



Olje- og gassvirksomhet
1. kvartal 2000
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
1st Quarter 2000
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 og Regionalstatistikk, samt Standarder for norsk statistikk 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 and Regional Statistics, as well as Standards for Norwegian Statistics and Guide to Norwegian Statistics.

© Statistisk sentralbyrå, juli 2000

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

ISBN 82-537-4826-4

ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design

Trykk: Kopisenteret SSB

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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	
Rettet siden forrige utgave	Revised since the previous issue	r

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 13. juni 2000.

Publikasjonen er utarbeidet av konsulent Nils Anders Nordlien. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 13. juni 2000

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 13 June 2000.

The publication is prepared by Mr. Nils Anders Nordlien. Responsible for this publication is Head of Division Bjørn Bleskestad, Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,
Oslo/Kongsvinger, 13 June 2000

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister	7
Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 2000	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringer	12
3. Produksjonen	14
4. Markedet	16
5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1998	17
6. Mer informasjon	19
Engelsk tekst	19
Tabelldel	21
Statistisk behandling av oljevirkosmheten	
1. Nasjonal avgrensing	74
2. Næringsklassifisering	74
3. Statistiske enheter	75
4. Kjennemerker.....	76
Formål, omfang og datagrunnlag for regnskapsstatistikken	
1. Formål.....	77
2. Omfang og datagrunnlag.....	77
3. Begrep og kjennemerker	78
Engelsk tekst	81
Vedlegg	
A. Måleenheter	85
B. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema.....	87
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse.....	91
Tidligere utgitt på emneområdet	95
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	96

Contents

List of tables	9
Oil activity 1st quarter 2000 (in Norwegian only)	11
Investment Statistics. Oil and Gas Activity, first quarter 2000	19
Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 1998.....	20
Further information	19
Tables.....	21
The statistical treatment of the oil activity	81
1. National border	81
2. Industrial classification	81
3. Statistical units	82
4. Characteristics	83
Appendices	
A. Units of measurement	85
B. Income statement and balance sheet in English. Referances to questionnaire.....	87
C. Definitions of key figures, background figures and source and application of funds	91
Previously issued on the subject	95
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	96

Figurregister

1. Anslag for 1998, 1999 og 2000 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for 1998, 1999 og 2000 og oljeprisen.	12
3. Antatte leteteknisknader på ulike tidspunkt. 1997-2000. Mill. kr	12
4. Påløpte teknisknader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-4. kv. 1999	12
5. Riggprate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 4. kv. 1999. 1 000 kr.	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1997-2000. Mill. kr	14
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-september. 1992-2000. 1000 tonn.....	15
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-september. 1997-2000. 1000 tonn.....	15
9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-september. 1992-2000. 1000 Sm ³	15
10. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-september. 1997-2000. 1000 Sm ³	16
11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000. Dollar pr. fat	16
12. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1996 til 1998. Prosent.	17
13. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1998	18
14. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 1998. Mrd. kr.....	18

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 2000	21
2. Felt under utbygging. 31. januar 2000	27
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1999	28

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2000. Mill.kr	29
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-1999. Mill.kr	30
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1999. Mill.kr.....	31
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kv.1997-4. kv. 1999 Mill.kr	31
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 1999 - 4. kvartal 1999. Mill.kr.....	32
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985 -2000	32
10. Antatte og påløpte leteteknisknader. Kvartal. 1990 -2000. Mill.kr.....	33
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	34
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	34
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	35
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 -2000. 1 000 GBP/dag.....	36

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991 -1999. Mill.kr	37
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1999. Mill.kr.....	37
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. Mill.kr.....	38
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2000	39
19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985 -1999	39
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1994-1999	40
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1991-1999. Mill. kr	41
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. Mill.kr.....	42

Produksjon

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn	43
24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	47

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2000	50
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-2000	50
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2000	51
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1998 - 1. kvartal 2000	52
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 2. kvartal 1998 - 1. kvartal 2000	53
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1997 -1998	54
31. Skipninger av NGL etter mottakerland. 4 kv. 1997 - 4.kv.1999. 1000 tonn	55

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990 -2000. US dollar/fat	56
33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990 -1999. US dollar/fat	57
34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995 -1999. US dollar/fat	58
35. Fraktindekser for råolje, etter skipsstørrelse. 1976 -2000	59

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat pr. dag. 1996 -2000	60
--	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979-1999. Milliarder 2000-kroner	61
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 1999	61

Regnskapsstatistikk

39. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1998	62
40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1997 og 1998.	63
41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1994-1997	64
42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1998. Identiske foretak 1997-1998.	66
43. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1998	68
44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1997-1998.	72
45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1998	73

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1994-1998	3/99	3/00
Vareinnsats for felt i drift. 1994-1998. Mill.kr	3/99	3/00
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1994-1998	3/99	3/00
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1998	3/99	3/00
Hovedtall for rørtransport. 1992-1997. Mill.kr	3/99	3/00
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1998	3/99	3/00
Ikke operatørkostnader. 1993-1998. Mill.kr	3/99	3/00
Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998	3/99	3/00
Verdi av produsert råolje og naturgass. 1974-1998. Mill. kr	3/99	3/00
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12. 1998	2/99	2/00
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1998	2/99	2/00
Funn på norsk kontinentalsokkel 1998	2/99	2/00
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . 31. desember 1998	2/99	2/00
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1994-1998	2/99	2/00
Skadde/døde pr. millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-1998	2/99	2/00
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1988-1998	2/99	2/00
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1988-1998	2/99	2/00
Sysselsetting i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1989-1998	2/99	2/00
Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten. Faste 1999-priser. Milliarder kroner	2/99	2/00

List of tables

Survey of fields

1. Fields on stream. 31 January 2000.....	21
2. Fields under development. 31 January 2000.....	27
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1999.....	28

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2000. Million NOK.....	29
---	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1999. Million NOK.....	30
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1999. Million NOK.....	31
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1997 - Q 4 1999. Million NOK.....	31
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 1 1999 - Q 4 1999. Million NOK.....	32
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 -2000.....	32
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 -2000. Million NOK.....	33
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000.....	34
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000.....	34
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000.....	35
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2000. 1 000 GBP/day.....	36

Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1991-1999. Million NOK.....	37
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1999. Million NOK.....	37
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 4 1997 - Q 4 1999. Million NOK.....	38
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2000.....	39
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1999.....	39
20. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1994-1999.....	40
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1991-1999. Million NOK.....	41
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 4 1997 - Q 4 1999. Million NOK.....	22

Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes.....	43
24. Natural gas production by field. Million Sm ³	47

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2000.....	50
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-2000.....	50
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2000.....	51
28. Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q 2 1998 - Q 1 2000.....	52
29. Exports of Norwegian produced natural gas, by destination. Q 2 1998 - Q 1 2000.....	53
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1997-1998.....	54
31. Shipments of Norwegian NGL by receiving country. Q4 1997 - Q4 1999. 1000 tonnes.....	55

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1990 -2000. USD/barrel.....	56
33. Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990 -1999. USD/barrel.....	57
34. Crude oil prices, by field. Monthly. 1995 -1999. USD/barrel.....	58
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976 -2000.....	59

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1996-2000.....	60
--	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1999. Billion 2000 NOK.....	61
38. Key figures for The state' s direct financial interest (SDFI). 1985-1999.....	61

Account statistics

39. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1998.....	62
40. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state' s direct financial interest. 1997 and 1998.....	63
41. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1994-1997.....	64
42. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1997 and 1998.	66
43. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1998.....	68
44. Background figures for return on capital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1997 og 1998.....	72
45. Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1998.....	73

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

Tables not published in this issue

Principal figures for the group Crude Oil and Natural Gas Production	3/99	3/00
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas. 1994-1998.....	3/99	3/00
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1994-1998. Million NOK	3/99	3/00
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1994-1998.....	3/99	3/00
Principal figures for transport via pipelines. 1993-1998. Million NOK	3/99	3/00
Intermediate consumption for fields on stream. 1994-1998. Million NOK	3/99	3/00
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1998	3/99	3/00
Non-operator costs. 1993-1998. Million NOK.....	3/99	3/00
Employees in crude oil and natural gas production. 1972-1998.....	3/99	3/00
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12. 1998	2/99	2/00
Areas with production licences as of 31 December 1998	2/99	2/00
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1998	2/99	2/00
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1998	2/99	2/00
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1994-1998.....	2/99	2/00
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-1998.....	2/99	2/00
Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences. 1988-1998	2/99	2/00
Accidents on petroleum producing installations. By occupation. 1988-1998.....	2/99	2/00
Employment in oil activities by type of establishment. 1989-1998.....	2/99	2/00
Central government expences and income from the state's direct financial interest in the oil activities. 1986-1998. 1999-prices. Billion NOK	2/99	2/00

1. Hovedpunkter

1.1. Investeringer

Endelige tall for 1999

Totale investeringer i olje- og gassutvinning og rørtransport ble 69,1 milliarder kroner i 1999. Dette er en nedgang på 10,1 milliarder kroner sammenlignet med 1998. Nedgangen skyldes først og fremst lavere investeringer til feltutbygging, men det var også nedgang i investeringer til letevirksomhet, landvirksomhet og rørtransport. Samtidig viste investeringer til felt i drift en oppgang fra 1998 til 1999.

Investeringer til feltutbygging i 1999 ble 35,2 milliarder kroner. Dette er en nedgang på hele 9,9 milliarder kroner sammenlignet med 1998. Nedgangen skyldes at det har blitt igangsatt få utbyggingsprosjekter i de senere år. Investeringer til felt i drift i 1999 ble på rekordhøyde 19,9 milliarder kroner. Dette er en økning på 7,5 milliarder kroner fra 1998. Økningen skyldtes økte investeringer i eksisterende felt, men de nye feltene som Gullfakssatelitter fase I, Visund, Åsgard, Varg, Troll C, Oseberg Øst og Balder bidro også til økningen.

Leteinvesteringene var i fjor på 5,0 milliarder kroner. Dette var en nedgang på hele 2,6 milliarder kroner fra 1998. Vi må tilbake til 1995 for å finne et lavere nivå på leteinvesteringene. Den lave oljeprisen ved årsskiftet 1998/1999 kan være en årsak til den lave leteaktiviteten i 1999.

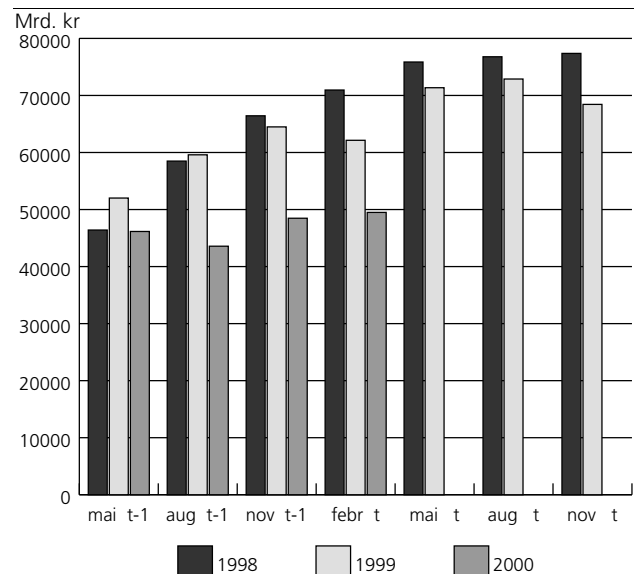
Investeringer til landvirksomhet i 1999 ble på 4,3 milliarder kroner. Dette er 1,4 milliarder kroner lavere enn i 1998. Det endelige tallet for rørtransport for 1999 ble på 4,7 milliarder kroner, en nedgang på 3,7 milliarder kroner fra 1998. Dette kom av lavere investeringer i Europipe II og rørledningen mellom Åsgard og Kårstø i 1999 enn i 1998.

Anslag for 2000.

Anslaget for de samlede investeringer i olje- og gassutvinning og rørtransport for 2000 innhentet i 1. kvartal 2000 er på 49,5 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på 1,0 milliarder kroner fra anslaget for 2000 gitt i forrige kvartal, men hele 12,6 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999 gitt i 1. kvartal 1999. Nedgangen fra 1999 skyldes i hovedsak lavere investeringer til feltutbygging.

Anslaget for investeringer til feltutbygging i 2000 er nå på 23,2 milliarder kroner. Dette er en nedgang på hele 9,1 milliarder kroner sammenlignet med det tilsvarende anslaget for 1999 innhentet i 1. kvartal 1999. Likevel er dette en oppjustering på 1,9 milliarder kroner sammenlignet med anslaget for 2000 innhentet i forrige kvartal. Oppjusteringen fra forrige

Figur 1. Anslag for 1998, 1999 og 2000 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr



kvartal skyldes delvis at de nye utbyggingsprosjektene Grane og Ringhorn nå er inkludert i tellingen.

Investeringer til letevirksomhet er for 2000 nå anslått til 5,7 milliarder kroner. Dette er 0,5 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1999. Økningen er sannsynligvis et resultat av at oljeprisen nå er på et vesentlig høyere nivå enn for et år siden. Anslaget for 2000 på 5,7 milliarder kroner er imidlertid nedjustert med 1,4 milliarder kroner i forhold til anslaget fra forrige kvartal, i hovedsak som følge av at boring av 7 brønner er fjernet fra selskapenes budsjetter for 2000.

Investeringsanslaget til felt i drift for 2000 er nå 19,1 milliarder kroner. Dette er 2,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1999 og 0,4 milliarder kroner høyere enn anslaget for 2000 innhentet i forrige kvartal.

Lavere forventede investeringer i Statpipe- og Åsgard-terminalen fører til at investeringsanslaget for landvirksomhet i 2000 er hele 2,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999 og utgjør nå 0,9 milliarder kroner. For rørtransport er også investeringsanslaget for 2000 kraftig redusert med 4,0 milliarder kroner i forhold til tilsvarende anslag for 1999, og ventes å bli på 0,6 milliarder kroner. Ferdigstillingen av Europipe II og lavere forventede investeringer mellom Åsgard og Kårstø er årsaken til dette.

1.2. Produksjon og marked

Produksjonen av petroleum fra norsk kontinental-sokkel var på 63,6 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) i 1. kvartal i år. Av dette utgjorde produksjon

av råolje (inkl. NGL og kondensat) 48,3 millioner Sm³ o.e., mens produksjonen av naturgass ble på 15,3 millioner Sm³ o.e. Dette er nye produksjonsrekorder for både olje og gass innenfor et kvartal. Fra og med 1. april i år har Norge redusert sine produksjonskutt fra 200 000 fat per dag til 100 000 fat per dag.

Gjennomsnittlig spotpris på Brent Blend var på 26,80 dollar per fat i 1. kvartal i år. I samme periode i fjor var gjennomsnittet på 11,40 dollar per fat. Etter dette har oljeprisen steget noe og ligger i midten av juni på 30 dollar per fat.

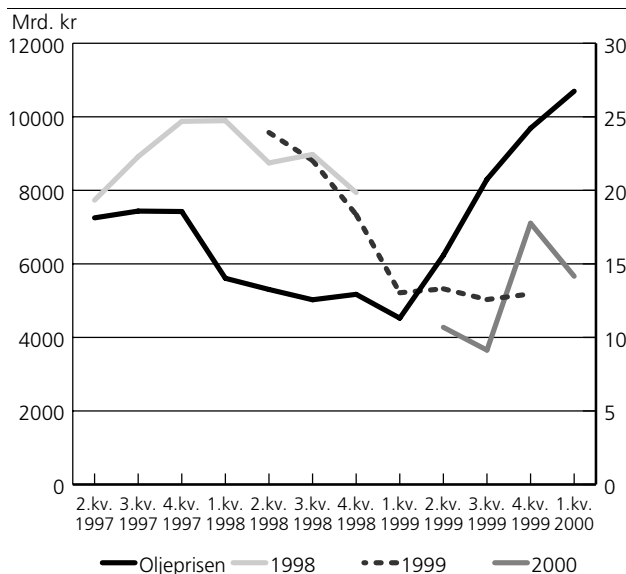
I første kvartal i år var produksjonen av råolje på verdensbasis 75,3 millioner fat per dag, mens etterspørselen var på 75,7 millioner fat per dag. Ifølge International Energy Agency (IEA) vil etterspørselen etter råolje stige fra 2. kvartal og ut året. Samtidig er det stor usikkerhet knyttet til hvor stort tilbudet av råolje blir i denne perioden. Dette usikkerhetsmomentet bidrar også til de høye prisene på råolje som vi nå har.

2. Investeringer

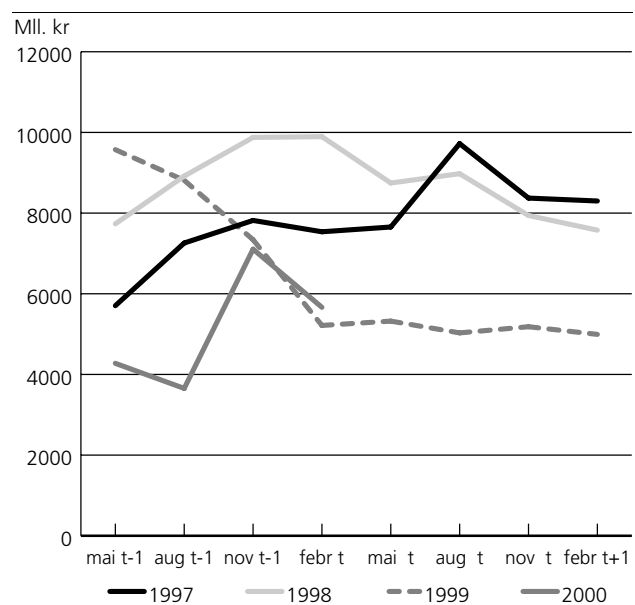
2.1. Leting Anslag 2000

Investeringer til lettevirksomhet i 2000 er i første kvartal 2000 anslått til 5,7 milliarder kroner. Dette er økning på 0,5 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 1999, men en nedgang i anslaget for 2000 fra forrige kvartal på 1,4 milliarder kroner. Nedgangen fra forrige kvartal skyldes at boring av 7 brønner ble fjernet fra selskapenes budsjetter for 2000.

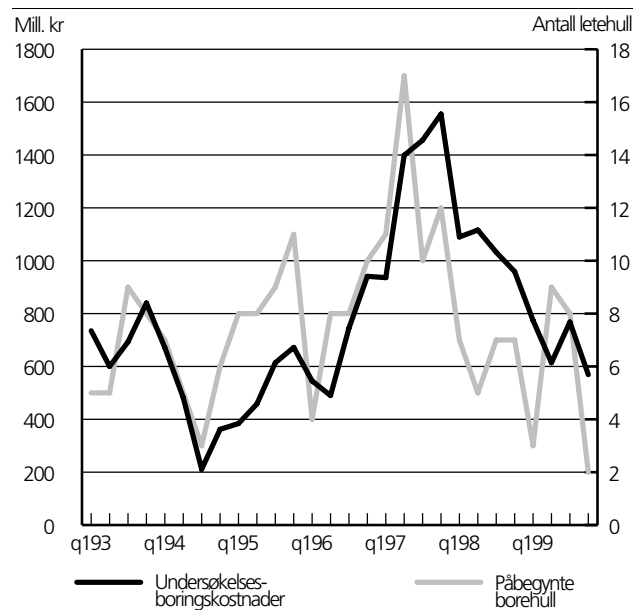
Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for 1998, 1999 og 2000 og oljeprisen



Figur 3. Antatte lettekostnader på ulike tidspunkt. 1997-2000. Millioner kroner



Figur 4. Påløpte kostnader til letteboring (mill. kr) og påbegynte lettehull. 1.kv.1993-4.kv.1999



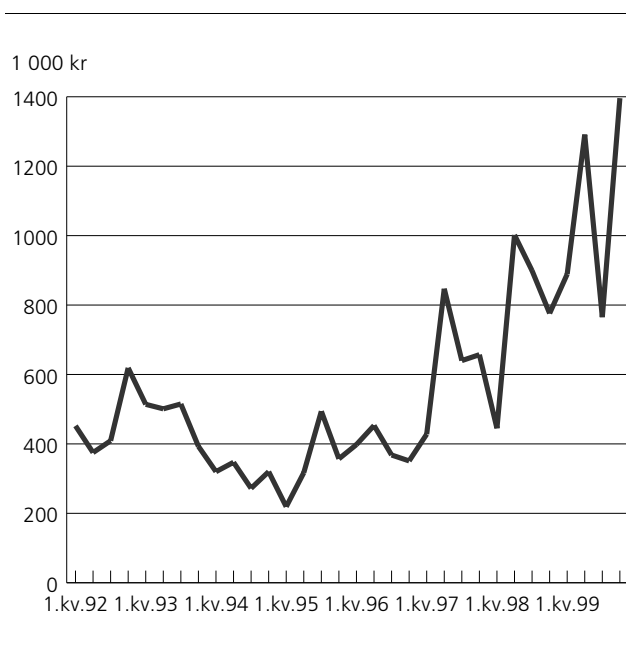
I 1. kvartal i år ble det påbegynt boring av 3 brønner, herav 2 undersøkelsesbrønner og en avgrensingsbrønn. Norsk Hydro har som operatør for lisens 057 boret undersøkelsesbrønnen 34/4-10 som ligger ca. 20 kilometer nord for Snorre-feltet i Nordsjøen. Ifølge en pressemelding fra Oljedirektoratet er det for tidlig og si noe om mengden av utvinnbar olje. Den andre undersøkelsesbrønnen ble boret av Statoil innenfor lisens 128 som ligger i Norskehavet. Her tyder foreløpige estimater på at den utvinnbare mengden olje trolig er mellom 60-120 millioner fat, men at ytterligere undersøkelser må gjennomføres

før det eksakte ressursestimat kan fastsettes. Brønnen ble for øvrig boret av boreriggen West Alpha som for tiden borer en letebrønn for BP Amoco i Skarv-området som også ligger i Norskehavet. Når det gjelder avgrensingsbrønnen, så er boringen ennå ikke avsluttet.

Endelige tall 1999

Leteinvesteringene i 1999 ble ifølge endelige tall på 5,0 milliarder kroner, en nedgang på 2,6 milliarder kroner fra 1998. Dette var det laveste nivået på leteinvesteringer i løpende kroner siden 1995. Dette kan skyldes den lave oljeprisen ved inngangen til 1999.

Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 4.kv.1999. Tusen kroner



Det ble avsluttet 28 letehull på norsk sokkel i 1999. Av disse var 18 undersøkelsesbrønner og 10 avgrensingsbrønner. Det ble gjort fem funn, tre i Norskehavet og to i Nordsjøen. Det største funnet gjorde Saga som operatør for lisens 199 i Norskehavet. Dette funnet som senere har fått navnet Erlend antas å inneholde ca. 40-50 millioner Sm³ kondensat og ca. 40-55 milliarder Sm³ gass. Statoil gjorde også et funn i Norskehavet innenfor lisens 159. Dette funnet har fått navnet Idun og inneholder ca. 15,5 milliarder Sm³ naturgass. I tillegg gjorde Shell et mindre oljefunn i nærheten av Draugen.

I Nordsjøen ble det i 1999 gjort to mindre funn av olje. Statoil gjorde et funn innenfor lisens 114. Dette funnet er allerede satt i produksjon ved hjelp av infrastruktur fra Yme. Det andre funnet i Nordsjøen ble gjort av Philips innenfor lisens 018, hvilket ligger nær Ekofisk-feltet.

2.2. Feltutbygging Anslag 2000

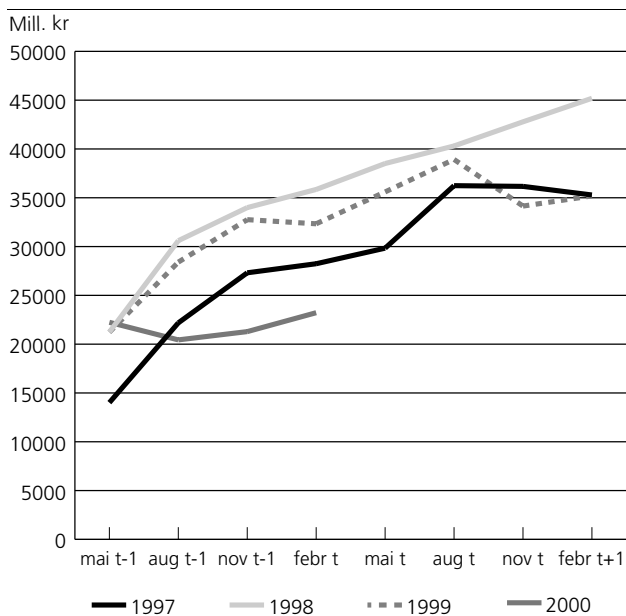
Investeringer til feltutbygging i 2000 er nå anslått til 23,2 milliarder kroner. Tilsvarende anslag for 1999 innhentet i 1. kvartal 1999 var på 32,3 milliarder kroner. Nedgangen fra 1999 til 2000 skyldes at det har blitt igangsatt få utbyggingsprosjekter de siste årene. Ved denne tellingen ligger det inne estimater for Ringhorn og Grane. Utbyggingsplanene for disse feltene er ennå ikke formelt godkjent, men en godkjenning vil antageligvis komme i nær fremtid. Regjeringen har også gått inn for å bygge ut gassfeltet Kvitebjørn, men utbyggingen vil antageligvis ikke starte før i 2001. Ettersom Grane, Ringhorn og Kvitebjørn er utbygginger som vil koste mer enn 5 milliarder kroner, så må disse etter gjeldende bestemmelser godkjennes av Stortinget før de blir endelig godkjent.

Funn gjort i 1999

Letebrønn	Utv. tillatelse	Operatør	Funntype	Utvinnbare olje-kondensatressurser (mill Sm ³)	Utvinnbare gassressurser (mrd. Sm ³)
Nordsjøen					
9/2-9S	114	Statoil	Olje	<1	
2/7-31	018	Philips	Olje og gass	2-6	2-5
Norskehavet					
6406/2-7	199	Saga	Gass og kondensat	40-50	40-55
6507/3-3	159	Statoil	Gass	0,6	15,5
6407/9-9	093	Shell	Olje	0,5	1,6

Kilde: Oljedirektoratet

Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1997-2000. Millioner kroner



Endelige tall for 1999

Investeringer til feltutbygging endte i 1999 på 35,2 milliarder kroner, som var en nedgang på 9,9 milliarder fra 1998. De største investeringene i 1999 kom fra feltene Eldfisk, Oseberg Sør, Snorre B og Åsgard. I løpet av 1999 ble feltene Rimfaks, Gullfaks Sør, Visund, Åsgard, Oseberg Øst, Borg, Balder, Jotun og Troll C satt i produksjon. Samtidig ble kun fire planer for utbygging og drift godkjent i 1999. Dette gjaldt Huldra, Borg, Sygna og Tune. Dette er hovedgrunnen til at investeringene falt fra 1998 til 1999.

2.3. Felt i drift

Anslag 2000

Anslaget for investeringer til felt i drift i 2000 er nå på 19,1 milliarder kroner, noe som er 2,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1999. Oppgangen skyldes at det i løpet av 1999 ble satt flere felt i drift.

Endelige tall for 1999

Investeringer til felt i drift i 1999 ble på 19,9 milliarder kroner, en økning på 7,5 milliarder kroner fra 1998. De største bidragsyterne her var de store feltene Heidrun, Statfjord, Troll og Oseberg, men de nye feltene som ble satt i drift i 1999 bidro også til at investeringene økte fra 1998.

2.4. Landvirksomhet

Anslag 2000

Anslaget for landvirksomhet for 2000 er på 0,9 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 2,3 milliarder

sammenlignet med 1999. Nedgangen skyldes at det er forventet lavere investeringer på Åsgard mottaksterminal og Statpipe-terminalen i 2000 enn i 1999.

Endelige tall for 1999

Investeringer til landvirksomhet i 1999 kom på 4,3 milliarder kroner, en nedgang på 1,4 milliarder fra 1998. De viktigste bidragsyterne i 1999 var Åsgard mottaksterminal og Statpipe-terminalen.

2.5. Rørtransport

Anslag 2000

Investeringer til rørtransport for 2000 er anslått til 0,6 milliarder kroner. Dette er 4,0 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 1999. Nedgangen skyldes lavere investeringer i Europipe II som ble ferdigstilt i fjor, og i rørledningen mellom Åsgard og Kårstø som skal stå ferdig til 1. oktober i år.

Endelige tall for 1999

Det endelige tallet for rørtransport i 1999 ble på 4,7 milliarder kroner, som var 3,7 milliarder lavere enn det endelige tallet for 1999. De største investeringene i rørtransport kom fra Europipe II, rørledningen mellom Åsgard og Kårstø og Troll oljerør.

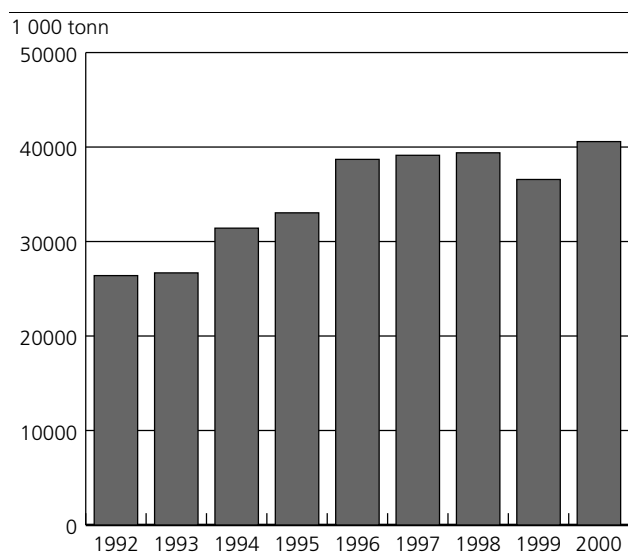
3. Produksjon

Den samlede produksjon av petroleum på norsk kontinentalsokkel var på 63,6 millioner Sm³ o.e. i første kvartal 2000, en økning på 11,0 prosent sammenlignet med første kvartal 1999. Oljeproduksjonen (inkl. NGL og kondensat) utgjorde 48,3 millioner Sm³ o.e., mens produksjonen av naturgass var på 15,3 millioner Sm³ o.e. Aldri før har det blitt produsert mer olje og mer gass enn det ble gjort i første kvartal i år.

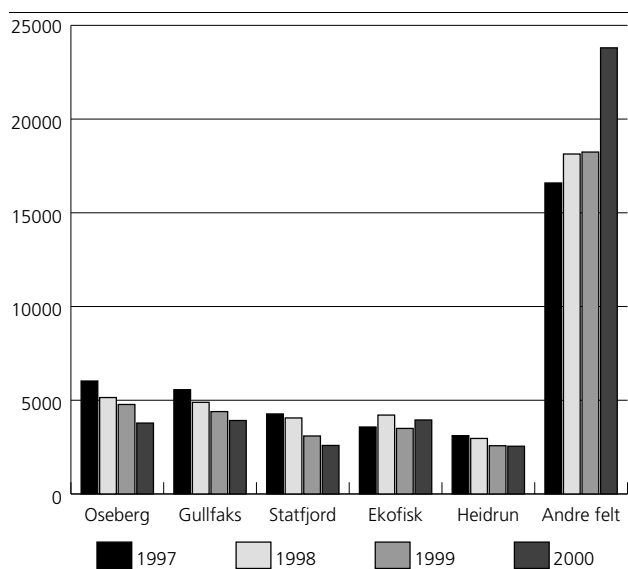
3.1. Råolje

Produksjonen av råolje (inkl. NGL og kondensat) var i første kvartal på 40,6 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe) eller ca. 3,32 millioner fat per dag. Dette er den høyeste produksjonen som noen gang er målt i løpet av et kvartal på norsk sokkel. I forhold til samme periode i fjor er dette en økning på 11,0. Tallet er også 4,9 prosent høyere enn oljeproduksjonen i toppåret 1996.

I første kvartal i år hadde Norge et produksjonskutt på 200 000 fat per dag. Fra og med 1. april i år er dette produksjonskuttet redusert til 100 000 fat per dag. Produksjonskuttene har så langt hatt lite praktisk betydning for norsk oljeproduksjon, slik at en lettelse på 100 000 fat per dag neppe vil slå ut i en like stor produksjonsøkning.

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-mars. 1992-2000. 1000 tonn

Produksjonen av råolje sank på 21 av 32 produserende felt i første kvartal i år sammenlignet med samme periode i fjor. Av de eldre feltene var det kun Ekofisk, Statfjord Nord, Veslefrikk og Yme som opplevde en høyere produksjon i år. Økningen i produksjonen av råolje skyldes derfor i hovedsak de nye feltene som har kommet i drift de siste 2-3 årene. De fem nye feltene Balder, Jotun, Troll C, Visund og Åsgard hadde en samlet produksjon på ca. 5,0 mtoe i første kvartal i år. Av disse var Åsgard størst med en oljeproduksjon på 1,65 mtoe.

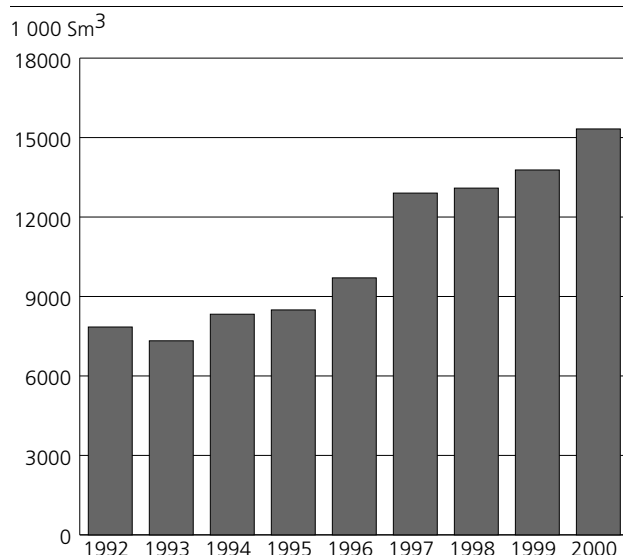
Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) etter felt. Januar-mars. 1997-2000. 1000 tonn

De fem store feltene Ekofisk, Gullfaks, Statfjord, Oseberg og Heidrun hadde en samlet produksjon på 16,8 mtoe i første kvartal i år, en nedgang på 1,5 mtoe sammenlignet med tilsvarende periode i fjor. I første kvartal 1997 utgjorde produksjonen fra disse feltene ca. 50 prosent av total oljeproduksjon på norsk sokkel. For samme periode i år har denne andelen blitt redusert til 35 prosent.

3.2. Naturgass

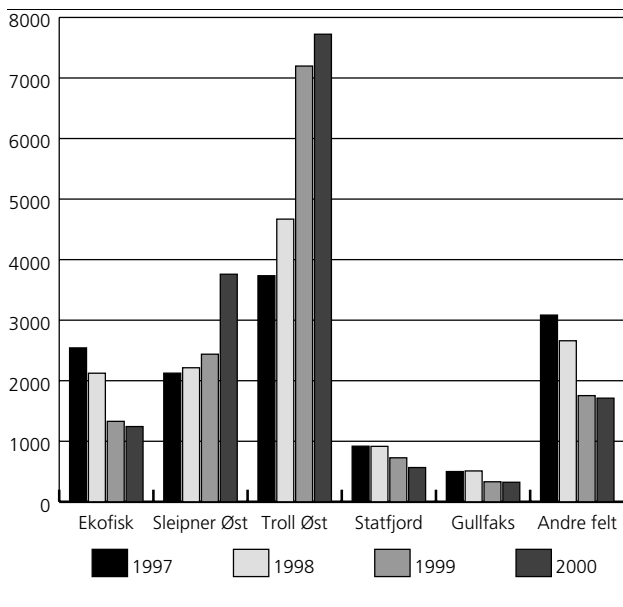
Produksjonen av naturgass var i første kvartal i år på 15,3 milliarder Sm³, en økning på 11,2 prosent sammenlignet med samme periode i fjor. Det har aldri blitt produsert mer naturgass fra norsk sokkel i løpet av et kvartal enn i 1.kvartal i år.

Når det gjelder produksjonen av naturgass er det feltene Troll Øst og Sleipner Øst som dominerer. Produksjonen fra Troll Øst var i første kvartal i år på 7,7 milliarder Sm³, mens den for Sleipner Øst var på 3,8 milliarder Sm³. Til sammen sto disse feltene for ca. 75 prosent av gassproduksjonen fra norsk sokkel i første kvartal i år. I samme periode i fjor var denne andelen på ca. 70 prosent. Produksjonen på Sleipner Øst økte med hele 54 prosent fra første kvartal i fjor til første kvartal i år, mens den for Troll Øst økte med 7,3 prosent i samme periode.

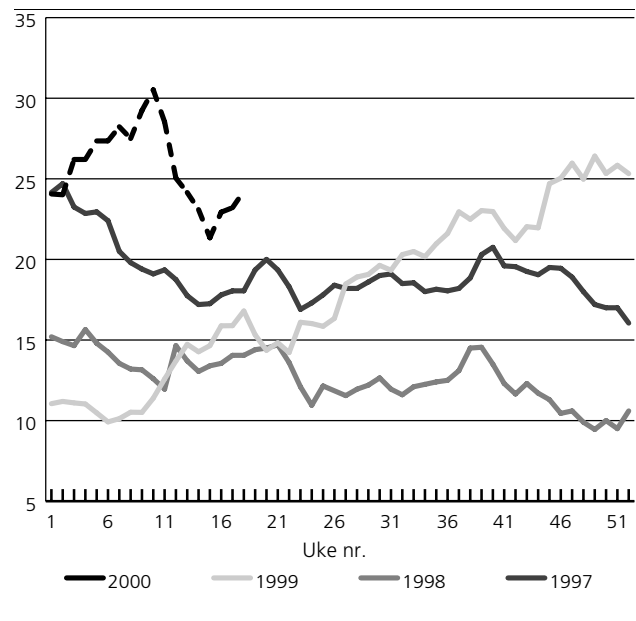
Figur 9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-mars. 1992-2000. 1000 Sm³

Av 24 gassproduserende felt sank produksjonen på 13 i første kvartal i år sammenlignet med første kvartal i fjor. Åtte felt opplevde en produksjonsøkning i samme periode mens 3 felt hadde samme produksjon. Størst var tilbakegangen på Heimdal hvor produksjonen sank med 0,3 milliarder Sm³ fra første kvartal i fjor til i år. Heimdal-feltet har imidlertid vært stengt i første kvartal i år. For de øvrige feltene var det kun små endringer i produksjonen.

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass etter felt. Januar-mars. 1997-2000. 1000 Sm³



Figur 11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000. Dollar pr. fat



4. Markedet

4.1 Prisutviklingen på Brent Blend

Gjennomsnittsprisen for Brent Blend var i 1. kvartal 2000 på 26,80 dollar per fat. I tilsvarende periode i fjor var gjennomsnittsprisen på 11,40 dollar per fat. Økningen skyldes at Opec reduserte sin produksjon med 1,7 millioner fat per dag med virkning fra 1. april 1999. Før dette hadde Opec allerede kuttet produksjonen med 2,6 millioner fat per dag, slik at de totale kuttene var på 4,3 millioner fat per dag. I tillegg kuttet Mexico, Norge, Oman og Russland sin produksjon med til sammen 0,4 millioner fat per dag.

Ved inngangen til 2000 lå spotprisen på Brent Blend på rundt 24 dollar per fat. Deretter lå oljeprisen på et nivå på mellom 22-28 dollar per fat inntil utgangen av februar. Ved inngangen til mars passerte oljeprisen 30 dollar per fat basert på rykter om at Opec ville opprettholde produksjonskuttene etter Opec-møtet i Wien 27. mars i år. I ukene før møtet gikk riktignok prisen ned til ca. 25 dollar per fat, fordi markedet regnet med at Opec ville øke produksjonen. Denne forventningen ble innfridd, og Opec bestemte seg for å øke produksjonen med 1,7 millioner fat per dag med virkning fra 1. april i år. I tillegg bestemte Norge og Mexico at de skulle sin produksjon med hhv. 100 000 og 150 000 fat per dag. På Opec-møtet ble Opec også enige om å innføre et prisbånd på råolje. Dette betyr at så lenge oljeprisen ligger mellom 22-28 dollar per fat vil Opec opprettholde kuttene på dagens nivå. Skulle prisen på råolje ligge over eller under dette nivået i gjennomsnitt over en 20-dagers periode, vil Opec øke/reducere produksjonen med 500 000 fat per dag.

Oljeprisen falt med 1 dollar per fat etter Opec-møtet til et nivå på rundt 24 dollar per fat. Opec's produksjon lå allerede før møtet på ca. 1,0 millioner fat per dag høyere enn det kuttene skulle tilsi, slik at den reelle produksjonsøkningen var på ca. 700 000 fat per dag. 10. april ble spotprisen på Brent Blend notert til 21,30 dollar per fat, det laveste nivået siden november 1999.

Etter dette steg oljeprisen noe og lå ved inngangen til mai på ca. 24 dollar per fat. Normalt er etterspørselen etter råolje større i 3. kvartal enn i 2. kvartal. Ifølge mai-utgaven av IEA's "Oil Market Report" antas etterspørselen i 3. kvartal til å være 1,5 millioner fat per dag høyere enn etterspørselen i 2. kvartal. Aktørene i oljemarkedet så dermed for seg et stramt oljemarked i 3. kvartal i år. Dette førte til spotprisen på Brent Blend ble notert til 27,70 dollar per fat 15. mai.

Fredag 26. mai passerte spotprisen på Brent Blend igjen 30 dollar per fat. Ifølge nyhetsbyrået Bloomberg ble Opec's prisbånd-regel brutt torsdag 8. juni, dvs. oljeprisen hadde da ligget på over 28 dollar per fat i gjennomsnitt i 20 dager. Oljeministeren i De Forente Arabiske Emirater uttalte samme dag at Opec-president Ali Rodriguez vil ta til ordet for å øke oljeproduksjonen med 500 000 fat per dag, men enkelte analytikere stiller seg tvilende til om Opec kommer til øke produksjonen før Opec-møtet i Wien 21. juni. Det hevdes at det kun er Kuwait, Saudi-Arabia og Forente Arabiske Emirater som er i stand til å produsere mer olje. De øvrige Opec-landene produserer for fullt. Det pågår for tiden en kamp innad i Opec mellom Iran og Saudi-Arabia. Iran trener sårt de inntektene oljen gir dem. Da de ikke er

istand til å øke produksjonen vil Iran tape inntekter på økt produksjon fra Opec. Saudi-Arabia har på sin side en ledig kapasitet i oljeproduksjonen på 2-3 millioner fat per dag. Det har foreløpig ikke kommet bekreftede meldinger på at Opec vil øke produksjonen, og oljemarkedet kan således bli meget stramt i ukene fremover.

4.2. Produksjon av råolje på verdensbasis

Produksjonen av råolje på verdensbasis var ifølge International Energy Agency (IEA) på 75,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 2000. Dette er 100 000 fat per dag mer enn i 1. kvartal 1999. Landene utenfor Opec økte sin produksjon av råolje med 1,3 millioner fat per dag fra 1. kvartal 1999 til 1. kvartal 2000, mens Opec reduserte sin produksjon med 1,2 millioner fat per dag i samme periode. Når det gjelder landene utenfor Opec, så økte OECD-landene produksjonen med 0,8 millioner fat per dag mens landene utenfor OECD økte produksjonen med 0,5 millioner fat per dag. Den økte produksjonen i OECD-landene, skyldes at Norge og Australia økte sin produksjon med 0,3 millioner fat per dag fra 1. kvartal i fjor til 1. kvartal i år. Samtidig økte Canada sin produksjon i samme periode med 0,2 millioner fat per dag. Utenfor OECD og Opec var det Russland og Afrika som økte produksjonen med henholdsvis 0,3 og 0,2 millioner fat per dag i årets tre første måneder sammenlignet med tilsvarende periode i fjor. Innenfor Opec var det Saudi-Arabia som hadde størst nedgang i produksjonen. De produserte 0,4 millioner fat per dag mindre i 1. kvartal i år sammenlignet med 1. kvartal i fjor. I samme periode falt produksjonen med 0,2 millioner fat per dag i Iran og Irak.

4.3. Etterspørselen etter råolje på verdensbasis

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis på 75,7 millioner fat per dag i 1. kvartal i år. Dette er en nedgang på 0,4 millioner fat per dag sammenlignet med 1. kvartal i 1999. Nedgangen i etterspørselen etter råolje var størst i OECD-Europa og tidligere Sovjetunionen hvor etterspørselen sank med henholdsvis 0,7 og 0,5 millioner fat per dag fra 1. kvartal i fjor til 1. kvartal i år. I samme periode steg etterspørselen etter råolje med 0,5 millioner fat per dag i Kina. For de øvrige regionene var det kun små endringer i etterspørselen.

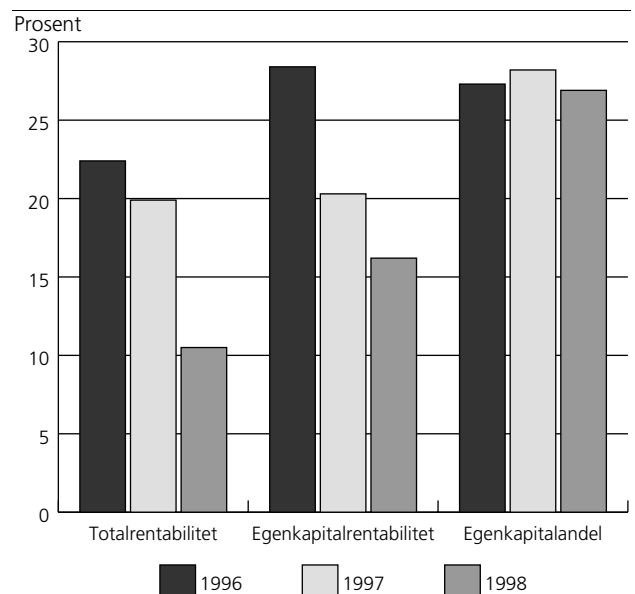
IEA antar at etterspørselen etter råolje på verdensbasis vil bli på 75,1 millioner fat per dag i 2. kvartal i år. For 3. kvartal i år er anslaget på 76,6 millioner fat per dag, mens anslaget for 4. kvartal er på 78,7 millioner fat per dag.

5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1998

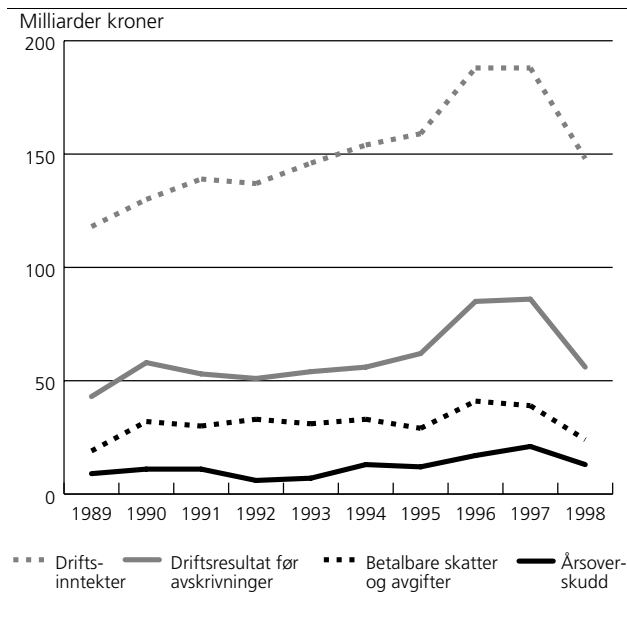
- Lav lønnsomhet i foretak som var rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel i 1998.
- Sterk forverring av driftsmarginen.
- Høy skattekostnad.

Foretak som er rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel hadde generelt svake resultater i 1998. I denne regnskapsstatistikken er det medregnet all virksomhet i foretakene, også aktivitet som ikke er knyttet til olje- og gassutvinning. Totalrentabiliteten for 1998 var 10,5 prosent og egenkapitalrentabiliteten (etter skatt) 16,2 prosent. Tall for identiske foretak mellom 1997 og 1998 viser en reduksjon i avkastningen for total kapital og egenkapital på hhv. 9,4 og 4,0 prosentpoeng.

Figur 12. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1996 - 1998. Prosent



Figur 13. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1998. Mrd. kr

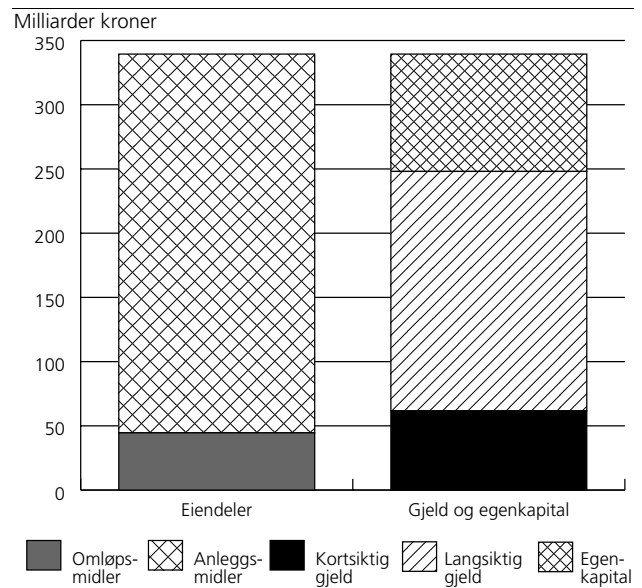


Driftsinntektene for 1998 målte 148,1 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 21,3 prosent fra 1997 da driftsinntektene lå på 188,3 milliarder kroner. Vi må helt tilbake til 1993 for å finne tilsvarende lave tall på driftsinntektene.

Lønnsomhetsforverringen i 1998 skyldtes hovedsakelig en relativ lav oljepris i hele 1998. Driftsresultatet i forhold til driftsinntektene gikk ned fra 34,0 prosent i 1997 til 22,3 prosent i 1998 for identiske foretak. Driftsresultatet gikk ned med 48,4 prosent til 33,0 milliarder kroner i 1998, mens resultat før ekstraordinære poster gikk ned med 48,8 prosent til 27,7 milliarder kroner. Finansresultatet ble noe forbedret i løpet av 1998 sammenlignet med 1997. Hovedårsaken til dette er økt utbytte på aksjer og et lavere valutatap i forhold til 1997.

En betydelig del av inntjeningen i rettighetshaverforetakene kommer staten til gode gjennom skatter og avgifter. For 1998 var det sterk nedgang i skatte og en økning i avgiftene. Foretakenes skattekostnad ble i 1998 beregnet til 13,1 milliarder kroner, hvorav den betalbare skatten var 10,9 milliarder. For skattekostnaden samlet var det en nedgang på 24,0 milliarder kroner fra 1997. Royalty og andre særavgifter på salgsinntektene beløp seg til 13,0 milliarder kroner i 1998, dette er 2 milliarder kroner høyere enn året før. Samlet skatt og avgift målte 17,7 prosent av driftsinntektene i 1998, mot 25,6 prosent i 1997. Skattekostnaden utgjorde 51,2 prosent av resultat før skattekostnad i 1998 mot 64,3 prosent i 1997.

Figur 14. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 1998. Mrd. kr



Årsoverskuddet gikk ned fra 20,6 milliarder kroner i 1997 til 12,5 milliarder kroner i 1998. Beregnet i forhold til driftsinntektene gikk årsoverskuddet ned fra 10,9 prosent i 1997 til 8,5 prosent i 1998. Utdelingen til eierne gikk ned fra 10,4 milliarder kroner i 1997 til 8,6 milliarder i 1998. Dette medførte at 68,9 prosent av årsoverskuddet i 1998 gikk til utbytte, mot 50,3 prosent i 1997. Utbytteprosentene i årene 1994 til 1997 var forholdsvis lave, slik at betydelige overskuddsmidler ble holdt tilbake i foretakene. I 1998 og i årene 1992 og 1993 ble det derimot delt ut et betraktelig høyere utbytte i prosent.

Totalt investert kapital i foretakene var bokført til 339,4 milliarder kroner ved utgangen av 1998, en økning på 10,5 prosent fra begynnelsen av året. Av denne kapitalen var 13,1 prosent bundet i omløpsmidler (hovedsakelig fordringer) og 86,9 prosent i anleggsmidler (66 prosent i varige drifmidler). 18,2 prosent av total kapitalen var finansiert ved kortsiktig gjeld og 81,8 prosent ved langsiktig gjeld og egenkapital. Egenkapitalandelen målte 26,9 prosent, mens langsiktig gjeld til selskaper i samme konsern utgjorde 16,5 prosent av total kapitalen. Gjennom 1998 gikk egenkapitalandelen nedmed 1,3 prosentenheter mens den langsiktige konserngjelden økte med 1,8 prosentenheter.

6. Mer informasjon

Kontaktpersoner i Statistisk sentralbyrå

Dersom du ønsker mer informasjon kan du kontakte:
Nils Anders Nordlien, tlf. 22 86 47 67,
e-post: Nils.Anders.Nordlien@ssb.no

Ønsker du mer informasjon om regnskapsstatistikken for olje- og gassvirksomhet kan du kontakte:

Morten Qvenild Andersen, tlf. 22 86 47 64,
e-post: Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no

Investment Statistics. Oil and Gas Activity, 1st quarter 2000

Lower oil investments in 1999

According to the investment survey conducted in the first quarter of this year, the 1999 investments in the oil and gas extraction and pipeline transport sectors totalled NOK 69.1 billion. This was a NOK 10.1 billion decline from 1998.

The decline from 1998 was mostly due to lower investments in field development. Investments in field development in 1999 came to NOK 35.2 billion, a decrease of NOK 9.9 billion from 1998. Only a few development projects have been initiated in recent years, which explains the decline from 1998 to 1999.

Investments in fields on stream in 1999 amounted to NOK 19.9 billion, the highest figure ever recorded and a NOK 7.5 billion increase from 1998. The increase from 1998 is mostly due to higher investments in existing fields, but the inclusion of the new fields like Åsgard, Visund, Oseberg East, Varg, Troll C and Balder also contributed.

Exploration investments totalled NOK 5.0 billion in 1999. This is NOK 2.6 billion lower than in 1998. We must go back to 1995 to find a similar low level in exploration activities. The extremely low oil price we had a year ago, probably explains the decrease in exploration investments.

Investments in onshore activities and pipeline transport last year came to NOK 4.3 and 4.7 billion respectively, which resulted in a fall from 1998 of NOK 1.4 and 3.7 billion respectively. The decline in investments for pipeline transport is mainly due to lower investments in Europipe II and in the pipeline between Åsagrød and Kårstø in 1999 than in 1998.

Investments will cut back even further this year

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport in 2000 are now estimated at NOK 49.5 billion. This is NOK 12.6 billion lower than the corresponding estimate for 1999 given in the 1st quarter of 1999. The decrease is mainly due to a fall in investments for field development.

Investments in field development for 2000 are now estimated at NOK 23.2 billion. This is a NOK 9.1 billion drop compared with the corresponding estimate for 1999, but a NOK 1.9 billion upward adjustment from the estimate for 2000 from the previous quarter. Estimates for the new projects Ringhorn and Grane are for the first time included in this survey.

Exploration investments for 2000 are now estimated at NOK 5.6 billion. This is an increase of NOK 0.4 billion from the corresponding estimate for 1999, but a NOK 1.5 billion downward adjustment from the last estimate for 2000 given in the 4th quarter of 1999. Drilling of 7 exploration wells have been removed from the companies' budgets since the previous quarter.

Investments in fields on stream in 2000 are now estimated at NOK 19.1 billion. This is an increase of NOK 2.3 billion from the corresponding estimate for 1999 and an upward adjustment of NOK 0.4 billion from the estimate for 2000 given in the 4th quarter of 1999.

Investments in onshore activities and pipeline transport for 2000 are now estimated at NOK 0.9 and 0.6 billion respectively. This is nearly unchanged from the last estimate conducted in the 4th quarter of 1999.

Further information

For further information please contact:
Mr. Nils Anders Nordlien, tel: 22 86 47 67,
e-mail: nils.anders.nordlien@ssb.no

Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 1998

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 questionnaire used in the survey is the same as the one used by the tax authorities. In general the information on the income statement and the balance sheet corresponds, but is 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. Details on these changes are given in the publications for the years when the changes took place.

Some main results

An enterprise who had the right to privileges on the Norwegian Continental Shelf could show relatively low earnings in 1998. The return on total assets for 1998 was 10.5 per cent and the return on equity after taxes was 16.2 per cent. From 1997 the figures for identical enterprises showed a decrease in return on total assets and equity of 9.4 and 4.0 percentage points, respectively. The operating income for 1998 came to NOK 148 billion. This is a decrease of 21 per cent compared with 1997 when the operating income was NOK 188 billion.

The worsening in profitability is mainly caused by low operating income due to low oil prices in 1998. The operating profit went down by 48 per cent from 1997 to NOK 33.0 billion in 1998. The net of financial items increased during 1998 compared with 1997. This is mainly due to the increased financial income in 1998, more specifically higher dividends on shares and higher surplus on foreign exchange.

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 1998 calculated to be NOK 13.1 billion, a decrease of NOK 24,0 billion compared with 1997. Royalties and extra fees came to NOK 13.0 billion in 1998, which is NOK 2 billion higher than the previous year. The total amount of taxes and fees was 17.7 per cent

of the operating income in 1998 compared with 25.6 per cent in 1997.

The annual profit (after taxes) was NOK 12,5 billion in 1998, and this is NOK 8.1 billion lower than in 1997. From the NOK 12.5 billion 68,9 per cent was used for proposed dividends and the rest was in 1998 kept by the enterprises. The enterprises have on average decreased their solvency during 1998; the equity ratio having gone down from 28.2 to 26.9 per cent.

Further information

For further information on Account Statistics please contact:

Mr. Morten Qvenild Andersen, tel: 22 86 47 64,
e-mail: Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no

1a. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ³	Murchison ⁴	Valhall	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>				Kerr-McGee North Sea (U.K.)	BP Amoco	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . .	70	100	145	156	69	116
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves</i> ⁵						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	567,9	-	569,5	13,6	132,3	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	19,4	0,5	13,9	0,4	4,5	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	211,7	119,8	56,4	0,4	31,2	44,6
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves</i> ⁵ . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	213,3	-	73	1	71	1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,2	-	4	-	2	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	55,7	7,3	15	0	19	2
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled</i> ⁶	353	28	193	-	92	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	97	10	78	-	42	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	1
Type <i>Type</i>	14 stål, 1 betong- plattform	4 stål, 3 betong- plattformer	3 betongplatt- former	1 stålplattform 1 steel platform	3 stålplattformer 3 steel platforms	1 stålplattform 1 steel platform
	14 steel, 1 con- crete platform	4 steel, 3 con- crete platforms	3 concrete plat- forms			
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Tees- side. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Em- den</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøyelaster Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas pipe- line to Kårstø</i>	Olje i rør via Brent to Sullom Voe <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe</i>	Olje og gass i rør til Ekofisk <i>Oil and gas pipe- line to Ekofisk</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	-	-	-	-	20
Investeringer. Mrd. kroner ^{7 8} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{7 8}	160,8	34,6	104,5	6,3	29,5	16,9

¹ 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).*

² Norsk Andel: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60.82 per cent.*

³ Norsk Andel: 85,47 prosent. *Norwegian share: 85.47 per cent.*

⁴ Norsk Andel: 22,2 prosent. *Norwegian share: 22.2 per cent.*

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*

⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

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

1b. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Ula	Gullfaks	Oseberg ⁹	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1986	1986	1988	1989	1990	1991
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
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	72	142-217	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	70,0	314,8	337	54,5	8,2	36,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,5	2,0	8,0	1,3	0,2	2,2
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	21,2	34,0	9,6	1,5	7,5
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	10,2	54,8	71,5	18,7	1,8	2,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	0,7	8,0	0,3	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	3,5	34,0	7,9	0,3	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	28	159	127	34	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	83	43	11	4	10
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	3	3	3	2	1	1
Type <i>Type</i>	3 stålplattformer	3 betongplattformer	2 stål, 1 betongplattform	Flytende plattform med bunnfast brønnhodeplattform i stål	Ubemannet plattform	Stålplattform
	<i>3 steel platforms</i>	<i>3 concrete platforms</i>	<i>2 steel, 1 concrete platform</i>	<i>floating platform with steel jacket</i>	<i>Unmanned platform</i>	<i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Ekofisk <i>Oil pipeline to Ekofisk</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>	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 to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{7 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7 8}</i>	16,0	79,5	62,9	14,8	1,7	12,1

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*

⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

⁹ I desember 1996 ble plan for utbygging og drift (PUD) for ytterligere en plattform godkjent. Plattformen skal behandle gass fra Oseberg Feltsenter for eksport. *In December 1996 the plan for development and operation (PDO) for an additional platform was approved. The platform will be processing gas from Oseberg Field Center for exports.*

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

1c. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Snorre	Sleipner Øst ¹⁰	Draugen	Brage	Tordis	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992	1993	1993	1993	1994	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1981	1984	1980	1987	1976
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Shell	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	270	137	ca.200	180
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves</i> ⁵						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	225,3	-	111,6	46,7	47,7	35,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,0	36,1	-	0,7	1,2	1,0
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	9,2	50,3	-	2,6	5,2	5,1
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves</i> ⁵						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	153,8	-	58,4	12,5	7,2	16,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	4,0	10,0	-	0,2	0,2	0,7
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	5,9	26,4	-	1,1	1,3	3,9
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled</i> ⁶	49	22	17	42	12	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	12	7	22	5	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Strekstagsplatt- form i stål <i>Tension Leg Platform (TLP), steel</i>	Betong- platt- form <i>Concrete plat- form</i>	Bunnfast be- tonginnretning med integreert dekk <i>Concrete subsea system with inte- grated deck</i>	Bunnfast platt- form i stål <i>SteelPlatform</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje, gass i rør til Statfjord <i>Oil, gas in pipe- line to Statfjord</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø. Gass i rør til Emden via Ekofisk til Zee- brügge <i>Condensate piped to Teesside via Kårstø. Gas piped to Emden via Ekofisk to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje <i>Loading buoys for oil</i>	Olje i rør via Ose- berg til Sture <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture</i>	Rørledning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gull- faks C</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statf- jord C</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Pro- sent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	31,40	29,60	57,88	34,30	51,00	40,50
Investeringer. Mrd. kroner ^{7 8} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{7 8}	55,8	28,8	21,8	14,0	6,9	5,2

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*

⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

¹⁰ Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

¹¹ Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. *Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst.*

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

1d. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Heidrun	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest ¹¹	Yme	Troll Øst ¹¹
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	ca.350	290	120	300-340	ca.90	330
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	183,8	41,6	5,5	195,0	9,3	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,7	0,1	-	-	127,0
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	19,9	3,1	1,6	-	-	653,0
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	132,9	25,4	0,2	136,5	2,7	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,5	-	-	-	127,0
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	18,3	2,2	0,4	-	-	588,1
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	39	11	12	98	15	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	8	4	33	4	39
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Flytende betongplattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervannsutbygging <i>Subsea production</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betongplattform <i>Floating concrete platform</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøyelasting av olje <i>Loading byous for oil</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus Oil to Oseberg</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tank-skip <i>Loading to tankers</i>	Gass/kondensat i rør til Koll-snes/Sture <i>Gas/condensat piped to Koll-snes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i>						
Per cent.....	64,16	30,00	41,62	62,93	30,00	62,93
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ ⁸ <i>Investments. Bill. NOK⁷ ⁸</i>	47,5	6,2	6,7	48,7	2,4	47,2

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*

⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*

⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

¹¹ 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.*

1e. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Sleipner Vest	Vigdís	Norne	Njord	Gullfaks Sør	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1999	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
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves</i> ⁵						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	33,3	80,4	28,4	32,8	4,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	35,5	-	1,1	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	125,5	2,3	15,0	-	61,2	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves</i> ⁵						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	21,9	65,1	22,8	32,0	2,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	26,5	-	1,1	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	97,1	2,3	15,0	-	61,2	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled</i> ⁶	15	10	19	14	11	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	12	5	6	6	3	4
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	2	1	1	1	1	2
Type <i>Type</i>	Brønnhodeplatt- form i stål, ube- mannet	Havbunnsinstal- lasjoner knyttet til Snorre	Produksjonsskip <i>Production ship</i>	Flytende stålplatt- form <i>Floating steel platform</i>	Havbunnsinstal- lasjon knyttet til Gullfaks	Produksjonsskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
	behandlingsplatt- form <i>Steel wellhead platform, un- manned process- ing platform</i>	<i>Subsea connec- tion to Snorre</i>			<i>A Subsea connec- tion to Gull- faks A</i>	
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Emden og Zeebrügge	Olje i rør til Gullfaks A	Lasting til tank-skip	Lasting til tank-skip	Olje i rør til Gullfaks A.	Lasting til tank-skip.
	Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø	<i>Oil piped to Gullfaks A</i>	<i>Loading to tankers</i>	<i>Loading to tankers</i>	<i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	<i>Loading to tankers.</i>
	<i>Gas piped to Emden and Zeebrügge Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>					
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	32,37	51,00	55,00	30,00	73,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{7 8} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{7 8}	23,6	6,8	13,8	8,9	13,0	4,3

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

1f. Felt i produksjon. 31. januar 2000
Fields in production. 31 January 2000

	Gullveig	Rimfaks	Visund	Oseberg Øst	Åsgard	Balder	Jotun
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1998	1999	1999	1999	1999/2000	1999	1999
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1995	1983	1986	1979	1981-1985	1967	1994
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil	Esso	Esso
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	135	135	335	160	240-300	375	126
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves</i> ⁵							
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	2,7	19,5	48,5	22,8	64,6	26,7	31,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	-	-	77,0	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	2,0	-	-	0,8	198,1	-	1,0
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves</i> ⁵							
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	2,3	18,1	47,9	21,9	60,7	25,7	30,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	-	-	77,0	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	2,0	-	-	0,8	198,1	-	1,0
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled</i> ⁶	3	7	10	7	34	25	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	1	-	1	3	0,0	0,0	0,0
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>							
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	2	1	2
Type <i>Type</i>	Havbunnsin- stallasjon knyttet til Gullfaks A Subsea connection to Gullfaks A	Havbunnsin- stallasjon knyttet til Gullfaks A Subsea connection to Gullfaks A	Halvt ned- senkbar in- stallasjon for oljefasen. Semi-sub in- stallation for oil phase.	Stålplatt- form Steel plat- form	Produksjons- skip for olje- fasen, Semi for gass- fasen Production- ship for oil phase. Semi for gas phase.	Produksjons- skip og brøn- nhodeplattfo- rm. Production ship and wellhead platform.	Produksjons- skip og brøn- nhodeplattfo- rm. Production ship and wellhead platform.
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipe- line to Gull- faks A.</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipe- line to Gull- faks A.</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og ut- skipning. <i>Oil in pipe- line to Gull- faks A for storage and loading to tankers</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gassen skal først in- jekseres. Se- nere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipe- line to Ose- berg The gas is first inject- ed. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og vi- dere til konti- nentet. Olje lastes til skyt- teltanker. <i>Gas in pipe- line to Kårstø and thereafter Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje lastes til skytteltank- er. Gass i rør til Kårstø og videre til kon- tinentet. <i>Oil loaded to tankers. Gas in pipe- line to Kårstø and thereafter to continen- tal Europe.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i> Per cent.	73,0	73,0	49,6	45,4	46,95	-	3,00
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ ⁸ <i>Investments. Bill. NOK</i> ⁷ ⁸	1,0	5,6	15,7	4,9	43,8	10,0	9,0

⁵ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*⁶ Pr. 31. mars 2000. *As of 31 March 2000.*⁷ Pr. 31. desember 1999. *As of 31 December 1999.*⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

2. Felt under utbygging. 31. januar 2000
Fields under development. 31 January 2000

	Oseberg Sør	Gullfakssat. fase 2 ⁴	Snorre 2 ⁵	Huldra	Sygna	Tune
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2000	2000	2001	2001	2000	2002
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1984	1978	1979	1982	1996	..
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	100	135-216	300-350	125
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	53,5	-	-	-	9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	-	7,7	-	6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	11,4	-	-	18,7	1	24,0
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	11	-	4	-	1	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>						
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	124 000	34 000	108 000	-	..	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,5	-	1,7	-	..
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	1,1	4,8	-	3,2
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gull- faks A og C <i>Subsea con- nection to Gull- faks A and C</i>	Halv nedsenk- bar plattform <i>Semi-sub plat- form</i>	Brønnhode- plattform, og bruk av opp- jekkbar bore- rigg. <i>Wellhead plat- form and use of jackup- rig.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Statfjord C <i>Subsea con- nection to Stat- fjord C</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea con- nection to Ose- berg D</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Ose- berg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg til Sture.</i>	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksister- ende fasiliteter på plattfor- men. Gass til Kårstø via Gull- faks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing fasili- ties on the plat- form Gas to Kårstø via Gull- faks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i> Per cent.	38,36	73,00	31,40	31,96	39	50,00
Antatte investeringer Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> ³	9,6	7,2	14,2	5,9	2	..

¹Pr. 31. desember 1999. As of 31 December 1999.²Pr. 31. mars 2000. As of 31 March 2000.³Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2000-kroner. Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2000 NOK.⁴Opprinnelige salgbare reserver er inkludert under Gullfaks Sør, Gullveig og Rimfaks i tabell 1. Initially recoverable reserves are included in Gullfaks Sør, Gullveig and Rimfaks in table 1.⁵Opprinnelige salgbare reserver er inkludert under Snorre i tabell 1. Initially recoverable reserves are included in Snorre in table 1.

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

3a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1999
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1999

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ²	Murchison ²	Valhall	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Heimdal	Ula
Statoil	0,95	19,99	51,87	51,87	-	14,55	21,88	20,00	-
SDØE	5,00	-	-	-	-	40,50	30,00	20,00	-
Norsk Hydro	6,37	32,87	-	-	-	4,20	-	15,80	-
Elf Petroleum Norge AS	8,03	26,42	-	-	15,72	2,80	-	11,94	-
Saga Petroleum ASA	0,29	-	-	-	-	2,44	-	3,47	-
Total Norge AS	3,37	20,72	-	-	-	-	-	4,82	-
Norske Conoco as	-	-	12,09	12,09	-	6,04	12,08	-	-
Esso Norge as	-	-	10,00	10,00	-	10,25	10,00	-	-
Mobil	-	-	15,00	15,00	-	7,50	15,00	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	80,00
AS Norske Shell	-	-	10,00	10,00	-	5,00	10,00	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	1,04	1,04	28,09	0,52	1,04	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	28,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-	-
RWE-DEA Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-	-
Ugland Construction Company AS	-	-	-	-	-	-	-	0,17	-
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80	-
AS Pelican	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	15,00

¹ Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Albuskjell er delt 50-50 mellom Shell og rettighetshaverne på blokk 2/4 (Phillipsgruppen). Tor er fordelt med 73,75 prosent på Phillipsgruppen og 26,25 prosent på Amoco/Noco gruppen (Amoco 28,33, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 og Norwegian Oil 15,0). Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Albuskjell is divided 50-50 between Shell and the licensees of block 2/4 (the Phillips Group). Tor is divided 73.75-26.25 between the Phillips Group and the Amoco/Noco Group (The Amoco/Noco Group consists of Amoco 28.33, Amerada 28.33, Enterprise Oil 28.33 and Norwegian Oil 15 per cent).

² Norsk andel på 60,82% av Frigg, 85,47% av Statfjord og 22,20% av Murchison. Norwegian share, 60.82 of Frigg, 85.47% of Statfjord and 22,20% of Murchison.

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

3b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1999
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1999

	Gullfaks	Oseberg	Sleipner-Øst	Heidrun	Hod	Balder	Tordis	Troll Øst	Veslefrikk
Statoil	18,00	14,00	20,00	12,43	-	-	7,22	13,87	18,00
SDØE	73,00	50,78	29,60	64,16	-	-	51,00	62,93	37,00
Norsk Hydro	9,00	13,68	10,00	-	-	-	8,40	7,72	-
Elf Petroleum Norge AS	-	5,77	10,00	-	25,00	-	5,60	2,35	-
Saga Petroleum ASA	-	8,55	-	-	-	-	4,88	2,06	-
Total Norge AS	-	2,88	-	-	-	-	-	1,35	18,00
Norske Conoco as	-	-	-	18,29	-	-	-	1,62	-
Esso Norge as	-	-	30,40	-	-	100,00	10,50	-	-
Mobil	-	4,33	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	8,10	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,80	-	11,25
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Fortum Petroleum AS	-	-	-	5,12	-	-	-	-	-
Petro-Canada Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,00
Norske RWE-DEA AS	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25

3c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1999
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1999

	Gyda	Snorre	Draugen	Brage	Troll Vest	Frøy	Yme	Sleipner Vest	Vigdis
Statoil	-	13,00	-	12,66	13,87	12,34	35,00	17,13	7,22
SDØE	30,00	31,40	57,88	34,30	62,93	41,62	30,00	32,37	51,00
Norsk Hydro	-	8,93	-	24,44	7,72	6,05	-	8,85	8,40
Elf Petroleum Norge AS	-	5,95	-	-	2,35	24,76	-	9,41	5,60
Saga Petroleum ASA	-	8,72	-	-	2,06	-	25,00	-	4,88
Total Norge AS	-	-	-	-	1,35	15,23	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	-	-	1,62	-	-	-	-
Esso Norge as	-	11,16	-	16,34	-	-	-	32,24	10,50
Amerada Hess Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	16,20	-	8,10	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	56,00	-	18,36	-	-	-	-	-	-
AS Pelican	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	8,88	-	-	-	-	10,00	-	2,80
Norske MOECO AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	-	-	-	-	-	-	9,60
Fortum Petroleum AS	-	-	-	12,26	-	-	-	-	-
Norsk Chevron AS	-	-	7,56	-	-	-	-	-	-

3d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1999
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1999

	Njord	Norne	Varg	Gullfaks Sør	Gullveig	Rimfaks	Åsgard	Oseberg Øst	Oseberg Sør
Statoil	20,00	24,00	35,00	18,00	18,00	18,00	13,55	14,00	18,22
SDØE	30,00	55,00	30,00	73,00	73,00	73,00	46,95	45,40	38,36
Norsk Hydro	22,50	8,10	-	9,00	9,00	9,00	2,60	12,25	21,88
Elf Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	9,33	-
Saga Petroleum ASA	-	-	35,00	-	-	-	7,00	7,35	10,14
Total Norge AS	-	-	-	-	-	-	7,65	4,67	-
Norske Conoco as	-	-	-	-	-	-	-	-	7,70
Enterprise Oil Norge AS	-	6,00	-	-	-	-	-	-	-
Norsk Agip as	-	6,90	-	-	-	-	7,90	-	-
Mobil	20,00	-	-	-	-	-	7,35	7,00	3,70
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	7,00	-	-
Petro-Canada	7,50	-	-	-	-	-	-	-	-

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2000. Mill.kr
Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2000. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 ¹
I alt Total	54 653	48 583	47 878	62 486	79 216	69 096	49 497
Utvinning av råolje og naturgass i alt							
Total extraction of crude petroleum and natural gas	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	64 403	48 904
Leting Exploration	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 993	5 664
Feltutbygging Field development	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	23 223
Varer Commodities	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 707
Tjenester Services	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	4 333
Produksjonsboring Production drilling	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	5 182
Felt i drift Fields on stream	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	19 074
Varer Commodities	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	3 737
Tjenester Services	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	2 439
Produksjonsboring Production drilling	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	12 899
Landvirksomhet ² Onshore activities ²	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	4 297	944
Rørtransport Transport via pipelines	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	593

¹ Registrert 1. kvartal 2000. Registered 1st quarter 2000.

² Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land. Includes offices, bases and terminals onshore.

5. Påløpne investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-1999. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1999. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	8 136	7 680	5 434	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 993
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	381	334	572	518	378	505	489	474	345
Seismikk <i>Seismic</i>	611	629	524	981	273	644	406	554	152
Spesielle studier <i>Special studies</i>	31	44	40	38	33	58	96	136	88
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	849	363	585	655	768	431	627	933	540
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	485	246	362	363	320	348	338	502	325
Feltutvikling <i>Field development</i>	348	105	216	288	446	81	284	403	213
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	-	-	-	-	-	-	-	8	0
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	16	12	7	4	1	1	3	20	1
Administrasjon og andre kostnader									
<i>Administration and other costs</i>	957	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	239	446	308	269	287	239	291	335	250
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	343	332	96	345	294	281	444	369	346
Arealavgift <i>Area fee</i>	329	314	423	456	464	455	563	550	529
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i>	46	68	18	23	22	121	40	29	18
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 912	1 846	1 108	706	742	995	2 150	1 872	1 374
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 769	1 658	975	530	631	851	1 907	1 459	1 197
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	143	188	133	176	112	144	241	413	176
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	661	569	345	214	206	282	614	409	212
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	211	181	140	60	56	53	103	93	39
Båter <i>Vessels</i>	450	388	205	154	150	229	513	317	173
Varer <i>Commodities</i>	925	616	407	313	368	413	668	474	329
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v.									
<i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	367	313	180	135	129	181	291	148	127
Sement <i>Cement</i>	84	59	38	27	35	35	60	48	30
Boreslam <i>Drilling mud</i>	170	123	91	87	95	106	205	87	61
Drivstoff <i>Fuel</i>	128	108	60	32	36	61	61	34	32
Bruk av maskiner og utstyr									
<i>Use of machinery and equipment</i>	93	66	29	27	62	40	57	132	54
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	82	-53	11	5	11	-10	-5	26	24
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	115	137	64	50	52	90	100	17	21
Sementtjenester <i>Cement services</i>	54	39	25	11	17	21	46	43	22
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	135	110	45	58	54	71	78	59	43
Logging <i>Logging</i>	262	234	166	83	102	113	239	166	132
Testing <i>Testing</i>	143	176	101	67	98	175	90	140	67
Dykking <i>Diving</i>	53	52	24	16	18	27	40	41	23
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	124	95	57	17	61	4	106	87	9
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	923	1 277	526	192	409	531	1 216	890	494

6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1999. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1999. Million NOK

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

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 1997 - Q4 1999. Million NOK

	1997		1998				1999			
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	
Letekostnader i alt Exploration costs, total	2 371	2 248	1 605	1 912	1 811	1 587	1 066	1 070	1 270	
Undersøkelserboring Exploration drilling	1 555	1 090	1 116	1 032	959	774	614	768	569	
Borefartøyer Drilling rigs	634	483	541	479	369	377	375	302	320	
Leie av borefartøyer Hire of drilling rigs	565	276	497	403	284	329	342	265	261	
Andre borekostnader Other drilling costs	68	207	44	77	85	48	33	37	59	
Transportkostnader Transportation costs	182	96	81	125	107	64	56	38	54	
Helikopter og fly Helicopters and airplanes	36	26	29	10	27	11	11	8	8	
Båter Vessels	147	70	52	115	80	52	44	30	46	
Varer Commodities	240	67	185	115	108	89	96	140	4	
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. Liner, wellheads, drill bits etc.	86	22	46	51	29	51	39	28	8	
Sement Cement	15	7	14	11	15	6	10	6	8	
Boreslam Drilling mud	87	2	36	18	30	14	19	13	15	
Drivstoff Fuel	23	10	10	10	3	6	11	8	7	
Bruk av maskiner og utstyr Use of machinery and equipment	19	23	67	21	21	1	12	81	-39	
Mindre forbruksmateriell Smaller equipment	9	1	12	3	10	10	5	5	5	
Tekniske tjenester Technical services	499	445	309	313	376	244	87	289	191	
Klargjøring og rydding Clearing	37	-8	8	6	11	4	9	4	4	
Sementtjenester Cement services	13	12	15	7	9	3	6	6	8	
Boreslamtjenester Drilling mud services	26	23	17	11	9	13	15	7	7	
Logging Logging	101	14	55	56	41	25	50	29	27	
Testing Testing	13	17	27	43	53	22	21	18	6	
Dykking Diving	13	5	17	10	9	8	2	8	5	
Basekostnader Costs of onshore bases	48	88	-64	10	53	-18	0	97	-70	
Andre tekniske tjenester Other technical services	249	295	233	170	192	187	-16	120	203	
Generelle undersøkelser General Exploration	330	144	214	447	358	125	146	134	179	
Geologi/geofysikk Geology/geophysics	145	103	110	117	145	86	92	85	81	
Seismikk Seismic	154	24	74	295	161	22	35	30	66	
Spesielle studier Special studies	31	18	30	35	53	17	19	19	32	
Feltevaluering/feltutvikling Field evaluation/field development	244	228	219	209	276	121	140	63	217	
Administrasjon og andre kostnader Administration and other costs	243	786	55	223	214	567	166	105	306	
Lisensadministrasjon Licence administration	120	86	73	91	108	72	57	44	80	
Annen administrasjon Other administration	105	122	92	86	68	72	63	26	193	
Arealavgift Area fee	18	577	-110	46	37	415	46	34	33	

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 1999 - 4. kvartal 1999. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 1999 - Q4 1999. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Haltenbanken Haltenbanken	Tromsøflaket Tromsøflaket
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total . . .</i>	4 993	2 847	2 145	1 873	272
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	2 725	1 508	1 215	1 147	68
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	584	320	265	182	83
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	540	311	228	184	44
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 144	709	435	358	77

9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2000
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2000

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 investeringskostn. <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>	
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
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

Mer informasjon: Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.

Mer informasjon: *Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.*

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-2000. Mill.kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-2000. 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>
1990		
1. kv Q1	979	1 016
2. kv Q2	1 174	1 289
3. kv Q3	993	1 285
4. kv Q4	1 447	1 548
1991		
1. kv Q1	1 590	1 540
2. kv Q2	1 570	2 045
3. kv Q3	2 596	1 947
4. kv Q4	3 020	2 608
1992		
1. kv Q1	1 678	1 840
2. kv Q2	1 602	2 076
3. kv Q3	1 797	1 732
4. kv Q4	1 853	2 042
1993		
1. kv Q1	1 173	1 403
2. kv Q2	1 423	1 096
3. kv Q3	1 724	1 318
4. kv Q4	2 569	1 616
1994		
1. kv Q1	1 116	1 671
2. kv Q2	1 296	1 277
3. kv Q3	1 454	1 015
4. kv Q4	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1	1 069	1 209
2. kv Q2	1 323	988
3. kv Q3	1 532	1 226
4. kv Q4	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1	1 386	1 275
2. kv Q2	1 405	1 082
3. kv Q3	1 982	1 388
4. kv Q4	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1	1 910	1 904
2. kv Q2	1 808	1 917
3. kv Q3	2 986	2 108
4. kv Q4	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1	2 054	2 242
2. kv Q2	1 744	1 605
3. kv Q3	2 411	1 912
4. kv Q4	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1	1 386	1 586
2. kv Q2	1 558	1 066
3. kv Q3	991	1 070
4. kv Q4	1 462	1 270
2000		
1. kv Q1	829	...

11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull 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	3	2	1

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000

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	83	83

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

13. Boremeter¹ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000.
Drilling metres¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000.

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	8 622	8 622

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

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

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2000. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2000. 1 000 GBP/day

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT ¹	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
1986					
2.kv. Q2.....	1,740	2,648	..	2,260	3,428
3.kv. Q3.....	1,680	2,267	..	2,121	2,818
4.kv. Q4.....	1,250	1,989	..	2,040	2,403
1987					
1.kv. Q1.....	1,180	2,046	..	1,772	2,188
2.kv. Q2.....	1,180	2,565	..	1,727	2,390
3.kv. Q3.....	1,350	2,726	..	2,031	2,701
4.kv. Q4.....	1,550	2,497	..	2,098	2,458
1988					
1.kv. Q1.....	2,000	2,684	..	2,284	2,785
2.kv. Q2.....	2,047	2,721	..	2,563	3,316
3.kv. Q3.....	2,157	3,068	..	2,360	3,224
4.kv. Q4.....	2,117	2,908	..	2,237	2,797
1989					
1.kv. Q1.....	1,840	3,034	..	2,563	2,938
2.kv. Q2.....	2,430	3,471	..	3,234	3,326
3.kv. Q3.....	2,450	3,507	..	3,551	3,634
4.kv. Q4.....	1,963	3,512	..	3,639	3,849
1990					
1.kv. Q1.....	2,683	5,026	..	4,222	4,982
2.kv. Q2.....	3,467	7,468	..	4,712	6,046
3.kv. Q3.....	3,900	5,295	..	4,533	5,218
4.kv. Q4.....	3,433	5,174	..	4,827	5,270
1991					
1.kv. Q1.....	3,533	6,246	..	4,816	5,383
2.kv. Q2.....	3,800	7,931	..	5,250	6,328
3.kv. Q3.....	3,547	6,149	..	4,650	5,895
4.kv. Q4.....	3,650	5,198	..	4,767	5,253
1992					
1.kv. Q1.....	3,619	5,628	..	4,286	5,772
2.kv. Q2.....	3,160	7,198	..	4,175	5,852
3.kv. Q3.....	2,532	3,880	..	2,795	4,453
4.kv. Q4.....	2,767	4,389	..	2,633	3,679
1993					
1.kv. Q1.....	3,848	6,760	..	3,703	5,767
2.kv. Q2.....	3,735	5,094	..	4,458	6,454
3.kv. Q3.....	2,977	4,773	..	3,117	3,612
4.kv. Q4.....	3,012	5,094	..	2,742	4,240
1994					
1.kv. Q1.....	3,790	5,213	..	3,409	5,181
2.kv. Q2.....	4,103	6,340	..	4,008	5,983
3.kv. Q3.....	3,055	4,808	..	3,025	4,631
4.kv. Q4.....	3,411	5,506	..	3,475	5,540
1995					
1.kv. Q1.....	3,693	5,885	..	4,199	6,453
2.kv. Q2.....	4,275	6,92	..	5,250	9,850
3.kv. Q3.....	3,82	5,194	..	4,170	-
4.kv. Q4.....	3,688	5,955	..	3,933	5,627
1996					
1.kv. Q1.....	3,400	4,445	6,475	4,209	5,510
2.kv. Q2.....	3,927	5,293	4,552	4,517	6,572
3.kv. Q3.....	4,409	5,083	4,275	3,394	4,767
4.kv. Q4.....	4,458	6,083	8,195	6,096	8,819
1997					
1.kv. Q1.....	5,710	4,092	5,758	5,992	14,993
2.kv. Q2.....	6,833	4,433	7,741	7,400	8,931
3.kv. Q3.....	6,217	7,333	8,833	6,833	9,417
4.kv. Q4.....	6,450	8,300	8,000	6,000	11,167
1998					
1.kv. Q1.....	6,083	9,633	10,333	8,000	13,750
2.kv. Q2.....	7,000	9,250	9,567	7,500	10,000
3.kv. Q3.....	6,500	8,500	8,500	6,667	12,000
4.kv. Q4.....	5,283	7,483	8,500	6,000	10,667
1999					
1.kv. Q1.....	4,033	5,453	6,167	5,083	9,233
2.kv. Q2.....	3,467	4,433	5,500	4,410	5,357
3.kv. Q3.....	2,417	3,333	3,833	3,533	4,333
4.kv. Q4.....	2,500	3,767	4,500	3,000	4,000
2000					
1.kv. Q1.....	2,750	4,317	4,773	3,167	4,167

¹ Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. *Included in 2,200 - 3,100 DWT before 1996.*

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

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-1999. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-1999. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	22 263	28 881	35 211	28 588	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191
Byggekontarkter <i>Building contracts</i>	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685	19 315	25 322	19 971
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	71	195	539	322	106	9	155	-	-
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639
Moduler <i>Modules</i>	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	52	215	25	7	71	7	56	54	10
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832
Eqne varekjøp <i>Operators own expenditure</i>	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866	2 369	990	1 745
Utbyggingstjenester <i>Field development services</i>	5 345	8 645	10 107	7 348	9 002	4 933	5 727	6 829	5 776
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	830	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602	245
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	9	20	9	44	80	60	98	37	13
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i>	26	12	158	132	93	12	51	169	43
Båter <i>Vessels</i>	29	3	50	24	119	2	61	101	37
Forpleining <i>Catering</i>	33	66	468	181	72	42	104	161	330
Andre tjenester <i>Other services</i>	168	157	596	295	80	331	353	320	215
Operatørens egne arbeider <i>Operators own work</i>	1 910	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582	1 624	1 925	1 883
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 165	2 127	3 008	2 725	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899
Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i>	1 751	1 018	1 049	650	633	603	1 075	1 198	916

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1999. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1999. Million NOK

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

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4.kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 1997 - Q4 1999. Million NOK

	1997		1998			1999			
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
Feltutbygging i alt <i>Field development, total.</i>	8 686	9 029	12 025	11 895	12 197	9 356	9 297	8 571	7 967
Varer <i>Commodities</i>	5 302	5 571	6 734	7 163	6 845	5 565	5 973	4 921	5 258
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 163	1 398	1 760	1 522	1 477	580	1 013	571	717
Dekk <i>Decks</i>	579	480	779	631	498	237	246	92	63
Moduler <i>Modules</i>	2 293	2 388	2 891	3 417	3 682	3 582	3 223	3 087	3 429
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	12	6	21	15	10	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	122	54	140	217	284	128	168	152	175
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	1 037	1 101	1 061	1 173	1 183	906	1 249	906	844
Andre varer <i>Other commodities</i>	85	137	97	180	-294	121	73	113	30
Tjenester <i>Services</i>	1 843	1 858	2 633	2 584	2 877	2 597	2 192	2 524	1 262
Prosjektering og prosjekttjenester <i>Engineering consultancy</i>	419	475	578	566	687	898	692	510	252
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services on-shore</i>	1	21	42	32	11	70	1	1	1
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	102	83	143	79	190	139	9	4	21
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services off-shore</i>	185	180	519	557	497	233	380	521	76
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	146	280	391	306	162	125	83	196	96
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	120	17	65	91	68	149	212	457	14
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	29	36	51	35	47	13	12	18	1
Båter <i>Vessels</i>	30	17	26	20	38	12	6	17	1
Forpleining <i>Catering</i>	21	18	18	43	82	56	29	69	176
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	32	7	22	-5	12	2	7	3	2
Andre tjenester <i>Other services</i>	205	208	150	82	195	191	95	151	118
Eqne arbeider <i>Own work</i>	554	516	627	777	888	709	667	578	505
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 541	1 600	2 658	2 148	2 475	1 194	1 132	1 126	1 447
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	2 491	2 868	3 074	3 161	3 343	4 389	5 984	5 064	4 486
Varer <i>Commodities</i>	355	404	541	534	914	484	606	982	1 151
Moduler <i>Modules</i>	44	71	-	-	-4	4	-	-37	376
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Rør <i>Pipes</i>	-	-	9	7	20	3	-	14	134
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	-	16	11	104	195	239	215	269	302
Andre varer <i>Other commodities</i>	311	316	421	423	703	239	372	736	339
Tjenester <i>Services</i>	384	206	320	503	497	517	877	641	296
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	5	4	3	4	-	24	63	83	49
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	-10	-	1	-	1	5	54	48	12
Transport <i>Transport</i>	16	12	15	22	19	16	22	39	49
Forpleining <i>Catering</i>	12	10	10	18	12	9	9	12	17
Andre tjenester <i>Other services</i>	295	135	242	410	395	379	620	371	58
Eqne arbeider <i>Own work</i>	66	44	48	50	70	84	108	87	111
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 753	2 258	2 213	2 124	1 932	3 388	4 500	3 441	3 039

18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging, 1985-2000
Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2000

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

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet, 1985-1999
Field development. Commodity costs accrued abroad, 1985-1999

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

20a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1994-1999. Mill. kr
Commodity and service costs¹. Field development. 1994-1999. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999			
							1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3	4.kvartal Q4
I alt Total	25 213	24 012	22 066	29 035	35 066	28 484	7 291	7 893	6 887	6 414
Byggekontrakter Contacts on construction ..	12 010	10 312	12 685	19 315	25 324	20 063	5 194	5 463	4 475	4 930
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	264	3 243	4 255	5 207	5 353	1 890	277	685	349	579
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	3 746	813	50	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	-	-	-	-	-	789	-	433	281	75
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	322	106	9	536	1 015	1 047	298	313	310	127
Dekk <i>Decks</i>	1 937	982	1 004	1 420	2 387	639	237	246	92	63
Moduler <i>Modules</i>	4 451	3 138	4 765	7 520	12 204	11 011	2 623	2 537	2 593	3 258
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	7	71	7	56	54	10	10	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	906	1 249	849	828
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	3 812	2 413	2 866	2 369	990	1 745	370	509	538	328
Tjenester Services	9 391	11 286	6 515	7 352	8 753	6 676	1 726	1 920	1 874	1 156
Engineering <i>Engineering</i>	1 861	1 524	829	1 192	1 602	1 551	375	692	338	146
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	797	2 626	433	511	601	244	208	9	5	22
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 541	507	675	1 175	185
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3 433	3 572	2 451	3 291	3 416	2 338	635	544	357	802

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

20b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1994-1999. Millioner kroner
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1994-1999. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999			
							1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3	4.kvartal Q4
I alt Total	5 394	6 742	6 769	7 685	8 826	6 635	1 708	2 114	1 613	1 200
Byggekontrakter Contacts on construction ..	2 238	3 793	3 626	5 246	6 523	4 449	1 202	1 445	847	955
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	53	2 226	639	752	1 984	829	134	248	208	239
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	374	104	374	104	-	18	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	-	-	-	-	-	274	-	212	62	18
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	-	78	-	423	505	662	185	252	119	106
Dekk <i>Decks</i>	167	411	438	681	451	78	35	16	18	8
Moduler <i>Modules</i>	893	459	2 226	2 093	2 113	1 481	445	306	398	333
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	597	500	323	1 298	1 317	768	65	412	42	250
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	1 392	1 263	1 331	884	922	663	237	138	165	123
Tjenester Services	1 764	1 686	1 813	1 555	1 381	1 667	412	531	601	123
Engineering <i>Engineering</i>	120	250	27	46	302	62	61	15	-16	2
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	38	19	9	-	13	175	174	1	-	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 152	949	1 365	1 258	632	982	114	288	515	66
Andre tjenester <i>Other Services</i>	455	467	411	250	394	449	64	228	102	55

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

20c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹. 1994-1999. Prosent
Commodity and service costs¹. Field development. 1994-1999. Per cent

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	1999			
							1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3	4.kvartal Q4
I alt Total	21,4	28,1	30,7	26,5	25,2	24,6	23,4	26,8	23,4	24,9
Byggekontrakter Contacts on construction .	18,6	36,8	28,6	27,2	25,8	22,0	23,1	26,4	18,9	19,4
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	20,2	68,7	15,0	14,4	37,1	46,4	48,5	36,2	59,6	41,3
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	10,0	12,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	-	-	-	-	-	31,6	-	48,8	22,1	24,0
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	-	73,5	-	78,8	49,8	66,0	62,0	80,6	38,4	83,2
Dekk <i>Decks</i>	8,6	41,9	43,6	48,0	18,9	13,6	14,9	6,5	19,8	13,3
Moduler <i>Modules</i>	20,1	14,6	46,7	27,8	17,3	13,6	17,0	12,1	15,3	10,2
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	21,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	46,5	25,5	12,5	28,4	29,1	18,8	7,2	33,0	4,9	30,2
Eqne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	36,5	52,4	46,4	37,3	93,1	39,8	64,0	27,1	30,7	37,5
Tjenester Services	18,8	14,9	27,8	21,1	15,8	23,6	23,9	27,7	32,1	10,6
Engineering <i>Engineering</i>	6,4	16,4	3,3	3,9	18,9	6,6	16,2	2,1	-	1,4
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	4,8	0,7	2,2	-	2,2	47,7	83,3	12,1	-	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	34,9	26,6	48,7	53,4	20,2	36,2	22,5	42,6	43,8	35,7
Andre tjenester <i>Other Services</i>	13,3	13,1	16,8	7,6	11,5	21,8	10,0	41,8	28,6	6,8

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

21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-1999. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-1999. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Produksjonsboring i alt Production drilling, total	4 434	5 826	8 167	8 298	7 643	9 360	12 140	17 408	19 268
Borefartøyer Drilling rigs	718	1 224	1 911	1 749	1 814	2 813	3 824	6 006	6 411
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	697	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 071
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	22	384	385	283	231	667	681	1 283	1 340
Transportkostnader Transport costs	254	366	551	622	503	573	941	1 296	1 281
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	122	143	207	204	158	165	282	273	412
Båter <i>Vessels</i>	133	223	344	419	345	408	659	1 022	868
Varer Commodities	1 598	2 049	2 656	2 586	2 094	2 335	2 709	3 417	4 125
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	836	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103
Sement <i>Cement</i>	105	112	178	163	129	158	166	194	240
Boreslam <i>Drilling mud</i>	249	314	454	619	582	642	639	837	881
Drivstoff <i>Fuel</i>	31	48	79	69	26	61	66	84	108
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	284	347	462	548	247	269	325	411	508
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	93	101	128	191	130	186	389	311	286
Tekniske tjenester Technical services	1 863	2 187	3 049	3 340	3 232	3 640	4 666	6 689	7 452
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	39	35	6	-	-	4	105	8	89
Sementtjenester <i>Cement services</i>	51	39	107	93	43	57	95	140	116
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	104	89	171	265	51	90	140	130	155
Logging <i>Logging</i>	120	191	381	361	280	384	456	760	703
Testing <i>Testing</i>	28	21	105	80	125	119	114	165	279
Dykking <i>Diving</i>	14	24	64	58	33	57	82	191	197
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	61	138	163	132	159	195	218	252	255
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 655

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 1997 - Q4 1999.
 Million NOK

	1997		1998			1999			
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
Feltutbygging <i>Field development</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	1 541	1 600	2 658	2 148	2 475	1 193	1 132	1 126	1 447
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	660	763	1 329	768	901	600	231	271	538
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	513	554	969	663	672	352	168	225	339
Andre kostnader <i>Other costs</i>	147	210	360	105	229	247	63	46	199
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	139	198	302	170	231	85	155	97	150
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	47	41	87	18	-19	-	86	37	48
Båter <i>Vessels</i>	92	156	215	151	250	85	69	60	101
Varer <i>Commodities</i>	238	222	413	429	481	164	215	235	302
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	125	88	190	222	290	116	114	136	167
Sement <i>Cement</i>	8	14	21	13	19	5	8	13	7
Boreslam <i>Drilling mud</i>	28	56	104	86	98	29	39	59	51
Drivstoff <i>Fuel</i>	4	17	13	19	12	11	3	12	9
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	47	28	34	53	32	-	16	11	47
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	26	20	51	37	30	4	35	3	22
Tjenester <i>Services</i>	505	416	614	782	860	345	532	523	457
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	5	-	1	1	1	3	7	32
Sementtjenester <i>Cement services</i>	16	14	23	17	29	7	6	7	11
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	15	17	17	19	12	7	8	5	18
Logging <i>Logging</i>	66	68	73	86	77	24	29	-60	97
Testing <i>Testing</i>	36	34	34	22	41	19	11	106	19
Dykking <i>Diving</i>	20	15	17	27	31	16	7	8	13
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	21	20	28	40	70	15	12	18	27
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	332	243	419	569	599	256	455	431	239
Felt i drift <i>Fields on stream</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	1 753	2 258	2 213	2 124	1 932	3 388	4 500	3 441	3 039
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	495	549	652	476	567	915	1 383	1 239	1 234
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	410	388	525	477	475	791	1 189	1 067	941
Andre kostnader <i>Other costs</i>	85	161	127	-2	92	124	195	172	293
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	107	101	125	95	74	188	238	179	189
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	34	33	35	32	46	56	75	63	48
Båter <i>Vessels</i>	74	68	90	63	28	132	163	116	141
Varer <i>Commodities</i>	413	450	492	558	372	712	1 113	698	686
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	170	207	198	250	135	285	471	325	489
Sement <i>Cement</i>	35	26	30	35	37	48	71	55	33
Boreslam <i>Drilling mud</i>	101	129	122	104	138	184	261	178	81
Drivstoff <i>Fuel</i>	6	3	6	9	5	15	19	21	18
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	45	52	60	105	47	89	165	127	53
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	57	32	76	56	10	91	126	-7	13
Tjenester <i>Services</i>	738	1 159	944	995	919	1 573	1 766	1 326	931
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	-	-	-	-	-	36	2	7
Sementtjenester <i>Cement services</i>	12	8	17	11	20	11	19	30	25
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	25	11	21	15	19	25	40	23	28
Logging <i>Logging</i>	97	79	105	113	159	108	139	125	241
Testing <i>Testing</i>	5	8	8	7	10	18	56	37	14
Dykking <i>Diving</i>	11	21	25	25	30	30	60	26	36
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	40	21	21	17	35	38	59	40	47
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	548	1 011	747	808	647	1 343	1 357	1 043	532

23a. 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
Januar - mars 1999 January - March 1999	36 567	3 496	10	3 092	58	1 187	35	4 774	345
Januar - mars 2000 January - March 2000	40 578	3 946	-	2 588	44	1 038	-	3 782	258
1999									
Januar January	12 604	1 109	3	1 103	18	410	13	1 720	122
Februar February	11 474	1 112	3	998	20	384	11	1 469	104
Mars March	12 489	1 275	3	991	20	393	11	1 585	119
April April	12 066	856	-	929	20	380	12	1 487	117
Mai May	12 272	1 228	-	848	20	380	12	1 507	100
Juni June	11 425	1 111	-	869	20	380	10	716	111
Juli July	12 920	1 314	-	949	20	392	9	1 470	113
August August	12 148	743	-	745	20	393	9	1 307	113
September September	11 254	1 341	-	796	20	411	8	1 196	98
Oktober October	12 762	1 090	-	1 110	20	378	8	1 314	93
November November	12 932	1 346	-	948	20	346	0	1 282	69
Desember December	14 382	1 354	-	944	15	347	0	1 288	95
2000									
Januar January	13 823	1 371	0	868	15	394	0	1 316	93
Februar February	13 116	1 257	0	898	15	307	0	1 173	84
Mars March	13 639	1 318	-	821	15	337	0	1 293	82

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.*

23b. 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
Januar - mars 1999									
January - March 1999	4 394	-	557	390	25	-	-	1 944	2 506
Januar - mars 2000									
January - March 2000	3 918	-	608	260	20	-	921	1 782	2 373
1999									
Januar January	1 540	-	196	138	10	-	-	706	861
Februar February	1 354	-	164	117	10	-	-	629	780
Mars March	1 500	-	198	135	5	-	-	609	865
April April	1 531	-	221	93	5	-	-	718	844
Mai May	1 580	-	144	121	5	-	-	581	691
Juni June	1 511	-	-	121	5	-	-	729	860
Juli July	1 441	-	-	114	14	-	-	784	916
August August	1 547	-	-	114	17	-	-	714	934
September September	772	-	90	97	5	-	-	569	902
Oktober October	1 284	-	113	93	7	-	-	704	922
November November	1 490	-	206	99	10	-	276	614	859
Desember December	1 513	-	250	100	13	-	319	662	884
2000									
Januar January	1 355	0	225	94	6	0	314	605	740
Februar February	1 332	0	177	90	7	0	289	609	795
Mars March	1 231	-	206	76	7	-	318	568	839

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

23c. 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
Januar - mars 1999 January - March 1999	836	1 466	1 017	856	617	121	2 573	2 558	334
Januar - mars 2000 January - March 2000	589	1 367	972	752	867	67	2 546	2 539	343
1999									
Januar January	288	485	353	301	217	41	881	867	127
Februar February	271	459	318	257	195	40	789	790	104
Mars March	277	523	346	298	205	40	903	901	103
April April	332	484	329	270	188	35	892	906	131
Mai May	317	511	322	179	176	42	984	911	131
Juni June	189	520	333	205	207	22	966	832	121
Juli July	311	497	362	254	296	45	1 053	887	104
August August	285	498	342	264	296	34	1 081	919	74
September September	254	495	322	291	280	30	923	892	139
Oktober October	244	469	119	349	227	28	932	945	133
November November	218	475	342	273	289	27	870	879	127
Desember December	262	482	360	282	298	28	875	912	133
2000									
Januar January	198	498	336	246	279	24	905	891	139
Februar February	203	402	305	249	287	22	816	798	105
Mars March	187	467	332	256	301	21	825	850	99

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.*

23d. 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	Åsgard	Jotun	Troll C
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	3 053	697	472
Januar - mars 1999 <i>January - March 1999</i>	1 120	-	-	906	1 206	143	-	-	-	-
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	1 124	-	-	767	2 121	405	485	1 650	1 232	1 215
1999										
Januar <i>January</i>	379	-	-	225	489	-	-	-	-	-
Februar <i>February</i>	367	-	-	178	501	51	-	-	-	-
Mars <i>March</i>	374	-	-	504	216	92	-	-	-	-
April <i>April</i>	358	-	-	522	235	172	-	-	-	-
Mai <i>May</i>	408	-	-	307	595	169	-	-	-	-
Juni <i>June</i>	388	-	-	250	580	122	73	172	-	-
Juli <i>July</i>	388	-	-	223	598	105	73	189	-	-
August <i>August</i>	347	-	-	122	663	101	73	394	-	-
September <i>September</i>	232	-	-	286	642	131	31	547	-	-
Oktober <i>October</i>	407	-	-	288	670	148	64	602	-	-
November <i>November</i>	327	-	-	278	444	155	91	572	318	184
Desember <i>December</i>	362	-	-	283	807	148	121	577	379	288
2000										
Januar <i>January</i>	383	-	-	261	704	139	139	525	386	375
Februar <i>February</i>	363	-	-	234	692	87	130	598	385	407
Mars <i>March</i>	377	-	-	271	725	179	217	527	461	432

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

24a. 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
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
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49
Januar - mars 1999 <i>January - March 1999</i>	13 777	1 329	58	727	2	264	309	13
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	15 326	1 243	194	566	2	226	-	10
1999								
Januar <i>January</i>	4 976	479	21	242	1	89	118	4
Februar <i>February</i>	4 431	419	18	222	1	89	95	4
Mars <i>March</i>	4 369	431	19	263	1	86	96	4
April <i>April</i>	4 217	288	20	220	1	83	101	4
Mai <i>May</i>	4 300	392	8	225	1	83	106	5
Juni <i>June</i>	3 391	344	11	237	1	83	89	5
Juli <i>July</i>	3 662	412	15	234	1	88	77	4
August <i>August</i>	3 621	241	18	156	1	84	79	4
September <i>September</i>	3 705	400	12	264	1	92	73	4
Oktober <i>October</i>	4 404	358	12	235	1	88	73	4
November <i>November</i>	5 109	412	79	259	1	80	-	4
Desember <i>December</i>	5 396	401	58	227	1	82	-	4
2000								
Januar <i>January</i>	5 176	418	68	186	1	74	-	4
Februar <i>February</i>	4 875	403	61	199	1	71	-	3
Mars <i>March</i>	5 275	423	65	181	1	81	-	3

¹ Årstallene 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.*

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

År / måned Year/month	Gullfaks ¹	Tommeliten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	225	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	821	260	-	-	-	-	-	-	-
1989	1 338	1 069	77	-	-	-	-	-	-
1990	1 288	1 375	107	210	169	20	7	-	-
1991	1 649	1 115	135	368	488	190	37	-	-
1992	2 189	1 318	236	427	556	185	28	106	-
1993	2 471	1 466	275	422	567	191	15	515	44
1994	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722	279
1995	2 249	999	286	521	586	114	-	841	272
1996	1 994	785	304	478	677	116	-	691	359
1997	1 780	571	383	201	585	88	-	876	250
1998	1 764	381	315	341	537	55	-	1 087	314
1999	1 294	-	275	150	517	17	-	454	176
Januar - mars 1999 January - March 1999	331	-	76	61	159	4	-	105	54
Januar - mars 2000 January - March 2000	323	-	97	101	107	3	-	105	35
1999									
Januar January	119	-	26	31	53	2	-	36	20
Februar February	131	-	23	13	50	2	-	31	16
Mars March	82	-	27	17	56	1	-	37	18
April April	126	-	25	18	31	1	-	55	17
Mai May	132	-	27	21	49	1	-	31	20
Juni June	132	-	12	-	49	1	-	44	15
Juli July	58	-	6	-	28	3	-	44	21
August August	119	-	23	-	28	3	-	37	18
September September	42	-	23	-	39	-	-	30	11
Oktober October	109	-	28	4	40	1	-	38	7
November November	107	-	26	22	46	1	-	33	5
Desember December	138	-	28	24	48	3	-	38	7
2000									
Januar January	105	-	30	22	40	1	-	39	6
Februar February	112	-	32	30	40	1	-	34	12
Mars March	106	-	35	49	26	1	-	32	18

¹ Inkluderer Gullfaks Vest. Includes Gullfaks Vest. **Mer informasjon:** Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.

Mer informasjon: Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

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

År / måned <i>Year/month</i>	Sleipner ¹	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrun	Yme	Draugen	Vigdis
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	4 011	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	5 063	363	65	105	159	18	-	5	-	-	-
1996	7 673	382	225	337	345	192	5 434	105	36	457	-
1997	8 096	399	293	187	289	434	13 928	127	85	547	67
1998	8 464	385	258	174	164	490	19 593	122	83	550	331
1999	11 139	348	306	173	285	881	24 769	125	63	639	361
Januar - mars 1999 <i>January - March 1999</i>	2 438	105	68	46	68	111	7 197	32	15	147	92
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	3 759	86	103	38	83	288	7 723	31	14	159	30
1999											
Januar <i>January</i>	875	35	24	16	21	57	2 608	11	6	51	31
Februar <i>February</i>	729	34	20	14	21	19	2 389	10	5	46	30
Mars <i>March</i>	834	35	24	16	27	35	2 199	11	4	51	31
April <i>April</i>	1 118	32	23	15	23	74	1 849	11	5	49	29
Mai <i>May</i>	965	32	18	12	33	79	1 970	11	4	40	34
Juni <i>June</i>	739	33	20	13	19	54	1 394	10	5	51	32
Juli <i>July</i>	826	34	25	17	24	105	1 538	11	4	56	32
August <i>August</i>	784	32	24	17	23	104	1 721	11	3	58	32
September <i>September</i>	804	9	23	15	26	72	1 668	10	8	60	19
Oktober <i>October</i>	940	9	37	13	28	94	2 174	10	6	62	34
November <i>November</i>	1 226	30	33	12	15	88	2 530	10	5	57	27
Desember <i>December</i>	1 299	33	35	13	26	101	2 729	10	6	59	30
2000											
Januar <i>January</i>	1 340	30	35	13	25	99	2 545	11	5	49	30
Februar <i>February</i>	1 137	27	32	12	27	94	2 481	10	5	53	-
Mars <i>March</i>	1 281	30	36	13	32	95	2 697	11	4	57	-

¹ Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2000
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2000

	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
	1 000 tonn		1 000 tons		Millioner kroner		Million NOK			
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	130 897	35 089	33 095	30 388	32 324	90 799	27 409	23 107	20 657	19 626
1999	128 180	30 952	31 586	31 565	34 076	132 360	19 749	27 408	37 240	47 964
2000	...	34 295	56 273

26. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981 - 2000
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-2000

	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	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	45 479	13 209	11 401	8 808	12 061	27 504	8 034	6 840	5 331	7 299
1999	47 241	12 770	11 123	10 011	13 335	29 036	8 167	6 736	6 063	8 070
2000	...	14 582	8 302

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

27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2000
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2000.

	Årsgj.snitt Annual av- erage	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual av- erage	Naturgass ¹ Natural Gas ¹			
		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		Kr/tonn				NOK/ton	Kroner/Sm ³ NOK/Sm ³			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	989	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	694	781	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 033	638	868	1 180	1 408	0,61	0,64	0,61	0,61	0,61
2000	...	1 641	0,7

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.*

28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1998 - 1. kvartal 2000
Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q2 1998 - Q1 2000

Land Country	1998						1999	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	33 095	23 107	30 388	20 657	32 324	19 626	30 952	19 749
Belgia <i>Belgium</i>	287	201	714	503	668	412	536	347
Canada <i>Canada</i>	2 775	1 912	3 368	2 250	3 904	2 303	3 339	1 970
Tyskland <i>Germany</i>	1 811	1 284	1 266	907	1 352	871	1 911	1 259
Danmark <i>Denmark</i>	1 002	709	838	587	750	454	921	602
Spania <i>Spain</i>	-	-	94	62	-	-	-	-
Finland <i>Finland</i>	1 054	732	520	354	974	598	535	323
Frankrike <i>France</i>	2 586	1 860	2 803	2 005	2 539	1 596	2 530	1 691
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	11 630	8 060	8 777	5 605	8 499	4 978	9 013	5 580
Irland <i>Ireland</i>	1 037	724	748	532	748	474	739	499
Italia <i>Italy</i>	281	175	584	384	1 054	598	834	474
Japan <i>Japan</i>	265	168	401	289	269	160	545	376
Kina <i>China</i>	269	193	-	-	410	247	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 100	3 631	5 384	3 797	5 157	3 213	5 199	3 487
Polen <i>Poland</i>	-	-	-	-	270	186	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	88	64	164	106	540	317	174	110
Sverige <i>Sweden</i>	2 118	1 532	2 278	1 617	2 417	1 512	2 687	1 766
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	120	83	-	-
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	395	276	401	241	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i>	240	173	253	188	146	101	251	186
USA <i>USA</i>	2 554	1 690	1 801	1 194	2 108	1 284	1 735	1 084

	1999						2000	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	31 586	27 408	31 565	37 240	34 076	47 964	34 293	56 273
Aruba <i>Aruba</i>	-	-	-	-	257	322	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	110	100	432	508	281	380	306	494
Canada <i>Canada</i>	3 138	2 586	3 508	4 037	4 814	6 501	4 087	6 466
Tyskland <i>Germany</i>	947	855	1 249	1 509	1 349	1 998	1 055	1 786
Danmark <i>Denmark</i>	763	678	694	838	695	981	597	987
Spania <i>Spain</i>	-	-	84	111	-	-	-	-
Finland <i>Finland</i>	457	400	512	621	930	1 298	314	487
Frankrike <i>France</i>	2 719	2 436	2 400	2 909	2 496	3 551	3 966	6 690
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	9 439	8 032	9 118	10 481	9 763	13 535	11 082	18 041
Irland <i>Ireland</i>	583	521	567	687	580	886	745	1 247
Italia <i>Italy</i>	592	482	495	502	398	567	579	890
Japan <i>Japan</i>	255	232	-	-	151	219	-	-
Kina <i>China</i>	408	358	658	786	1 201	1 816	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	4 965	4 413	5 063	6 157	6 294	9 100	5 994	10 123
Polen <i>Poland</i>	112	101	113	135	118	154	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	169	145	344	382	260	356	-	-
Sverige <i>Sweden</i>	2 222	1 985	1 782	2 185	2 166	3 156	2 714	4 475
Sør-Korea <i>South Korea</i>	431	386	402	477	-	-	-	-
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	279	360	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i>	252	237	-	-	-	-	-	-
USA.....	4 024	3 463	4 140	4 909	2 044	2 785	2 854	4 587

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 2. kvartal 1998-1. kvartal 2000
Exports of Norwegian produced natural gas¹ . By destination. Q2 1998-Q1 2000

Land Country	1998						1999	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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	11 401	6 840	8 808	5 331	12 061	7 299	12 770	8 167
Belgia <i>Belgium</i>	1 275	860	1 074	652	1 498	909	806	508
Tyskland <i>Germany</i>	4 770	2 826	3 857	2 338	4 971	3 014	5 066	3 220
Spania <i>Spain</i>	616	415	627	380	633	385	678	431
Frankrike <i>France</i>	2 253	1 519	1 994	1 210	3 093	1 875	4 308	2 755
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	976	204	135	73	205	111	173	127
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 344	906	965	585	1 392	844	1 316	854
Tsjekia <i>Czech Republic</i>	167	112	156	95	268	163	424	272
	1999						2000	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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	11 123	6 736	10 011	6 063	13 335	8 070	11 825	8 302
Belgia <i>Belgium</i>	570	346	696	422	933	566	1 134	793
Tyskland <i>Germany</i>	5 462	3 311	4 725	2 865	7 110	4 311	4 817	3 412
Spania <i>Spain</i>	815	494	689	417	702	426	748	526
Frankrike <i>France</i>	3 359	2 037	3 115	1 888	3 662	2 221	3 727	2 633
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	120	65	99	53	228	123	214	111
Nederland <i>The Netherlands</i>	254	154	345	209	351	213	865	600
Tsjekia <i>Czech Republic</i>	543	330	345	209	351	213	320	226

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

30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler¹. Reviderte tall. 1997-1998*Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. Revised figures. 1997-1998*

	1997		1998	
	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 Total	141 551	142 647	108 130	75 962
1. kv. Q1	34 461	36 236	28 492	22 526
2. kv. Q2	35 966	34 106	26 294	18 418
3. kv. Q3	35 107	36 436	25 871	18 088
4. kv. Q4	36 017	35 870	27 473	16 931
I alt etter land Total, by country ..	141 555	142 647	108 130	75 962
Danmark <i>Denmark</i>	2 728	2 791	3 345	2 339
Finland <i>Finland</i>	2 084	2 073	3 432	2 392
Sverige <i>Sweden</i>	8 465	8 600	9 521	6 847
Belgia <i>Belgium</i>	2 466	2 490	2 510	1 776
Frankrike <i>France</i>	18 107	18 437	11 630	8 392
Irland <i>Ireland</i>	2 957	3 010	3 268	2 315
Italia <i>Italy</i>	4 099	4 012	2 559	1 632
Nederland <i>The Netherlands</i>	28 279	28 918	22 730	16 383
Polen <i>Poland</i>	291	306	270	186
Portugal <i>Portugal</i>	244	233	876	546
Spania <i>Spain</i>	726	738	94	62
Storbritannia <i>Great Britain</i>	30 730	31 253	16 576	11 760
Tyskland <i>Germany</i>	9 826	10 135	5 786	4 151
Taiwan <i>Taiwan</i>	2 208	2 270	879	670
Japan <i>Japan</i>	555	577	1 213	824
Kina <i>China</i>	796	754	678	440
Sør Korea <i>South Korea</i>	-	-	796	518
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	120	83
Canada <i>Canada</i>	16 087	15 501	13 788	9 258
USA <i>USA</i>	10 906	10 549	8 057	5 390

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.*

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 4 1997 - Q 4 1999. 1 000 tonnes

	1997		1998			1999			
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
Skipninger i alt Total shipments . . .	679	588	988	775	773	913	876	846	897
Norge <i>Norway</i>	-	-	274	164	195	179	176	199	175
Belgia <i>Belgium</i>	120	67	99	73	72	83	90	112	124
Brasil <i>Brazil</i>	-	-	-	30	-	-	-	8	-
Cuba <i>Cuba</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Danmark <i>Denmark</i>	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Dominikanske republikk <i>Dominican Republic</i>	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	-	-	-	-	22	-	-	-
Finland <i>Finland</i>	-	-	10	26	9	-	25	29	20
Frankrike <i>France</i>	104	82	61	49	95	177	80	21	47
India <i>India</i>	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Irland <i>Ireland</i>	-	-	-	-	3	1	-	-	-
Island <i>Iceland</i>	-	-	0	0	-	-	-	1	-
Italia <i>Italy</i>	22	-	2	-	-	21	2	24	21
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	43	-	-	-	-	-
Libanon <i>Lebanon</i>	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Marokko <i>Marocco</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Nederland <i>The Netherlands</i>	62	118	123	68	92	41	64	54	58
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	-	-	-	3	-	-	-	-
Polen <i>Poland</i>	-	-	-	-	5	-	-	-	24
Portugal <i>Portugal</i>	-	-	24	10	9	17	5	1	20
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i>	56	29	12	21	47	25	20	14	47
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	91	70	99	34	29	62	63	80	96
Sverige <i>Sweden</i>	34	63	91	105	67	67	180	124	49
Tunisia <i>Tunisia</i>	-	-	-	-	-	9	-	-	-
Tyrkia <i>Turkey</i>	-	-	25	74	62	58	33	120	119
Tyskland <i>Germany</i>	46	16	19	13	31	34	29	37	52
USA <i>USA</i>	56	62	128	62	53	91	106	0	45
Andre <i>Others</i>	87	82	22	3	-	23	-	-	-

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.

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990-2000. US dollar/fat
Brent Blend price. Weekly. 1990-2000. USD/barrel

Uke Week	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1	22,25	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06
2	21,65	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01
3	20,85	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20
4	20,60	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20
5	20,65	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35
6	20,40	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35
7	19,85	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,85	13,55	10,12	28,23
8	19,45	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	20,65	13,20	10,52	27,50
9	19,15	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,80	13,15	10,51	29,24
10	19,00	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,40	12,60	11,39	30,52
11	18,35	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,10	11,95	12,58	28,53
12	17,80	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	19,35	14,65	13,70	25,04
13	18,05	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	18,75	13,70	14,73	24,15
14	17,95	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,75	13,05	14,27	23,09
15	15,85	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,20	13,40	14,65	21,34
16	15,65	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,25	13,55	15,88	22,93
17	16,75	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	17,80	14,05	15,89	23,21
18	16,30	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24
19	16,30	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	18,05	14,40	15,32	26,54
20	17,20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	19,35	14,50	14,36	
21	16,15	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	20,00	14,70	14,83	
22	15,60	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	19,35	13,60	14,22	
23	15,00	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	18,30	12,10	16,10	
24	15,00	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	16,90	10,95	16,02	
25	15,45	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,30	12,15	15,85	
26	13,54	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	17,80	11,85	16,34	
27	15,45	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,40	11,55	18,47	
28	15,55	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	
29	17,70	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,20	12,20	19,07	
30	18,80	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	18,60	12,65	19,63	
31	19,37	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,00	11,95	19,33	
32	26,65	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	19,10	11,60	20,30	
33	27,05	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,50	12,10	20,49	
34	31,15	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,55	12,25	20,17	
35	27,35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,00	12,40	20,97	
36	31,30	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,15	12,50	21,61	
37	31,65	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,05	13,10	22,95	
38	35,90	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,20	14,50	22,49	
39	40,70	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	18,85	14,55	23,03	
40	37,60	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,30	13,50	22,97	
41	40,30	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	20,75	12,30	21,92	
42	36,70	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,60	11,65	21,17	
43	30,25	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,55	12,30	22,03	
44	35,05	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,25	11,70	21,96	
45	34,45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,05	11,15	24,70	
46	32,70	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,50	10,45	25,04	
47	30,05	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	19,45	10,60	25,97	
48	34,15	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,90	9,90	24,98	
49	29,65	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	18,00	9,45	26,41	
50	28,00	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,20	10,00	25,33	
51	27,90	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	23,55	17,00	9,50	25,84	
52	27,50	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,95	17,00	10,60	25,32	
Gjennomsnitt for året Yearly average	23,61	20,19	19,31	17,07	15,76	16,98	20,6	19,2	12,71	17,88	

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

33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 1999. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 1999. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices								Spotpris Spot price	
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Brent Blend
1990										
1. kv. Q1	20,30	20,35	20,17	.	20,35	19,85
2. kv. Q2	16,64	16,52	16,25	.	16,44	15,90
3. kv. Q3	26,60	23,47	23,27	.	23,42	26,05
4. kv. Q4	34,37	34,30	34,08	.	34,27	32,64
1991										
1. kv. Q1	22,27	22,42	22,05	.	22,30	21,13
2. kv. Q2	19,25	19,15	18,45	.	18,75	18,84
3. kv. Q3	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,12
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	19,28
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	15,33
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	.	16,73
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	12,60
4. kv. Q4	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,94
1999										
1. kv. Q1	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	11,31
2. kv. Q2	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	15,58
3. kv. Q3	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	20,78
4. kv. Q4	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	24,22

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.*

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

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 1999. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 1999. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices								Spotpris Spot price	
	Ekofisk ¹	Statfjord ²	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Brent Blend
1995										
Januar January	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	..	16,42
Februar February	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	..	17,01
Mars March	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	..	16,76
April April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	..	16,58
Mai May	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	..	18,24
Juni June	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	..	17,30
Juli July	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	..	15,85
August August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	..	16,02
September September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	16,55
Oktober October	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	16,05
November November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	16,74
Desember December	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	17,82
1996										
Januar January	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar February	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars March	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April April	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai May	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni June	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli July	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August August	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September September	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober October	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November November	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember December	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64
1997										
Januar January	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	23,58
Februar February	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	20,53
Mars March	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	18,74
April April	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	17,67
Mai May	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	19,25
Juni June	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	17,59
Juli July	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	18,50
August August	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	18,46
September September	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	18,85
Oktober October	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	19,64
November November	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	r18,96
Desember December	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	r16,86
1998										
Januar January	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	15,04
Februar February	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	13,54
Mars March	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	13,23
April April	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	13,62
Mai May	14,25	14,20	14,15	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	14,30
Juni June	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	11,76
Juli July	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	12,09
August August	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	12,06
September September	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	13,66
Oktober October	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	15,36
November November	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	10,56
Desember December	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	9,89
1999										
Januar January	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	11,09
Februar February	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	10,26
Mars March	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	12,58
April April	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	15,50
Mai May	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	14,68
Juni June	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	16,56
Juli July	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	19,23
August August	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	20,48
September September	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	22,61
Oktober October	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	21,77
November November	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	25,17
Desember December	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	25,73

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.*

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

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2000
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2000

År og måned <i>Year and month</i>	150000 dwt. og over for råolje <i>Very large/ ultra large crude carriers</i>	70 000 - 149 999 dwt. for råolje <i>Medium sized crude carriers</i>	35 000 - 69 999 dwt. for råolje <i>Small crude/ product carriers</i>	Opptil 34 999 dwt. for råolje <i>Handy size/ dirty</i>	Opptil alle størrelser for raffinert <i>Handy size/ clean</i>
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
1999					
Januar <i>January</i>	54	91	117	150	199
Februar <i>February</i>	59	96	138	161	166
Mars <i>March</i>	62	92	114	164	159
April <i>April</i>	49	94	137	168	144
Mai <i>May</i>	38	89	128	177	158
Juni <i>June</i>	41	86	121	210	157
Juli <i>July</i>	49	76	124	196	165
August <i>August</i>	42	74	113	160	159
September <i>September</i>	41	73	108	162	148
Oktober <i>October</i>	47	71	110	154	151
November <i>November</i>	50	83	111	142	150
Desember <i>December</i>	45	91	106	147	144
2000					
Januar <i>January</i>	48	93	126	146	148
Februar <i>February</i>	53	108	141	154	170
Mars <i>March</i>	58	116	164	167	189
April <i>April</i>	70	135	196	186	197

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.*

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1996-2000
World oil supply and demand. Million barrels per day. 1996-2000

	1996	1997	1998	1999	2000*	1999				2000*			
						1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1. kv. Q 1	2. kv.* Q 2*	3. kv.* Q 3*	4. kv.* Q 4*
Samlet etterspørsel¹													
Total demand¹	71,6	73,4	r73,9	r75,0	r76,5	r76,1	r73,0	74,5	r76,5	r75,7	r75,1	76,6	r78,7
OECD OECD	45,9	46,7	r46,8	r47,5	r48,2	48,8	r45,6	r46,8	r48,9	r47,8	46,8	r48,0	50,0
Nord-Amerika <i>North America</i> ..	22,2	22,7	r23,1	23,8	r24,1	23,6	23,4	24,0	24,1	r23,5	r23,7	r24,4	24,7
Europa <i>Europe</i>	14,9	15,0	15,3	r15,1	r15,3	15,8	14,4	14,7	r15,6	r15,1	r14,9	15,2	15,9
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,8	9,0	8,4	r8,6	r8,8	9,4	7,9	8,2	r9,1	r9,2	8,2	r8,4	r9,4
Ikke OECD Non OECD	25,7	26,8	27,1	r27,5	r28,3	r27,4	r27,4	r27,7	r27,7	r27,9	r28,2	r28,6	r28,7
Tidligere Sovjet ² <i>Former USSR</i> ² ..	4,3	4,3	4,1	4,0	r3,9	4,2	3,6	4,0	4,1	r3,7	r3,7	4,0	4,1
Europa <i>Europe</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	r0,8	r0,8	0,8	r0,7	0,8	r0,8	r0,8	r0,7	r0,8
Kina ³ <i>China</i> ³	3,7	4,1	4,2	4,4	r4,7	4,3	4,6	r4,5	r4,4	r4,8	r4,8	r4,6	r4,6
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,4	6,7	6,8	7,1	7,5	r7,0	7,2	r7,1	7,2	r7,2	7,5	r7,5	r7,7
Latin Amerika <i>Latin America</i> ..	4,3	4,4	4,6	4,6	r4,7	4,5	r4,6	4,7	4,7	4,6	r4,7	r4,8	4,8
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,0	4,2	4,3	r4,2	r4,3	4,2	4,3	r4,3	r4,1	r4,2	4,4	4,4	r4,2
Afrika <i>Africa</i>	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,4	2,4	2,4	r2,4	r2,5	2,4	2,5	r2,5
Samlet tilbud⁴ Total supply⁴	72,0	74,4	75,5	r74,1	...	75,2	73,1	r73,6	r74,4	75,3
Sum ikke-OPEC													
Total non-OPEC	43,6	44,5	44,7	r44,6	r45,9	44,6	44,0	r44,5	r45,5	r45,9	r45,6	r45,7	r46,4
OECD OECD	21,7	22,1	21,9	r21,4	r22,2	21,5	20,9	r21,2	r22,0	r22,3	r22,0	r22,0	r22,6
Nord-Amerika <i>North America</i> ..	14,3	14,6	14,5	r14,0	r14,3	14,1	r13,9	r13,9	r14,1	r14,3	r14,3	r14,2	r14,4
Europa <i>Europe</i>	6,7	6,7	6,7	6,8	r7,0	6,8	6,5	6,7	r7,1	r7,1	r6,9	6,9	r7,3
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	0,7	0,7	r0,9	0,6	0,6	0,7	0,7	r0,9	r0,9	r0,9	r0,9
Ikke OECD Non OECD	21,9	22,4	r22,8	23,2	r23,7	23,1	r23,1	r23,3	23,5	r23,6	r23,6	r23,7	r23,8
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i> ..	7,1	7,2	7,3	7,5	r7,7	7,4	7,4	7,5	7,6	r7,7	r7,7	7,7	7,7
Europa <i>Europe</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kina <i>China</i>	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	r3,3	3,2	r3,2	r3,2
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Latin Amerika <i>Latin America</i> ..	3,3	3,4	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	r3,7	3,8	3,8	r3,8
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	r2,0	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,6	2,7	2,7	2,8	r2,9	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	r3,0
Netttilvekst prosessering ⁵													
Processing Gains ⁵	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
OPEC OPEC	28,4	29,9	30,8	29,4	...	30,6	29,1	29,1	29,0	29,4
Råolje <i>Crude oil</i>	25,8	27,2	28,0	26,6	...	27,8	26,3	26,2	26,1	26,6
NGL <i>NGLs</i>	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	r2,8	2,9	2,9	2,9
LAGERENDRING OG ANNET ⁶													
STOCK CHANGE AND													
MISCELLANEOUS ⁶	0,5	1,0	r1,6	r(-1,0)	...	r(-0,9)	r0,1	r(-0,9)	r(-2,1)	(-0,4)

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

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

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979 - 1999. Milliarder 2000-kroner*Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1999. Billion 2000-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1979	7,0	3,1	3,3	0,1	-	13,5
1980	17,9	8,9	6,6	0,1	-	33,4
1981	22,7	13,3	8,7	0,1	-	44,9
1982	23,3	14,0	8,9	0,1	-	46,3
1983	20,6	12,9	11,1	0,1	-	44,7
1984	24,9	15,1	13,2	0,1	-	53,3
1985	28,0	16,7	14,9	0,3	-	60,0
1986	22,6	13,1	10,7	0,3	-	46,6
1987	8,7	3,9	9,2	0,3	-	22,1
1988	6,0	1,3	6,4	0,2	-	13,9
1989	5,3	1,7	8,0	0,2	-	15,2
1990	13,4	5,4	9,2	0,3	-	28,2
1991	16,3	7,3	9,7	0,6	0,9	34,8
1992	8,3	7,9	8,9	0,7	2,1	27,9
1993	6,9	10,2	8,4	0,6	2,4	28,6
1994	6,6	9,5	7,0	0,1	2,7	25,8
1995	8,2	11,3	6,2	0,6	2,7	28,9
1996	10,3	13,3	6,5	1,2	2,9	34,2
1997	15,8	19,9	6,3	0,6	3,1	45,8
1998	9,1	11,0	3,8	0,5	3,2	27,7
1999	5,7	6,4	3,1	0,6	3,4	19,2

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

38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 1999*Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-1999*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Herav investeringer Of this investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr	Billion NOK		Mrd. 2000-kr Billion 2000-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-22,4
1986	0,5	12,5	11,1	-12,0	-15,6
1987	3,7	14,4	11,7	-10,7	-13,1
1988	5,3	14,5	10,0	-9,1	-10,7
1989	15,5	14,8	8,8	0,8	0,8
1990	22,0	14,7	8,5	7,3	7,9
1991	27,2	21,3	12,3	5,9	6,4
1992	31,5	27,9	15,1	3,6	4,0
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	9,2	9,6
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	36,1
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	41,2
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	14,6
1999	75,2	49,3	30,0	25,8	26,0

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

39. Nøkkeltall for rettighetshavere¹ på norsk kontinentalsokkel². 1987-1998
Financial highlights for licenses¹ on the Norwegian Continental Shelf². 1987-1998

År Year	Antall foretak Number of enterprises	Drifts- inntekter Mill. kr. Operating income Mill. NOK	Driftsresultat i prosent av drifts- inntekter. Operating profit in per cent of oper- ating income	Resultat før ekstra- ordinære poster i prosent av driftsinntek- ter. Profit before extraordi- nary items in per cent of operating in- come.	Totalrenta- bilitet. Prosent Return on total assets. Per cent	Egenkapital- rentabilitet. Prosent Return on equity. Per cent	Egenkapita- landel. Prosent Equity ratio. Per cent	Likviditets- grad 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
5 års identiske foretak 5 years identical enterprises								
1994	31	138 830	22,9	23,8	17,6	22,8	25,0	0,55
1995	31	143 043	23,7	22,3	16,5	23,3	25,5	0,60
1996	31	167 130	30,2	28,0	21,8	29,1	26,1	0,70
1997	31	166 224	32,0	26,3	19,2	20,2	27,4	0,71
1998	31	166 224	20,8	16,6	10,1	15,7	26,1	0,73
2 års identiske foretak 2 years identical enterprises								
1997	37	188 256	34,0	28,8	19,9	20,3	28,3	0,68
1998	37	147 835	22,4	18,8	10,5	16,2	26,9	0,72

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.*

40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1997 og 1998*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1997 and 1998*

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	
	1997	1998	1997	1998
1) Tallet på foretak 1) Number of enterprises	42	40	1	1
2) Sysselsetting pr 31. desember 2) Employees as of 31 December	24 517	26 503	-	-
		Mill. kr Million NOK		
3) Driftsinntekter 3) Operating income	264 279	205 732	76 023	57 599
4) Driftsresultat 4) Operating profit	109 420	58 413	45 422	25 329
5) Resultat av finansielle poster 5) Financial items, net	-10 025	-5 504	-43	-43
6) Resultat før ekstraordinære poster 6) Profit before extraord. items	99 395	52 909	45 379	25 220
7) Resultat før skattekostnad 7) Profit before taxes	103 134	50 911	45 379	25 220
8) Årsoverskudd 8) Annual profit	65 988	37 769	45 379	25 220
9) Omløpsmidler 9) Current assets	53 101	50 437	8 463	5 873
10) Anleggsmidler 10) Fixed assets	385 446	430 060	122 229	135 192
11) Kortsiktig gjeld 11) Short-term liabilities	73 156	68 656	7 468	6 970
12) Langsiktig gjeld 12) Long-term liabilities	156 491	187 930	1 057	1 540
13) Egenkapital 13) Equity	208 899	223 910	122 167	132 555
14) Totalkapital 14) Total liabilities and equity	438 547	480 497	130 692	141 065
		Prosent Per cent		
15) Totalrentabilitet 15) Return on total assets	25	13	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet 16) Return on equity	30	18	.	.
17) Egenkapitalandel 17) Equity ratio	48	47	.	.
18) Likviditetsgrad 18) Current ratio	1	1	.	.

¹ Hovedtall 9-14 gjelder pr. 31. desember. Key figures per 31 December.

41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel1. 1994-1997
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf1. 1994-1997

	1994		1995		1996		1997	
	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>	153 754	100	158 748	100	187 587	100	188 256	100
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i>	130 296	85	138 705	87	162 109	86	171 782	91
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i>	23 458	15	20 043	13	25 477	14	16 474	9
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	117 335	76	118 458	75	126 376	67	124 258	66
Vareforbruk <i>Cost of goods . . .</i>	36 874	24	40 504	26	42 506	23	48 630	26
Lønnskostnader <i>Compensation of employees . .</i>	12 701	8	12 980	8	14 116	8	15 333	8
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses.</i>	47 968	31	43 396	27	46 149	25	37 976	20
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	19 792	13	21 578	14	23 605	13	22 319	12
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	36 419	24	40 291	25	61 210	33	63 998	34
Finansinntekter <i>Financial income</i>	7 804	5	6 045	4	3 037	2	3 134	2
Aksjeutbytte og renteinntekter <i>Dividends and interest received</i>	1 042	1	1 859	1	1 376	1	1 543	1
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i>	6 763	4	4 186	3	1 661	1	1 591	1
Finanskostnader <i>Financial expenditure</i>	6 488	4	8 298	5	7 178	4	13 116	7
Rentekostnader <i>Interest paid . .</i>	5 439	4	5 630	4	5 380	3	5 612	3
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses.</i>	1 049	1	2 668	2	1 798	1	7 505	4
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	1 316	1	-2 253	-1	-4 141	-2	-9 982	-5
Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i>	37 735	25	38 038	24	57 069	30	57 755	31
Skattekostnad <i>Taxes.</i>	35 624	23	34 422	22	52 964	28	37 146	20
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i>	22 741	15	22 129	14	36 006	19	28 067	15
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	18 484	12	19 315	12	31 717	17	9 078	5
Årsoverskudd <i>Annual profit</i>	4 257	3	2 814	2	4 289	2	20 609	11
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i>	12 883	8	12 293	8	16 958	9	9 602	5
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i>	7 072	5	5 622	4	9 392	5	10 365	6
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i>	5 726	4	6 486	4	7 566	4	642	0
Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i>								
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	37 124	14	37 146	14	50 248	17	44 638	15
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds. .</i>	3 405	1	3 172	1	7 246	3	1 590	1
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	15 639	6	18 031	7	19 184	7	18 894	6
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable.</i>	14 467	6	13 078	5	20 053	7	20 273	7
Varelager <i>Stock of goods</i>	3 613	1	2 864	1	3 764	1	3 880	1
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	220 690	86	228 113	86	241 262	83	263 217	86
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds.</i>	29 690	12	30 783	12	41 356	14	51 145	17
Fordringer <i>Accounts receivable</i>	5 277	2	8 316	3	8 378	3	11 393	4
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i>	185 723	72	189 014	71	191 529	66	200 678	65

41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel1. 1994-1997
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf1. 1994-1997*

	1994		1995		1996		1997	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	64 686	25	61 531	23	70 034	24	65 688	21
Leverandørgjeld								
Accounts payable to suppliers .	14 776	6	17 145	7	16 161	6	15 805	5
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> . .	522	0	614	0	151	0	1 254	0
Øvrig kortsiktig gjeld								
<i>Other short-term liabilities</i>	49 388	19	43 772	17	53 722	18	48 629	16
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	127 657	50	135 026	51	141 951	49	155 434	51
Egenkapital <i>Equity</i>	65 470	25	68 702	26	79 525	27	86 732	28
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i>								
Bundet egenkapital ellers	12 448	5	11 775	4	12 589	4	12 335	4
<i>Other restricted equity</i>	24 906	10	24 703	9	27 384	9	30 689	10
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i>	28 117	11	32 224	12	39 552	14	43 708	14
Sum gjeld og egenkapital Total liabilities and equity . . .	257 813	100	265 258	100	291 510	100	307 855	100
Finansieringsanalyse Source and Application of funds								
Tilførsel <i>Source of funds</i> . . .	27 486	100	35 283	100	43 778	100	45 399	100
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i>	32 291	118	33 624	95	39 466	90	40 832	90
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i>	217	1	-2 017	-6	1 406	3	-2 146	-5
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i>	-5 022	-18	3 676	10	2 906	7	6 713	15
Investering i anleggsmidler Investment in fixed assets . . .	33 523	122	32 226	91	39 061	89	46 707	103
Endring i arbeidkapital Change in working capital . . .	-6 037	-22	3 057	9	4 717	11	-1 308	-3
Nøkkeltall <i>Key figures</i>								
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i>	47		46		43		41	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i>	23974		23642		24236		24517	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i> . .	17		17		22		20	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i>	25		24		28		20	
Egenkapitaland. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i>	25		26		27		28	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i>	1		1		1		1	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel1. 1998. Identiske foretak 1997 og 1998.
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf1. 1998. Identical enterprises 1997 and 1998.

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>		Identiske foretak <i>Identical enterprises</i>			
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	1997		1998	
					Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Resultatregnskap <i>Income statement</i>								
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	148 133	100,0	124 529	100,0	188 256	100,0	147 835	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i>	130 153	87,8	110 645	88,8	171 782	91,2	129 854	87,8
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i>	17 981	12,1	13 884	11,1	16 474	8,8	17 981	12,2
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i> .	115 049	77,6	97 913	78,6	124 258	66,0	114 795	77,7
Vareforbruk <i>Cost of goods</i>	35 239	23,7	33 601	26,9	48 630	25,8	35 115	23,8
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	17 419	11,7	14 875	11,9	15 333	8,1	17 419	11,8
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	39 770	26,8	29 953	24,0	37 976	20,2	39 701	26,9
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	22 622	15,2	19 482	15,6	22 319	11,9	22 561	15,3
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	33 084	22,3	26 616	21,3	63 998	34,0	33 040	22,3
Finansinntekter <i>Financial income</i>	5 011	3,3	4 119	3,3	3 075	1,6	4 992	3,4
Aksjeutbytte og renteinntekter <i>Dividends and interest received</i>	3 577	2,4	2 967	2,3	1 534	0,8	3 575	2,4
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i>	1 434	0,9	1 152	0,9	1 541	0,8	1 416	1,0
Finanskostnader <i>Financial expenditure</i> . .	10 405	7,0	9 161	7,3	12 999	6,9	10 358	7,0
Rentekostnader <i>Interest paid</i>	6 299	4,2	5 608	4,5	5 612	3,0	6 260	4,2
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i>	4 106	2,7	3 552	2,8	7 388	3,9	4 098	2,8
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-5 395	-3,6	-5 041	-4,0	-9 924	-5,3	-5 366	-3,6
Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i>	25 691	17,3	19 577	15,7	57 813	30,7	25 675	17,4
Skattekostnad <i>Taxes</i>	13 143	8,8	9 849	7,9	37 146	19,7	13 144	8,9
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i>	10 885	7,3	8 026	6,4	28 067	14,9	10 885	7,4
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . .	2 258	1,5	1 823	1,4	9 078	4,8	2 259	1,5
Årsoverskudd <i>Annual profit</i>	12 549	8,4	9 728	7,8	20 668	11,0	12 531	8,5
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i> . .	3 786	2,5	4 801	3,8	9 660	5,1	3 819	2,6
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i>	8 648	5,8	4 813	3,8	10 365	5,5	8 598	5,8
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i>	-115	0,0	-115	0,0	-642	-0,3	-115	-0,1
Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i>								
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	44 564	13,1	41 877	14,1	44 524	14,5	44 513	13,1
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i>	2 398	0,7	2 331	0,7	1 585	0,5	2 397	0,7
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	14 405	4,2	13 296	4,5	18 894	6,1	14 385	4,2
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i> .	23 802	7,0	22 563	7,6	20 164	6,6	23 781	7,0
Varelager <i>Stock of goods</i>	3 960	1,1	3 688	1,2	3 880	1,3	3 949	1,2
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	294 868	86,8	253 177	85,8	263 217	85,5	294 168	86,9
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i>	61 869	18,2	59 006	19,9	51 145	16,6	61 869	18,3
Fordringer <i>Accounts receivable</i>	10 628	3,1	10 255	3,4	11 393	3,7	10 628	3,1
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i>	222 370	65,5	183 916	62,3	200 678	65,2	221 671	65,5

42. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf 1998. Identical enterprises 1997 and 1998.
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf 1. 1994-1997*

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>		Identiske foretak <i>Identical enterprises</i>			
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	1997		1998	
					Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	61 686	18,1	56 065	19,0	65 687	21,3	61 649	18,2
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	14 374	4,2	13 505	4,5	15 805	5,1	14 359	4,2
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	1 335	0,3	1 335	0,4	1 254	0,4	1 335	0,4
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	45 978	13,5	41 225	13,9	48 629	15,8	45 955	13,6
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	186 390	54,9	156 424	53,0	154 790	50,3	185 869	54,9
Egenkapital <i>Equity</i>	91 355	26,9	82 566	27,9	87 264	28,4	91 164	26,9
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i>	13 091	3,8	13 091	4,4	12 332	4,0	13 090	3,9
Bundet egenkapital ellers <i>Other restricted equity</i>	29 635	8,7	28 026	9,4	30 689	10,0	29 635	8,8
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i>	57 620	16,9	46 154	15,6	52 024	16,9	57 430	17,0
Sum gjeld og egenkapital Total liabilities and equity	339 432	100,0	295 054	100,0	307 741	100,0	338 681	100,0
Finansieringsanalyse <i>Source and Application of funds</i>								
Tilførsel <i>Source of funds</i>	60 985	100,0	50 559	100,0	45500	100,0	60 764	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i>	30 494	50,0	27 935	55,3	40891	89,9	30 466	50,1
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i>	81	0,1	-104	-0,2	-2146	-4,7	81	0,1
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i>	30 410	49,9	22 728	45,0	6755	14,8	30 217	49,7
Investering i anleggsmidler Investment in fixed assets	57 453	94,2	48 361	95,7	46708	102,7	57 376	94,4
Endring i arbeidskapital Change in working capital	3 532	5,8	2 198	4,3	-1208	-2,7	3 388	5,6
Nøkkel tall <i>Key figures</i>								
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i>	39		30		37		37	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i>	26 503		23 418		24 517		26 502	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i>	10,5		9,6		19,9		10,5	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i>	16,2		14,6		20,3		16,2	
Egenkapitaland. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i>	26,9		28,0		28,3		26,9	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i>	0,72		0,75		0,68		0,72	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

43a. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1998
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1998

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	148 133	100,0
Salgsinntekter, avgiftspliktig <i>Sales (goods and services), liable to VAT</i>	20 505	13,8
Salgsinntekter, avgiftsfritt <i>Sales (goods and services), free of VAT</i>	122 658	82,8
- Offentlige avgifter ² <i>-Special government taxes (except VAT)²</i>	13 011	8,8
Offentlige tilskudd, tilvirkede/solgte varer <i>Government subsidies, produced/sold goods</i>	2	0,0
Andre offentlige tilskudd/refusjoner <i>Other government subsidies/refunds</i>	-	-
Aktiverte egne investeringsarbeider <i>Own work capitalized</i>	230	0,2
Leieinntekter, fast eiendom <i>Income from rent, real property</i>	19	0,0
Andre driftsinntekter ³ <i>Other operating income³</i>	17 696	11,9
Gevinst ved avgang av anleggsmidler <i>Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	34	0,0
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	115 049	77,7
Forbruk av innkjøpte varer <i>Cost of purchased goods</i>	35 043	23,7
Lønninger mv. <i>Wages and salaries</i>	14 276	9,6
Arbeidsgiveravgift til folketrygden <i>National insurance premium</i>	1 866	1,3
Pensjonskostnader og andre personalkostnader <i>Pension payments and indirect staff expenses</i>	1 277	0,9
Frakt og spedisjon vedrørende salget <i>Outgoing freight and forwarding costs</i>	10 606	7,2
Energi, brensel mv vedrørende produksjon <i>Energy etc. related to production</i>	1 240	0,8
Leiekostnader fast eiendom <i>Expenses of rented property</i>	482	0,3
Lys, varme, vann og renovasjon <i>Lighting, heating, water and renovation</i>	64	0,0
Leie driftsmidler <i>Rented fixed durable assets other than property</i>	74	0,0
Verktøy, inventar etc. <i>Tools, equipment etc.</i>	21	0,0
Vedlikehold/repasjon <i>Maintenance/cost of repairs</i>	156	0,1
Kontorrekvisita, trykksaker mv. <i>Office appliances, accessories etc.</i>	157	0,1
Telefon og porto <i>Telephone and postage</i>	90	0,1
Bilkostnader <i>Car expenses</i>	29	0,0
Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse <i>Travelling, subsistence and car allowances</i>	732	0,5
Provisjonskostnader <i>Commission charges</i>	164	0,1
Salgs-, reklame og representasjonskostnader <i>Selling, advertising and representation costs</i>	165	0,1
Kontingenter og gaver <i>Subscriptions and gifts</i>	75	0,1
Forsikringer og garantikostnader <i>Insurance and guarantee costs</i>	545	0,4
Patent-, lisenskostn. og royalties <i>Patent and licence costs and royalties</i>	226	0,2
Diverse driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	24 933	16,8
Tap ved avgang av anleggsmidler <i>Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	0	0,0
Tap på fordringer <i>Losses on accounts receivable</i>	10	0,0
Beholdningsendringer egentilvirkede varer <i>Changes in stocks of finished goods/work in process</i> ..	196	0,1
Ordinære avskrivninger <i>Ordinary depreciation</i>	22 620	15,3
Nedskrivning på anleggsmidler <i>Depreciation on fixed assets</i>	2	0,0
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	33 084	22,3

43a. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1998
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1994-1997*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
Finansinntekter <i>Financial income</i>	5 011	3,4
Utbytte på aksjer o.l. <i>Dividends on shares etc.</i>	2078	1,4
Andel overskudd i deltagerlignende selskaper <i>Share of profits in partnerships</i>	-	-
Renteinntekter fra konsernselskaper <i>Interest received from group companies</i>	1103	0,7
Andre renteinntekter <i>Interest received from others</i>	396	0,3
Valutagevinst (agio) <i>Surplus on foreign exchange</i>	839	0,6
Andre finansinntekter <i>Other financial income</i>	595	0,4
Finanskostnader <i>Financial expenditure</i>	10 406	7,0
Andel underskudd i deltagerlignende selskaper <i>Share of loss in partnerships</i>	3	0,0
Rentekostnader, også til konsernselskaper <i>Interest paid</i>	6 299	4,3
Valutatap (disagio) <i>Loss on foreign exchange</i>	2 827	1,9
Andre finanskostnader <i>Other financial expenses</i>	1277	0,9
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-5 395	-
Resultat før ekstraordinære poster <i>Profit before extraordinary items</i>	27 689	18,7
Ekstraordinære inntekter <i>Extraordinary income</i>	1 279	0,9
Gevinst ved avgang av anleggsmidler <i>Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	1 237	0,8
Ekstraordinære offentlige tilskudd <i>Extraordinary government subsidies</i>	1	0,0
Andre ekstraordinære inntekter <i>Other extraordinary income</i>	41	0,0
		-
Ekstraordinære kostnader <i>Extraordinary costs</i>	3 278	2,2
Tap ved avgang av anleggsmidler <i>Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets</i>	25	0,0
Nedskrivning på anleggsmidler <i>Extraordinary (not tax-conditioned) depreciation</i>	3 075	2,1
Andre ekstraordinære kostnader <i>Other extraordinary expenses</i>	178	0,1
Resultat av ekstraordinære poster <i>Extraordinary items, net</i>	-1 999	-
Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i>	25 692	17,3
Skattekostnad <i>Taxes</i>	13 143	8,9
Betalbar skatt <i>Payable tax</i>	10 885	7,3
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i>	-	-
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	2 258	1,5
Årsoverskudd <i>Annual profit</i>	12 549	8,5
Oppskrivning av anleggsmidler <i>Revaluation of fixed assets</i>	-	-
Overført fra oppskrivningsfond <i>Transferred from revaluation fund</i>	-	-
Anvendelse av oppskrivningsbeløp <i>Use of revaluations</i>	-	-
Overført fra tilbakeføringsfond <i>Transferred from restricted reversal fund</i>	-	-
Overført fra reservefond mv. <i>Transferred from legal reserve fund etc.</i>	1480	1,0
Avsatt til reservefond <i>Transferred to legal reserve fund</i>	-	-
Fondsemissjon med overskuddsmidler <i>Capitalization issue</i>	1325	0,9
Overført fra fri egenkapital/udekket tap <i>Transferred from distributable equity/uncovered losses</i> ..	2183	1,5
Avsatt til fri egenkapital <i>Transferred to distributable equity</i>	6 124	4,1
Avsatt til utbytte o.l. ⁴ <i>Proposed dividends etc.</i> ⁴	8 648	5,8
Konsernbidrag (-mottatt) <i>Contribution to group companies (-received)</i>	100	0,1
Aksjonærbidrag (-mottatt) <i>Shareholder contribution (-received)</i>	15	0,0

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.*
⁴ Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. *Includes transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head of office.*
⁵ Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.*
⁶ Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*

43b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1998
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1998

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 Assets				
Omløpsmidler Current assets	45 223	14,7	44 564	13,1
Kasse, innskudd i bank og postgiro <i>Cash in hand, bank and giro account</i>	1 490	0,5	1 547	0,5
Aksjer og andeler <i>Shares</i>	97	0,0	137	0,0
Obligasjoner og andre verdipapirer <i>Bonds and other securities</i>	598	0,2	714	0,2
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	19 317	6,3	14 405	4,2
Opptjente, ikke fakturerte driftsinntekter <i>Earned, not invoiced operating income</i>	0	0,0	0	0,0
Kortsiktige fordringer konsernselskaper <i>Receivables from group companies</i>	14 782	4,8	18 134	5,3
Andre kortsiktige fordringer <i>Other short-term receivables</i>	4 422	1,4	5 353	1,6
Lager av råvarer og innkjøpte halvfabrikata <i>Stock of raw materials, consumables</i>	1 675	0,5	1 957	0,6
Lager av varer under tilvirkning <i>Work in process</i>	221	0,1	183	0,1
Lager av ferdigvarer, egentilvirkede <i>Stock of finished goods</i>	1 867	0,6	1 740	0,5
Lager av ferdigvarer, kjøpte <i>Stock of goods for resale</i>	144	0,0	80	0,0
Forskudd til leverandører <i>Advances to suppliers</i>	413	0,1	309	0,1
Andre omløpsmidler <i>Other current assets</i>	197	0,1	5	0,0
Anleggsmidler Fixed assets	262 045	85,3	294 868	86,9
Andeler i deltagerlignede selskaper <i>Shares in partnerships</i>	751	0,2	689	0,2
Aksjer og andeler i datterselskaper <i>Shares in subsidiaries</i>	44 062	14,3	52 722	15,5
Andre aksjer og andeler <i>Other shares</i>	5 952	1,9	8 454	2,5
Obligasjoner og andre verdipapirer <i>Bonds and other securities</i>	5	0,0	4	0,0
Lån til aksjonærer mv og ansatte <i>Loans to shareholders etc. and employees</i>	445	0,1	518	0,2
Langsiktige fordringer konsernselskaper <i>Receivables from group companies</i>	5 471	1,8	5 927	1,7
Utsatt skattefordel <i>Deferred tax asset</i>	65	0,0	75	0,0
Andre langsiktige fordringer <i>Other long-term receivables</i>	4 035	1,3	4 108	1,2
Forskudd til leverandører <i>Advances to suppliers</i>	6	0,0	0	0,0
Patenter og liknende rettigheter <i>Patents and similar rights</i>	666	0,2	646	0,2
Goodwill <i>Goodwill</i>	662	0,2	670	0,2
Aktiverte kostnader <i>Capitalized expenditure</i>	3 573	1,2	3 220	0,9
Skip og andre fartøyer <i>Ships</i>	132	0,0	110	0,0
Andre transportmidler <i>Other means of transport</i>	81	0,0	79	0,0
Maskiner, verktøy, inventar o.l. <i>Machinery and equipment</i>	23 276	7,6	24 569	7,2
Bygninger og bygningsmessige anlegg ⁵ <i>Buildings (excl. dwellings)⁵</i>	133 379	43,4	136 332	40,2
Anlegg under utførelse <i>Plant under construction</i>	37 058	12,1	54 397	16,0
Grunnarealer <i>Land and other real property</i>	361	0,1	357	0,1
Boliger (inkl. tomter) <i>Dwellings (incl. sites)</i>	2050	0,7	1 953	0,6
Andre anleggsmidler <i>Other fixed assets</i>	15	0,0	38	0,0
Krav på aksjeinnskudd/egne aksjer <i>Unpaid share subscriptions/treasury stock</i>	-	-	-	-
Totalkapital Total assets	307 268	100,0	339 432	100,0

43b. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1998
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1994-1997*

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>				
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	65 877	24,0	61 686	18,2
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	15 809	5,6	14 374	4,2
Vekselgjeld <i>Notes payable</i>	-	-	-	-
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	875	0,1	1 335	0,4
Skyldig skattetrekk <i>Unpaid payroll taxes</i>	600	0,2	636	0,2
Skyldig arbeidsgiveravgift <i>Unpaid national insurance premium</i>	335	0,1	386	0,1
Skyldig merverdiavgift <i>Unpaid value added tax (VAT)</i>	183	0,1	139	0,0
Andre offentlige avgifter <i>Other indirect taxes</i>	459	0,1	340	0,1
Påløpt lønn, feriepenger ol. <i>Accrued, not due wages and salaries</i>	948	0,3	1077	0,3
Påløpte ikke forfalte gjeldsrenter <i>Accrued, not due interest</i>	717	0,2	804	0,2
Betalbar skatt, ikke utlignet <i>Payable tax, not yet assessed</i>	12 700	6,6	3 549	1,0
Betalbar skatt, utlignet <i>Payable tax, assessed</i>	2	0,0	0	0,0
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i>	-	-	0	-
Forskudd fra kunder <i>Advances from customers</i>	84	0,0	95	0,0
Regnskapsmessige avsetninger <i>Accounting allocations</i>	286	0,0	228	0,1
Avsatt konsernbidrag <i>Provisions for contribution to group companies</i>	682	0,0	173	0,1
Kortsiktige valutalån <i>Short-term foreign currency loans</i>	1 426	0,5	2 490	0,7
Avsatt utbytte <i>Provisions for dividend</i>	7 402	1,7	4 813	1,4
Annen kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	23 369	8,7	31 247	9,2
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	153 902	48,7	186 390	54,9
Utsatt skatt <i>Deferred tax</i>	60 088	18,5	62 167	18,3
Ihendehaverobligasjonslån <i>Bearer bond loans</i>	21 490	5,2	30 971	9,1
Pantelån <i>Mortgage loans</i>	2 309	0,9	3 798	1,1
Pensjonsforpliktelser <i>Provisions for pensions</i>	1 035	0,4	1 366	0,4
Regnskapsmessige avsetninger <i>Accounting allocations</i>	4 945	1,4	6 167	1,8
Langsiktig gjeld til konsernselskap <i>Payable to group companies</i> ..	44 781	15,4	56 038	16,5
Langsiktige valutalån <i>Long-term foreign currency loans</i>	11 307	4,7	17 264	5,1
Annen langsiktig gjeld <i>Other long-term liabilities</i>	6 865	1,9	7 254	2,1
Ansvarlig lånekapital <i>Liable loan capital</i>	1 082	0,4	1 365	0,4
Egenkapital <i>Equity</i>	87 488	27,2	91 355	26,9
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i>	12 333	4,3	13 091	3,9
Reservefond, andelskapital <i>Legal reserve fund, co-operative capital</i>	28 715	8,6	27 661	8,1
Oppskrivningsfond <i>Revaluation fund</i>	1 974	0,7	1 974	0,6
Tilbakeføringsfond <i>Restricted reversal fund</i>	-	-	-	-
Fri egenkapital (- udekket tap) ⁶ <i>Distributable equity (- uncovered losses)</i>	44 486	13,6	48 630	14,3
Totalkapital <i>Total liabilities and equity</i>	307 268	100,0	339 432	100,0

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.*
⁴ Medregnet overføringer fra norsk fillial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. *Includes transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head office.*
⁵ Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.*
⁶ Medregnet egenkapital i fillialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*

44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. Identiske foretak. 1997 og 1998
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. Identical enterprises. 1997 and 1998

År Year	Egenkapitalrentabilitet <i>Return on equity</i>			Totalrentabilitet <i>Return on total assets</i>								
	Etter skatt <i>After taxes</i>	Før skatt <i>Before taxes</i>	Før skatt <i>Before taxes</i>	Bidrag fra <i>Contribution from</i>				Gjennomsnittlig gjeldsrente <i>Average interest on liabilities</i>	Gjeldsgrad <i>Liabilities in proportion to equity</i>	Driftskapitalrentabilitet <i>Return on operating assets</i>	Finanskapitalrentabilitet <i>Return on financial assets</i>	Driftskapitalandel <i>Operating assets ratio</i>
				Driftsresultat <i>Operating profit</i>	Aksejutbytte, renteinntekter <i>Dividends, interests</i>	Øvrige finansielle poster <i>Other financial items</i>						
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K		
				Prosent <i>Per cent</i>					Prosent <i>Per cent</i>			
1997	20,3	64,8	19,9	21,4	0,5	-2,0	2,6	3	29	2	1	
1998	16,2	31,0	10,5	10,2	1,1	-0,8	2,7	3	14	4	1	

År Year	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 from customers</i>	Varelagere <i>Stock of goods</i>
L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	
					Prosent <i>Per cent</i>					
1997	26	8	20	11,9	34,0	1	1	7	10	13
1998	24	12	27	15,3	22,3	1	1	6	8	9

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹ etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1998
Licensees on the Norwegian Continental Shelf¹, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1998

År Year	I alt Total	Totalrentabilitet. Prosent Return on total assets. Per cent							
		< 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	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	-	-
.....
.....	I alt Total	Egenkapitalandel. Prosent Equity ratio. Per cent							
		< 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

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3. Grensefelt

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

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

2. Næringsklassifisering

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

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

2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

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

SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass

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

SN-nr. 5023 Oljeboring

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

SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass

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

SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

Denne næringsgruppen omfatter de foretak (rettighetshavere) som er deltakere i grupper som har minst én utvinningstillatelse på norsk kontinentalsokkel, men som verken er operatør eller har virksomhet på linje med det operatør har. Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til SN (f.eks. produksjon og

reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

2.2. Næringsklassifisering av oljevirksomhetene NACE Rev. 1

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

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til NACE (f.eks. produksjon og

reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1. Foretak

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

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

3.2. Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives aktiviteter som faller innenfor en bestemt

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

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

3.3. Hjelpeavdeling

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

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

4. Kjennemerker

4.1. Investering

Omfang

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

Periodisering

Påløpte investeringskostnader er et aktivitetsmål som gir uttrykk for den løpende ressursbruken på et prosjekt. Dette omfatter bl.a. løpende kostnader på ikke-ferdigstilte plattformer/moduler (varer under arbeid), også kostnader som påløper i utlandet.

4.2. Eksport

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

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

4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiearbeid

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

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

Beregnet inntekt for grensefelt

For grensefelt som opereres fra norsk side (Frigg og Statfjord), tas vareinnsats og lønnskostnader i sin

helhet med i norsk statistikk, mens produksjonsverdien bare omfatter norsk andel. For at bearbeidingsverdi og driftsresultat skal bli riktig, inntektsføres den delen av kostnadene som belastes britiske andelshavere. Dette blir regnet som eksport av tjenester fra Norge til Storbritannia

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4. Vareinnsats

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

4.5. Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

Formål, omfang og datagrunnlag for regnskapsstatistikken

1. Formål

Formålet med regnskapsstatistikken er å skaffe tallmateriale til foretaksøkonomiske oversikter og analyser og å gi datagrunnlag til nasjonalregnskap og forskning. Regnskapstatistikken gir resultatregnskap, balanse og nøkkeltall. Nøkkeltallene gir forholdet mellom ulike størrelser i resultatregnskapet og balansen, og bidrar til å kaste lys over foretakenes lønnsomhet, soliditet og likviditet. Statistikken gir grunnlag for sammenlikninger over tid og mellom ulike næringer og eierformer. Den gir også holdepunkter for sammenlikning og vurdering av enkeltforetaks regnskapstall mot de grupper statistikken gir tall for.

2. Omfang og datagrunnlag

2.1. Omfang

Regnskapsstatistikken omfatter foretak i olje- og gassutvinning (uansett størrelse). I statistikken er medregnet foretak som er rettighetshavere (har eierandeler) i en eller flere utvinningstillatelser på norsk kontinental-sokkel. Disse foretakene tilhører NACE-nr. 11-10 Utvinning av råolje og naturgass.

Foretakene er trukket ut på grunnlag av opplysninger om hovedaktivitet året før regnskapsåret. Foretak som har vært i drift bare en del av regnskapsåret, er som hovedregel ikke med i statistikken. Foretak som har unnlatt å gi eller gitt for dårlig regnskapsoppgave, er heller ikke med. Videre er statsforetaket Statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten holdt utenfor.

2.2. Datagrunnlag

Statistikken bygger på opplysninger innhentet fra foretakene på Alminnelig næringsoppgave (resultatregnskap, balanse og sysselsetting pr. 31.12.) og opplysninger i Det sentrale bedrifts- og foretaksregister i Statistisk sentralbyrå (næring og eierform). Regnskapsoppgavene er innhentet med hjemmel i lov av 16. juni 1989 nr. 54 om offisiell statistikk og Statistisk sentralbyrå (statistikkloven), kgl.res. av 16. juni 1989 og forskrift fastsatt av Finansdepartementet.

Alminnelig næringsoppgave er felles for likningsmyndighetene, Konkurransetilsynet og SSB. SSB får i stor utstrekning kopi av skjemaet som er sendt til likningsmyndighetene. Resultatregnskapet og balansen bygger på aksjelov og regnskapslov, men har noe mer detaljerte inndelinger enn det lovpålagte. Næringsoppgaven foreligger i to varianter, en for personlige foretak (enkeltmannsforetak, ansvarlige selskap og

kommandittselskap) og en for ikke-personlige foretak (aksjeselskap, andelslag o.l.). Regnskapsoppgavene innhentes for det enkelte foretak og norsk filial av utenlandsk aksjeselskap regnes som eget foretak. Statistikken er basert på de enkelte konsernselskaper (mor- og datterselskaps) regnskaper. Selve konsernregnskapet innbefattes dermed generelt ikke i statistikken. For foretak som ikke følger kalenderåret i sin regnskapsføring, er det fra 1991 benyttet oppgave for det regnskapsåret som ble avsluttet i kalenderåret.

3. Begrep og kjennemerker

Identiske foretak

Det utarbeides spesielle tidsserier for identiske foretak. Med identiske foretak for en periode menes foretak som har vært med i statistikken alle årene i denne perioden og som er regnskapsmessig sammenlignbare mellom årene. Foretak som er holdt utenom blant de identiske, gjelder f.eks. de som er fusjonert eller som har fått endret eierform.

Regnskapstall

Innholdet i årsregnskapene vil være aggregerte regnskapsoppgaver basert på bestemmelsene i aksjeloven og regnskapsloven og på innarbeidet regnskapspraksis. Det vises til vedlegg for definisjoner av avledede analysetall.

Resultatregnskap

Resultatregnskapet spesifiserer inntekter, kostnader og resultatstørrelser og omfatter disse hovedgruppene:

- Driftsinntekter og driftskostnader
- Finansinntekter og finanskostnader
- Ekstraordinære inntekter og kostnader
- Skattekostnad

Grunnlaget for oppgavene er inntekter opptjent i regnskapsåret og tilhørende historisk registrerte kostnader (periodiserte utgifter). Differansen mellom inntektene og kostnadene i de enkelte hovedgruppene gir de tilhørende resultatstørrelser. I tillegg registreres resultat før ekstraordinære poster og resultat før skattekostnad. Årsoverskuddet tilsvare resultatet etter skattekostnad. Hovedgruppen for skattekostnad er innarbeidet i statistikken fra 1992 og erstatter den tidligere hovedgruppen for årsoppgjørdisposisjoner.

Driftsinntekter og driftskostnader

Som driftsinntekter og driftskostnader regnes ordinære inntekter og kostnader utenom de finansielle.

Driftsinntektene omfatter salgsinntekter, provisjonsinntekter, leieinntekter, aktiverte egne investeringsarbeider, løpende offentlige driftstilskudd og andre inntekter knyttet til driften. Det er medregnet poster knyttet til så vel foretakets hovedvirksomhet som dets bivirksomheter. I driftsinntektene er medregnet salgs-

inntektsreduksjoner for frakter, mens rabatter og returer er trukket fra. Det er videre gjort fradrag for merverdiavgift og (i egen post på inntektsiden) spesielle offentlige avgifter knyttet til salget. Interne leveranser mellom foretakets avdelinger er ikke med.

Driftskostnadene omfatter vareforbruk, lønnskostnader (lønninger, arbeidsgiveravgift, pensjonskostnader og indirekte personalkostnader), ordinære av- og nedskrivninger og andre kostnader knyttet til salg, produksjon og administrasjon (leiekostnader, diverse tjenesteinnsats, utgiftsførte investeringer, tap på fordringer m.m.). Driftskostnadene er ført fratrukket fradragberettiget merverdiavgift. I vareforbruket er inkludert toll, innkjøpsavgifter og kostnader til fremmed inntransport, mens returer og rabatter er trukket fra. Lønnskostnadene er registrert før fradrag for de ansattes skatter og trygdeavgifter. Her er også medregnet godtgjørelser til medlemmer av styre, representantskap og bedriftsforsamling. De ordinære avskrivningene gjelder planmessige avskrivninger på anleggsmidler (varige driftsmidler, immaterielle eiendeler o.l.) som forringes pga. slit, alder eller liknende årsak.

Finansinntekter og finanskostnader

Finansinntekter og finanskostnader er ordinære inntekter og kostnader knyttet til pengeplasseringer, verdipapirer, fordringer og gjeld. Finansinntektene omfatter bl.a. utdeling på aksjer og andeler, renteinntekter, kursgevinst på valutaposter (agio) og salgsgevinster på kortsiktige investeringer i verdipapirer (omløpsmidler). Finanskostnadene dekker renter og andre lånekostnader, kurstap på valutaposter (disagio), tap ved salg av kortsiktige verdipapirer, kostnader ved factoring m.m.

Ekstraordinære inntekter og kostnader

Ekstraordinære inntekter og kostnader gjelder vesentlige poster som er uvanlige for virksomheten og som ikke opptrer regelmessig. Dette kan bl.a. være gevinst/tap ved salg av anleggsmidler (varige driftsmidler, aksjer o.l.), enkeltstående offentlige tilskudd (f.eks. investeringstilskudd og særskilt driftsstøtte til enkelt bedrifter), gjeldsettergivelse og regnskapsmessige nedskrivninger på anleggsmidler som er verdsatt for høyt i balansen. Slike poster kan imidlertid delvis også være å oppfatte som ordinære for virksomheten. Ved avgrensning av de ekstraordinære postene er som hovedregel foretakenes oppgaver lagt til grunn.

Skattekostnad

Skattekostnaden representerer skatt knyttet til det regnskapsmessige resultatet, og består av betalbar skatt (medregnet forventede refusjonskrav fra eiere) og endring i utsatt skatt. Den betalbare skatten er den skatten som forventes å bli utliknet på årets skattepliktige inntekt korrigeret for eventuelt avvik mellom beregnet og utliknet skatt året før. Forventet refusjonskrav fra eiere gjelder skatt på personinntekt fastsatt for

de aktive eierne i foretaket. Endring i utsatt skatt er skatt knyttet til midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig periodisering av inntekter og kostnader. Skatten beregnes med utgangspunkt i netto endring i de balanseførte poster for utsatt skatt og skattefordel fra inngangen til utgangen av året.

Disponering av årsoverskudd

Her vises hvordan årsoverskudd og oppskrivninger disponeres og hvordan underskudd dekkes opp. Det gis opplysninger om overføringer til og fra ulike egenkapitalposter, utbytte til eierne, konsernbidrag og aksjonærbidrag. I utbyttebegrepet inngår også overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. Avsetning til utbytte blir ført som kortsiktig gjeld i balansen.

Balanse

Balansen er inndelt i følgende hovedgrupper:

- Eiendeler (omløpsmidler og anleggsmidler)
- Gjeld og egenkapital (herunder kortsiktig gjeld, langsiktig gjeld og egenkapital)

I statistikken t.o.m. 1991 var det under Gjeld og egenkapital også med en hovedgruppe for betinget skattefrie avsetninger. Fra 1992 er de tidligere avsetningene i hovedsak fordelt på egenkapital og utsatt skatt (langsiktig gjeld).

Omløpsmidler

Som omløpsmidler er regnet eiendeler som ikke er bestemt til varig eie eller bruk for foretaket. Her inngår betalingsmidler og kortsiktige plasseringer (kontanter, bankinnskudd, aksjer, obligasjoner o.l.), kundefordringer og andre kortsiktige fordringer og varelagere. Fordringer er omløpsmidler hvis det er avtalt eller forutsatt at de skal betales tilbake innen ett år etter regnskapsårets utløp.

Omløpsmidlene kan ifølge regnskapsbestemmelsene ikke verdsettes høyere enn til historisk anskaffelseskost (tilvirkningskost) og ikke høyere enn til virkelig verdi. Omløpsmidlene skal nedskrives for verdifall, men kan ikke skrives opp for verdiøkning. Et avvik fra denne regelen gjelder foretak som i vesentlig grad produserer varer på bestilling og med lang tilvirkningstid. Disse kan til anskaffelseskostnadene legge forventet fortjeneste på det utførte arbeidet.

Anleggsmidler

Anleggsmidler omfatter eiendeler som er bestemt til varig eie eller bruk for foretaket. Her inngår varige driftsmidler (transportmidler, maskiner og utstyr, bygninger og grunnarealer), immaterielle eiendeler (patenter, goodwill og aktiverte kostnader) og langsiktige fordringer og plasseringer (aksjer, andeler, obligasjoner o.l.). Fordringer regnes normalt som anleggsmidler hvis det er avtalt eller forutsatt at de skal tilbakebetales senere enn ett år etter utgangen av regn-

skapsåret. Fra 1992 er som anleggsmiddel også regnet utsatt skattefordel som representerer en påregnelig reduksjon i fremtidig betalbar skatt.

Anleggsmidlene registreres i utgangspunktet til historisk anskaffelseskost fratrukket ordinære regnskapsmessige avskrivninger for eiendeler som forringes pga. slit, alder e.l. Verdiane er i noen grad justert for opp- og nedskrivninger i samsvar med bestemmelser i regnskapslovgivningen for å tilpasse de bokførte verdiene bedre til de reelle.

Kortsiktig gjeld og langsiktig gjeld

Som kortsiktig gjeld regnes gjeld som forfaller til betaling innen ett år etter regnskapsårets utløp. Dette omfatter bl.a. leverandørgjeld og andre løpende forpliktelse og avsetninger knyttet til driften (skyldige og påløpte betalbare skatter og avgifter, lønninger, renter og andre ikke betalte kostnader, garantiavsetninger, mottatte forskuddsbetalinger m.m.). Her medregnes også avsetning til aksjeutbytte. I den kortsiktige gjelden inngår videre kassekreditt og annen kortsiktig lånegjeld.

Langsiktig gjeld er gjeld med forfall senere enn ett år etter regnskapsårets utløp. Her medregnes bl.a. ihen- dehverobligasjonslån, pantelån og ansvarlig lånekapi- tal. Kapitaliserte pensjonsforpliktelser er også med så sant disse er ført som gjeld i balansen. Utsatt skatt er regnet som langsiktig gjeld (fra 1992). Dette gjelder skatteforpliktelser som vil føre til økt betalbar skatt i fremtiden. Utsatt skatt vil ofte være nettoført etter fradrag for utsatt skattefordel.

Egenkapital

Egenkapitalen framkommer som verdien av eiendele- ne fratrukket gjeld (og t.o.m. 1991 fratrukket betinget skattefrie avsetninger). Egenkapitalen består av aksje- kapital o.l., reservefond, tilbakeføringsfond, opp- skrivningsfond og fri egenkapital. Tilbakeføringsfond er bare oppgitt for aksjeselskap, og representerer et tidsbegrenset bundet fond etablert som følge av skatte- reformen 1991/1992. I norske filialer av utenlandske aksjeselskap er hele egenkapitalen ført som fri egen- kapital med unntak for eventuelt oppskrivningsfond. Endringene i egenkapitalen forklares delvis i resultat- regnskapet ved overskuddsdisponering og delvis ved eksterne transaksjoner (f.eks. ved kapitalutvidelse og fusjoner).

Finansieringsanalyse

I finansieringsanalysen gis det en kortfattet oversikt over hvordan finansielle midler er tilført i året og hvordan de er anvendt.

Nøkkeltall

Nøkkeltallene gir forholdet mellom ulike størrelser i resultatregnskapet og balansen, og bidrar til å kaste lys over foretakenes lønnsomhet, soliditet og likviditet.

Totalrentabiliteten måler avkastningen på investert total kapital, mens egenkapitalrentabiliteten viser avkastningen på egenkapitalen. Egenkapitalandelen gir uttrykk for foretakenes soliditet (dvs. deres evne til å tåle tilbakeslag og tap), mens likviditetsgraden gir en pekepinn på deres evne til å betale gjeld. Siden likviditetsgraden bare måles på balansetidspunktet, gir den begrenset informasjon om den løpende betalingsdyktigheten.

Bakgrunnstall

Med bakgrunnstallene gis det en sammenhengende analyse av de faktorene som påvirker kapitalavkastningen. Analysen viser hvorledes endringer i egenkapitalrentabilitet bestemmes av endringer i totalrentabilitet, gjennomsnittlig gjeldsrente (på rentebærende og rentefri gjeld) og gjeldsgrad (som gir et mål på soliditeten). Videre vises det hvordan endringen i totalrentabilitet kan forklares ved endringer i driftsmessige og finansielle forhold, bl.a. for driftskapitalrentabilitet og finanskapitalrentabilitet. Til slutt forklares endringen i driftskapitalrentabilitet delvis ved endringer i marginer for driftsresultat og driftskostnader (i prosent av driftsinntekter) og delvis ved endringer i omløpshastigheter for driftskapital. Opplysningene om driftsmarginer og omløpshastigheter bidrar til å identifisere de faktorene som bidrar til endring i driftskapitalens avkastning.

Sysselsetting

Statistikken gir tall for sysselsatte pr. 31. desember i regnskapsåret. For foretak med avvikende regnskapsår oppgis sysselsettingen pr. avslutningsdato. I oppgavene inngår alle som var ansatt i foretakene, både heltids- og deltidssysselsatte.

The statistical treatment of the oil activity

1. National border

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

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

1.1. Nationality of drilling platforms

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

1.2. Pipelines

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

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

1.3. Border areas

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

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

2. Industrial classification

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

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

2.1. Oil activities classified according to ISIC Rev. 2

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

SIC No. 22 Crude petroleum and natural gas production

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

SIC No. 5023 Oil well drilling

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

SIC No. 61215 Wholesaling of crude petroleum and natural gas

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

SIC No. 714 Pipeline transport

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

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

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

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

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

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

NACE no. 11 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas; Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying**11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas**

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

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

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

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

NACE no. 60.30 Transport via Pipelines

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

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

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

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

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

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

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

3. Statistical units

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

3.1. Enterprise

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

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

3.2. Establishment

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

3.3. Ancillary units

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

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

4. Characteristics

4.1. Investment

Content

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

Periodisation

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

4.2. Exports

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

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

4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

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

Contract work

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

Calculated production value from ancillary units

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

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

Calculated income from border areas

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

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

Own-account investment work

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

4.4. Cost of goods and services consumed

The sum of consumption of goods, repair and maintenance, hire of operating capital, consumption of services (transport, catering, technical assistance etc.), indirect costs (from the ancillary units) and

other costs, also costs which are not a part of the operator's activity.

4.5. Value added

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

4.6. Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

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 kubikkfot**For omtrentlige omregninger kan følgende faktorer nyttes:**

Gass:

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

Olje:

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

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

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

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1998:

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

Units of measurement

Quantities of crude oil and natural gas are usually reported in the SI system units (the international

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

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

Units commonly used:

Crude oil:

Barrel

Crude oil and natural gas:

Sm³ - metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm³ - metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm³ into Sm³, divide by 0.95.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm³, multiply by 0.159.

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

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

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

Ekofisk	0.814
Gullfaks	0.867
Heidrun	0.883
Oseberg	0.839
Statfjord	0.835

Average Norwegian Shelf 0.843

Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer

Tabell a

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

Tabell b

	MJ	kWh	TKE TCE	Toe	Sm ³ naturgass 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
	Resultatregnskap	Income statement
901	Driftsinntekter	Operating income
300	Salgsinntekter, avgiftspliktig	Sales (goods and services), liable to VAT
310	Salgsinntekter, avgiftsfritt	Sales (goods and services), free of VAT
330	- Offentlige avgifter	- Special government taxes (except VAT)
340	Off. tilskudd, tilv./solgte varer	Government subsidies, produced/sold goods
341	Andre off. tilskudd/refusjoner	Other government subsidies/refunds
350	Aktiverte egne investeringsarbeider	Own work capitalized
360	Leieinntekter, fast eiendom	Income from rent, real property
370	Andre driftsinntekter	Other operating income
380	Gevinst ved avgang av anleggsmidler	Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets
902	Driftskostnader	Operating expenditure
400	Forbruk av innkjøpte varer	Cost of purchased goods
500	Lønninger mv.	Wages and salaries
540	Arbeidsgiveravgift til folketrygden	National insurance premium
541+590	Pensjonskostnader o.a. personalkostnader	Pension payments and indirect staff expenses
600	Frakt og spedisjon vedr. salget	Outgoing freight and forwarding costs
610	Energi, brensel mv. vedr. produksjon	Energy etc. related to production
621	Leiekostnader fast eiendom	Expenses of rented property
625	Lys, varme, vann og renovasjon	Lighting, heating, water and renovation
630	Leie driftsmidler	Rented fixed durable assets other than property
640	Verktøy, inventar etc.	Tools, equipment etc.
650	Vedlikehold/reparasjon	Maintenance/cost of repairs
670	Kontorrekvisita, trykksaker mv.	Office appliances, accessories etc.
680	Telefon og porto	Telephone and postage
690	Bilkostnader	Car expenses
700+705	Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse	Travelling, subsistence and car allowances
720	Provisjonskostnader	Commission charges
730	Salgs-, reklame- og repr.kostnader	Selling, advertising and representation costs
740	Kontingenter og gaver	Subscriptions and gifts
750	Forsikringer og garantikostnader	Insurance and guarantee costs
760	Patent-, lisenskostnader og royalties	Patent and licence costs and royalties
530+660+770	Diverse driftskostnader	Other operating expenses
787	Tap ved avgang av anleggsmidler	Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets
789	Tap på fordringer	Losses on accounts receivable
790	Beholdn.endr. egentilvirkede varer	Changes in stocks of finished goods/work in process
780	Ordinære avskrivninger	Ordinary depreciation
785	Nedskrivning på anleggsmidler	Depreciation on fixed assets
905	Driftsresultat	Operating profit
906	Finansinntekter	Financial income
800	Utbytte på aksjer o.l.	Dividends on shares etc.
803	Andel overskudd i deltagerlignende selskaper	Share of profits in partnerships
806	Renteinntekter fra konsernselskaper	Interest received from group companies

807	Andre renteinntekter	Interest received from others
808	Valutagevinst (agio)	Surplus on foreign exchange
809	Andre finansinntekter	Other financial income
907	Finanskostnader	Financial expenditure
810	Andel underskudd i deltagerlignende selskaper	Share of loss in partnerships
817	Rentekostnader også til konsernselskaper	Interest paid
818	Valutatap (disagio)	Loss on foreign exchange
819	Andre finanskostnader	Other financial expenses
910	Resultat av finansielle poster	Financial items, net
915	Resultat før ekstraordinære poster	Profit before extraordinary items
840+..+849	Ekstraordinære inntekter	Extraordinary income
840	Gevinst ved avgang av anleggsmidler	Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets
845	Ekstraordinære offentlige tilskudd	Extraordinary government subsidies
849	Andre ekstraordinære inntekter	Other extraordinary income
870+..+879	Ekstraordinære kostnader	Extraordinary expenditure
870	Tap ved avgang av anleggsmidler	Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets
872	Nedskrivning på anleggsmidler	Extraordinary (not tax-conditioned) depreciation
879	Andre ekstraordinære kostnader	Other extraordinary expenses
920	Resultat av ekstraordinære poster	Extraordinary items, net
925	Resultat før skattekostnad	Profit before taxes
930	Skattekostnad	Taxes
880	Betalbar skatt	Payable tax
881	Refusjon skatt etter skatteloven	Tax refund
882	Endring utsatt skatt	Change in deferred tax
935	Årsoverskudd	Annual profit
885	Oppskrivning av anleggsmidler	Revaluation of fixed assets
886	Overført fra oppskrivningsfond	Transferred from revaluation fund
887	Anvendelse av oppskrivningsbeløp	Use of revaluations
891	Overført fra tilbakeføringsfond	Transferred from restricted reversal fund
892	Overført fra reservefond mv.	Transferred from legal reserve fund etc.
893	Avsatt til reservefond	Transferred to legal reserve fund
897	Fondsemissjon med overskuddsmidler	Capitalization issue
890+899	Overført fra fri egenkapital/udekket tap	Transferred from distributable equity/uncovered losses
898	Avsatt til fri egenkapital	Transferred to distributable equity
894	Avsatt til utbytte o.l.	Proposed dividends etc.
895	Konsernbidrag (-mottatt)	Contribution to group companies (-received)
896	Aksjonærbidrag (-mottatt)	Shareholder contribution (-received)

Balanse		Balance sheet	
Eiendeler		Assets	
950	Omløpsmidler		Current assets
101+103	Kasse, innskudd i bank og postgiro		Cash in hand, bank and giro account
111	Aksjer og andeler		Shares
113	Obligasjoner og andre verdipapirer		Bonds and other securities
121	Kundefordringer		Accounts receivable from customers
123	Opptjente, ikke fakt. driftsinntekter		Earned, not invoiced operating income
126	Kortsiktige fordringer konsernselskaper		Receivables from group companies
128	Andre kortiktige fordringer		Other short-term receivables
151	Lager av råvarer og innkj. halvfabrikata		Stock of raw materials, consumables
153	Lager av varer under tilvirkning		Work in process
155	Lager av ferdigvarer, egentilvirkede		Stock of finished goods
156	Lager av ferdigvarer, kjøpte		Stock of goods for resale
158	Forskudd til leverandører		Advances to suppliers
159	Andre omløpsmidler		Other current assets
955+199	Anleggsmidler		Fixed assets
160	Andeler i deltagerlignende selskaper		Shares in partnerships
161	Aksjer og andeler i datterselskaper		Shares in subsidiaries
162	Andre aksjer og andeler		Other shares
163	Obligasjoner og andre verdipapirer		Bonds and other securities
164+166	Lån til aksjonærer mv. og ansatte		Loans to shareholders etc. and employees
165	Langsiktige fordringer konsernselskaper		Receivables from group companies
167	Utsatt skattefordel		Deferred tax asset
168	Andre langsiktige fordringer		Other long-term receivables
169	Forskudd til leverandører		Advances to suppliers
171	Patenter og liknende rettigheter		Patents and similar rights
173	Goodwill		Goodwill
174	Aktiverte kostnader		Capitalized expenditure
181	Skip og andre fartøyer		Ships
182	Andre transportmidler		Other means of transport
185	Maskiner, verktøy, inventar o.l.		Machinery and equipment
191	Bygninger og bygningsmessige anlegg		Buildings (excl. dwellings)
193	Anlegg under utførelse		Plant under construction
194+195	Grunnarealer		Land and other real property
196	Boliger (inkl. tomter)		Dwellings (incl. sites)
197	Andre anleggsmidler		Other fixed assets
199	Krav på aksjeinnskudd/egne aksjer		Unpaid share subscriptions/treasury stock
965	Totalkapital		Total assets

Gjeld og egenkapital		Liabilities and equity	
970	Kortsiktig gjeld		Short-term liabilities
201	Leverandørgjeld		Accounts payable to suppliers
211	Vekselgjeld		Notes payable
218	Kassekreditt		Bank overdraft
221	Skyldig skattetrekk		Unpaid payroll taxes
228	Skyldig arbeidsgiveravgift		Unpaid national insurance premium
238	Skyldig merverdiavgift		Unpaid value added tax (VAT)
239	Andre offentlige avgifter		Other indirect taxes
241	Påløpt lønn, feriepengar o.l.		Accrued, not due wages and salaries
243	Påløpte ikke forfalte gjeldsrenter		Accrued, not due interest
251	Betalbar skatt, ikke utlignet		Payable tax, not yet assessed
252	Betalbar skatt, utlignet		Payable tax, assessed
253	Refusjon skatt etter skatteloven		Tax refund
261	Forskudd fra kunder		Advances from customers
264	Regnskapsmessige avsetninger		Accounting allocations
265	Avsatt konsernbidrag		Provisions for contribution to group companies
267	Kortsiktige valutalån		Short-term foreign currency loans
268	Avsatt utbytte		Provisions for dividend
269	Annen kortsiktig gjeld		Other short-term liabilities
975	Langsiktig gjeld		Long-term liabilities
270	Utsatt skatt		Deferred tax
271	Ihendehaverobligasjonslån		Bearer bond loans
272	Pantelån		Mortgage loans
274	Pensjonsforpliktelser		Provisions for pensions
275	Regnskapsmessige avsetninger		Accounting allocations
276	Langsiktig gjeld til konsernselskap		Payable to group companies
277	Langsiktige valutalån		Long-term foreign currency loans
278	Annen langsiktig gjeld		Other long-term liabilities
279	Ansvarlig lånekapital		Liable loan capital
985	Egenkapital		Equity
291	Aksjekapital o.l.		Share capital and the like
292	Reservefond, andelskapital		Legal reserve fund, co-operative capital
293	Oppskrivningsfond		Revaluation fund
294	Tilbakeføringsfond		Restricted reversal fund
295-299	Fri egenkapital (-udekket tap)		Distributable equity (-uncovered losses)
990	Totalkapital		Total liabilities and equity

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

Totalrentabilitet	=	$\frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster + rentekostnader (post 915+817)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 100
Egenkapitalrentabilitet	=	$\frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster - skattekostnad (post 915-930)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}^1 \text{ (post 985)}}$	• 100
Egenkapitalandel	=	$\frac{\text{Egenkapital}^1 \text{ pr. 31.12. (post 985)}}{\text{Total kapital pr. 31.12. (post 965)}}$	• 100
Likviditetsgrad	=	$\frac{\text{Omløpsmidler pr. 31.12. (post 950)}}{\text{Kortsiktig gjeld pr. 31.12. (post 970)}}$	

Bakgrunnstall

A. Egenkapitalrentabilitet (etter skatt)	=	$\frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster - skattekostnad (post 915-930)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}^1 \text{ (post 985)}}$	• 100
B. Egenkapitalrentabilitet før skatt	=	$\frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster (post 915)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}^1 \text{ (post 985)}}$	• 100
C. Totalrentabilitet (før skatt)	=	$\frac{\text{Resultat før ekstraordinære poster + rentekostnader (post 915+817)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 100

Bidrag fra

D. Driftsresultat	=	$\frac{\text{Driftsresultat (post 905)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 100
E. Aksjeutbytte og renteinntekter	=	$\frac{\text{Aksjeutbytte og renteinntekter (post 800+806+807)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 100
F. Øvrige finansielle poster	=	$\frac{\text{Øvrige finansinntekter - øvrige finanskostnader (post 803+808+809-810-818-819)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 100
G. Gjennomsnittlig gjeldsrente	=	$\frac{\text{Rentekostnader (post 817)}}{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 970+975)}}$	• 100
H. Gjeldsgrad	=	$\frac{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 970+975)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital}^1 \text{ (post 985)}}$	
I. Driftskapitalrentabilitet	=	$\frac{\text{Driftsresultat (post 905)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 121+123+128+...+159+167+169+...+197)}}$	• 100
J. Finanskapitalrentabilitet	=	$\frac{\text{Aksjeutbytte og renteinntekter (post 800+806+807)}}{\text{Gjennomsnittlig finanskapital (post 101+...+113+126+160+...+166+168+199)}}$	• 100
K. Driftskapitalandel	=	$\frac{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 121+123+128+...+159+167+169+...+197)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	

¹ Inntil 1991 medregnet 50 prosent av betinget skattefrie avsetninger.

I prosent av driftsinntekter

L. Vareforbruk	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 400+790)}}{\text{Driftsinntekter (post 901)}} \cdot 100$
M. Lønnskostnader	=	$\frac{\text{Lønnskostnader (post 500+540+541+590)}}{\text{Driftsinntekter (post 901)}} \cdot 100$
N. Øvrige driftskostnader	=	$\frac{\text{Øvrige driftskostnader (post 530+600+770+787+789)}}{\text{Driftsinntekter (post 901)}} \cdot 100$
O. Av- og nedskrivninger	=	$\frac{\text{Av- og nedskrivninger (post 780+785)}}{\text{Driftsinntekter (post 901)}} \cdot 100$
P. Driftsresultat	=	$\frac{\text{Driftsresultat (post 905)}}{\text{Driftsinntekter (post 901)}} \cdot 100$

Omløpshastighet for driftsinntekter

Q. I alt	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 901)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 121+123+128+...+159+167+169+...+197)}}$
R. Anleggsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 901)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant anleggsmidlene (post 167+169+...+197)}}$
S. Omløpsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 901)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant omløpsmidler (post 121+123+128+...159)}}$
T.. Kundefordringer	=	$\frac{\text{Salgsinntekter (post 300+310)}}{\text{Gjennomsnittlige kundefordringer (post 121+123)}}$
U. Varelager	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 400+790)}}{\text{Gjennomsnittlig varelager (post 151+...+156)}}$

Finansieringsanalyse

Tilført fra årets virksomhet	=	Resultat før skattekostnad + av- og nedskrivninger + tap (-vinning) ved avgang av anleggsmidler - betalbare skatter, utbytte og konsern- og aksjonærbidrag (post 925+780+785+872+787+870-380-840-880-881-894-895-896)
Egenkapital tilført utenfra	=	Økning i egenkapital ikke forklart i resultatregnskapet ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 985) - (post 925+885-930-894-895-896))
Økning i langsiktig gjeld	=	Netto økning i langsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 975-270)
Investering i anleggsmidler	=	Økning i anleggsmidler + av- og nedskrivninger - oppskrivninger + tap (-vinning) ved avgang av anleggsmidler ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 955+199-270)+post 882+780+785+872-885+787+870-380-840)
Endring i arbeidskapital	=	Endring i differansen mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 950-970)

Generelle merknader

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

Sammenhenger

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

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

Key figures

$$\text{Return on total assets} = \frac{\text{Profit before extraordinary items + interest paid (item 915+817)}}{\text{Average total assets (item 965)}} \cdot 100$$

$$\text{Return on equity} = \frac{\text{Profit before extraordinary items - taxes (item 915-930)}}{\text{Average equity}^1 \text{ (item 985)}} \cdot 100$$

$$\text{Equity ratio} = \frac{\text{Equity}^1 \text{ at 31 Dec. (item 985)}}{\text{Total assets at 31 Dec. (item 965)}} \cdot 100$$

$$\text{Current ratio} = \frac{\text{Current assets at 31 Dec. (item 950)}}{\text{Short-term liabilities at 31 Dec. (item 970)}}$$

Background figures

$$\text{A. Return on equity (after taxes)} = \frac{\text{Profit before extraordinary items + taxes (item 915-930)}}{\text{Average equity}^1 \text{ (item 985)}} \cdot 100$$

$$\text{B. Return on equity before taxes} = \frac{\text{Profit before extraordinary items (item 915)}}{\text{Average equity}^1 \text{ (item 985)}} \cdot 100$$

$$\text{C. Return on total assets (before taxes)} = \frac{\text{Profit before extraordinary items + interest paid (item 915+817)}}{\text{Average total assets (item 965)}} \cdot 100$$

Contribution from

$$\text{D. Operating profit} = \frac{\text{Operating profit (item 905)}}{\text{Average total assets (item 965)}} \cdot 100$$

$$\text{E. Dividends and interest} = \frac{\text{Dividends and interest received (item 800+806+807)}}{\text{Average total assets (item 965)}} \cdot 100$$

$$\text{F. Other financial items} = \frac{\text{Other financial income - other financial expenses (item 803+808+809-810-818-819)}}{\text{Average total assets (item 965)}} \cdot 100$$

$$\text{G. Average interest on liabilities} = \frac{\text{Interest paid (item 817)}}{\text{Average liabilities (item 970+975)}} \cdot 100$$

$$\text{H. Liabilities in proportion to equity} = \frac{\text{Average liabilities (item 970+975)}}{\text{Average equity}^1 \text{ (item 985)}}$$

$$\text{I. Return of operating assets} = \frac{\text{Operating profit (item 905)}}{\text{Average operating assets (item 121+123+128+...+159+167+169+...+197)}} \cdot 100$$

$$\text{J. Return on financial assets} = \frac{\text{Dividends and interest received (item 800+806+807)}}{\text{Average financial assets (item 101+...+113+126+160+...+166+168+199)}} \cdot 100$$

$$\text{K. Operating assets ratio} = \frac{\text{Average operating assets (item 121+123+128+...+159+167+169+...+197)}}{\text{Average total assets (item 965)}}$$

¹ Until 1991 included 50 per cent of conditional tax free allocations.

In per cent of operating income

L. Cost of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 400+790)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$
M. Compensation of employees	=	$\frac{\text{Compensation of employees (item 500+540+541+590)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$
N. Other operating expences	=	$\frac{\text{Other operating expences (item 530+600..+770+787+789)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$
O. Depreciation	=	$\frac{\text{Depreciation (item 780+785)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$
P. Operating profit	=	$\frac{\text{Operating profit (item 905)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$

Turnover for operating assets

Q. Total	=	$\frac{\text{Operating income (item 901)}}{\text{Average operating assets (item 121+123+128+..+159+167+169+..+197)}}$
R. Fixed assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 901)}}{\text{Average fixed operating assets (item 167+169+..+197)}}$
S. Current assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 901)}}{\text{Average current operating assets (item 121+123+128+..159)}}$
T. Accounts receivable from customers	=	$\frac{\text{Sales (item 300+310)}}{\text{Average accounts receivable from customers (item 121+123)}}$
U. Stock of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 400+790)}}{\text{Average stock of goods (item 151+..+156)}}$

Source and application of funds

Generated from operations	=	Profit before taxes + ordinary and extraordinary depreciation + loss (- profit) on disposals of fixed assets - payable taxes, dividends and contribution to group companies, etc. (item 925+780+785+872+787+870-380-840-880-881-894-895-896)
Externally supplied equity	=	Increase in equity not accounted for in the income statement ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 985)-(item 925+885-930-894-895-896))
Increase in long-term liabilities	=	Net increase in long-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 975-270)
Investment in fixed assets	=	Increase in fixed assets + ordinary and extraordinary depreciation - revaluation + loss (profit) on disposals of fixed assets ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 955+199-270+882) + item 780+785+872-885+787+870-380-840))
Change in working capital	=	Change in the difference between current assets and short-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 950-970)

General remarks

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

Relations

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

Tidligere utgitt på emneområdet

Previously issued on the subject

Norges offisielle statistikk (NOS)

- C 517 Statistisk årbok 1999
C 595 Energistatistikk 1998

Rapporter (RAPP)

- 99/9 H.Medin: Valg av måleenhet i verdsetting av miljøgoder. Empiriske eksempler.
99/23 T. Eika og K. Moum: Aktivitetsregulering eller stabil valutakurs: Om pengepolitikkenes rolle i den norske oljeøkonomien.
99/24 T. Bye, J. Larsson og Ø. Døhl: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer: Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting.
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.

Statistiske analyser (SA)

- 30 Natural Resources and the Environment 1999
34 Naturressurser og miljø 2000

Discussion Papers (DP)

- 181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Gains from Cartelisation in the Oil Market.
210 T. Eika og K. A. Magnussen: Did Norway Gain from the 1979-85 Oil Price Shock?
245 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Optimal Oil Exploration under Climate Treaties.
248 M. Sjøberg: Asymmetric Information and International Tradable Quota Treaties; An experimental evaluation.

- 255 B. Halvorsen og B. M. Larsen: Changes in the Pattern of Household Electricity Demand over time.
258 L. Lindholt: Beyond Kyoto: CO₂ permit prices and the markets for fossil fuels.
261 B. Bye og K. Nyborg: The Welfare Effects of Carbon Policies: Grandfathered Quotas versus Differentiated Taxes.
267 S. Kverndokk, L. Lindholt og K.E. Rosendahl: Stabilisation of CO₂ concentrations: Mitigation scenarios using the Petro model.

Notater

- 98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: In tertemporal optimering og adferdssimulering.
98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020.
99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandel.
00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energibruk.
00/16 B.Halvorsen og R.Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.

Documents

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

Sosiale og økonomiske studier

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

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

Merverdiavgift på 23 prosent kommer i tillegg til prisene i denne oversikten hvis ikke annet er oppgitt

- C 556 Regnskapsstatistikk 1997: Aksjeselskaper
Accounts Statistics 1997: Joint Stock Companies. 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4744-6
- C 557 Samferdselsstatistikk 1998 *Transport and Communication Statistics 1998*. 2000. 154s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4748-9
- C 558 Reiselivsstatistikk 1998 *Statistics on Travel*. 2000. 84s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4749-7
- C 559 Pleie- og omsorgsstatistikk 1998 *Nursing and Care Statistics 1998*. 2000. 71s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4750-0
- C 560 Jordbruksstatistikk 1998 *Agricultural Statistics 1998*. 2000. 150s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4752-7
- C 579 Sosialhjelp og barnevern 1998 *Social Assistance and Child Welfare Statistics 1998*. 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4754-3
- C 580 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1999: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 1999: Statistics and Analysis*. 2000. 116s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4769-1
- C 581 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 1986-1996 *Income and Property Statistics for Households 1986-1996*. 2000. 144s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4772-1
- C 582 Sjøfart 1998 *Maritime Statistics 1998*. 2000. 123s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4777-2
- C 583 Barnehager 1998 *Kindergartens 1998*. 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4778-0
- C 584 Skogstatistikk 1997 *Forestry Statistics 1997*. 2000. 98s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4779-9
- C 585 Pasientstatistikk 1995-1997 *Patient Statistics 1995-1997*. 2000. 85s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4780-1
- C 586 Konjunkturindikatorer 2000. Dokumentasjon. 2000. 118s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4782-9
- C 587 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 2000. 2000. 189s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4784-5
- C 588 Kommunehelsetjenesten 1988-1998: Forebyggende tjenester, lege- og fysioterapitjenester *Municipal Health Service 1988-1998: Preventive Services, General Medical Practice and Physiotherapists*. 2000. 46s. 100 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4785-3
- C 589 Låne- og verdipapirmarkedet 1992-1998 *The Loan and Securities Market 1992-1998*. 2000. 80s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4792-6
- C 590 Commodity List External Trade 2000: Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 2000. 2000. 149s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4793-4
- C 591 Dødsårsaker 1996 *Cause of Death 1996*. 2000. 231s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4796-9
- C 592 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1999: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 1999: Statistics and Analysis*. 2000. 76s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4797-7
- C 593 Industristatistikk 1997: Næringstall *Manufacturing Statistics 1997: Industrial Figures*. 2000. 134s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4798-5
- C 595 Energistatistikk 1998 *Energy Statistics 1998*. 2000. 129s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4803-5
- C 596 Statistikk over eiendomsdrift, forretningsmessig tjenesteyting og uleievirksomhet 1997 *Real Estate, Renting and Business Activities 1997*. 2000. 60s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4805-1
- C 597 Varehandelsstatistikk 1997 *Wholesale and Retail Trade Statistics 1997*. 2000. 90s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4812-4
- C 598 Lastebiltransport 1996-1998 *Road Goods Transport 1996-1998*. 2000. 92s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4815-9
- C 599 Bygge- og anleggsstatistikk 1997 *Construction Statistics 1997*. 2000. 68s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4817-5