \frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average operating assets (item 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}} \cdot 100$$

$$\text{K. Operating assets ratio} = \frac{\text{Average operating assets (item 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}{\text{Average total liabilities and equity (item 9650)}}$$

In per cent of operating income

L. Cost of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 4005+4295)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
M. Compensation of employees	=	$\frac{\text{Compensation of employees (item 5000+5400+5420+5900)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
N. Other operating expenses	=	$\frac{\text{Other operating expenses (item 4500+4995+5300+5600+6100+...+7830)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
O. Depreciation	=	$\frac{\text{Depreciation (item 6000+6050)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
P. Operating profit	=	$\frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$

Turnover for operating assets

Q. Total	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average operating assets (item 1000+...+1290+1400+1500+1530+1570)}}$
R. Fixed assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average fixed operating assets (item 1000+...+1290)}}$
S. Current assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average current operating assets (item 1400+1500+1530+1570)}}$
T. Accounts receivable from customers	=	$\frac{\text{Sales (item 3000+3100+3200)}}{\text{Average accounts receivable from customers (item 1500+1530)}}$
U. Stock of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 4005+4295)}}{\text{Average stock of goods (item 1400)}}$

Source and application of funds

Generated from operations	=	Ordinary profit before taxes + sum extraordinary items + ordinary and extraordinary depreciation + loss (- profit) on disposals of fixed assets - payable taxes, dividends and contribution to group companies, etc. (item 9100+8400-8500+6000+6050+7800-3800-8300-8600-8310-102-(103-104)-109)
Externally supplied equity	=	Increase in equity not accounted for in the income statement ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9450)-(item 9200-102-(103-104)-109))
Increase in long-term liabilities	=	Net increase in long-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9500-2120)
Investment in fixed assets	=	Increase in fixed assets + ordinary depreciation - revaluation + loss (profit) on disposals of fixed assets ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9300+1780-2120) + (item 8320+8620+6000+6050+7800-3800))
Change in working capital	=	Change in the difference between current assets and short-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9350-9500)

General remarks

The average figures refer to the total of items at 1 Jan. and 31 Dec. divided by 2.

Relations

$$B = C + (C - G) \cdot H \quad D = I \cdot K \quad I = P \cdot Q \quad P = 100 - (L + M + N + O) \quad Q = 1$$

Tidligere utgitt på emneområdet*Previously issued on the subject***Norges offisielle statistikk (NOS)**

C 691 Elektrisitetsstatistikk 1999

C 703 Energistatistikk 2000

C 713 Statistisk årbok 2002

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 elektrisitetsavgift belyst ved ulike fordelingsbegreper.

01/31 F. R. Aune, T. A. Johnsen og E. Lund Sagen: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.

Statistiske analyser (SA)

46 Naturressurser og miljø 2001

47 Natural Resources and the Environment 2001

Discussion Papers (DP)

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.

318 Ø. Døhl: Flexibility and Technological Progress with Multioutput Production Application on Norwegian Pulp and Paper Industries.

Notater

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, bruker behov og forutsetninger.

01/59 A. Krüger Enge, V. Hansen og B. Tornsjo: Planlegging av et statistikkssystem for energibruk i næringsbygg.

02/14 V. Hansen, H. Madsen: Månedlig og kvar talsvis elektrisitetsstatistikk. Dokumentasjon av produksjonsrutiner og systembeskrivelse.

Documents

99/4 K. Rypdal og B. Tornsjo: Construction of Environmental Pressure Information System (EPIS) for the Norwegian Offshore Oil and Gas Production.

01/14 K. Rypdal: CO₂ Emission Estimates for Norway. Methodological Difficulties.**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 697 Kommunehelsetenesta 1990-2000. Førebyggjande tenester, lege- og fysioterapitenester *Municipal Health Service 1990-2000. Preventive Services, General Medical Practise and Physiotherapists*. 2002. 43s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5025-0
- C 698 Fiskeristatistikk 1998-1999 *Fishery Statistics 1998-1999*. 2002. 106s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5026-9
- C 699 Spesialisthelsetjenesten 1990-2000. Somatiske sykehus, psykiatriske institusjoner m.m. *Specialist Health Service 1990-2000. General Hospitals, Psychiatric Institutions, etc.* 2002. 89s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5030-7
- C 700 Fiskeoppdrett 1999 *Fish Farming 1999*. 2002. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5037-4
- C 701 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 1997-1999 *Income and Property Statistics for Households 1997-1999*. 2002. 105s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5038-2
- C 702 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2002. 78s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5039-0
- C 703 Energistatistikk 2000 *Energy Statistics 2000*. 2002. 138s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5041-2
- C 704 Levekårsundersøkinga 1996-1998. 2002. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5042-0
- C 705 Helsestatistikk 1992-2000 *Health Statistics 1992-2000*. 2002. 78s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5043-9
- C 706 Pasientstatistikk 1998-2000 *Patient Statistics 1998-2000*. 2002. 90s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5045-5
- C 707 Utslipp og rensing i den kommunale avløpssektoren 2000 *Discharges and treatment in the municipal wastewater sector in 2000*. 2002. 32s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5058-7
- C 708 Jordbruksstatistikk 2000 *Agricultural Statistics 2000*. 2002. 137s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5068-4
- C 709 Skogstatistikk 2000 *Forestry Statistics 2000*. 2002. 83s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5069-2
- C 710 Stortingsvalget 2001 *Storting Election 2001*. 2002. 35s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5072-2
- C 711 Fiskeoppdrett 2000 *Fish Farming 2000*. 2002. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5073-0
- C 712 Fiskeristatistikk 1999-2000 *Fishery Statistics 1999-2000*. 2002. 106s. 155 kr inkl. mva. ISBN 537-5086-2
- C 713 Statistisk årbok 2002.2002. 543s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5090-0
- C 715 Folke- og boligtellingsen 2001 *The Population and Housing Census 2001*. 2002. 56s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5094-3
- C 716 Lakse- og sjøaurefiske 2001 *Salmon and Sea Trout Fisheries 2001*. 2002. 39s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5099-4
- C 717 Olje og gassvirksomhet 1. kvartal 2002. Statistikk og analyse. *Oil and Gas Activity 1st Quarter 2002. Statistics and Analysis*. 2002. 80s. 140s. inkl. mva. ISBN 82-537-5103-6
- C 718 Byggearealstatistikk 2001 *Building Statistics 2001*. 2002. 39s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5104-4
- C 719 Industristatistikk 1999. Næringstall. *Manufacturing Statistics 1999. Industrial Figures*. 2002. 122s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5112-5
- C 720 Tidsbruksundersøkelsen 2000/2001. 2002. 62s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5114-1
- C 721 Forbruksundersøkelsen 1997-1999 *Survey of Consumer Expenditure 1997-1999*. 2002. 148s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5119-2
- C 723 Kriminalstatistikk 1999 *Crime Statistics 1999*. 2002. 116 s. kr 155 inkl. mva. ISBN 82-537-5143-5
- C 724 Sjølvmeldingsstatistikk 2000 *Tax Return Statistics 2000*. 2002. 78s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5150-8