



C 540

Norges offisielle statistikk

Official Statistics of Norway

Statistics Norway



Statistisk sentralbyrå

Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1999

Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
1st Quarter 1999
Statistics and Analysis



Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1999

Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity 1st Quarter 1999

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 1999

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

ISBN 82-537-4706-3
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Emneord

Feltutbygging
Investering
Offshorevirksomhet
Oljeleting
Produksjon

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Falch Hurtigtrykk

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 1. juni 1999.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 11. juni 1999

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 1 June 1999.

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, 11 June 1999

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister.....	7
Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1999	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringer	12
3. Produksjonen.....	14
4. Markedet.....	15
5. Petroleumsinvesteringene og anslagene fra investeringsstatistikken.....	16
6. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1996.....	18
7. Mer informasjon	19
Engelsk tekst	20
Tabelldel.....	24
Statistisk behandling av oljevirkosomheten	73
1. Nasjonal avgrensing	73
2. Næringsklassifisering.....	74
3. Statistiske enheter.....	74
4. Kjennemerker	75
Formål, omfang og datagrunnlag for regnskapsstatistikken	77
1. Formål	77
2. Omfang og datagrunnlag	77
3. Begrep og kjennemerker.....	77
Engelsk tekst	80
Vedlegg	
A. Måleenheter	84
B. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema.....	86
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse.....	90
Tidligere utgitt på emneområdet.....	94
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	96

Contents

List of tables	9
Oil activity 1st quarter 1999 (in Norwegian only)	11
Investment Statistics. Oil and Gas Activity, first quarter 1999	20
The Petroleum Investments and the Estimates from the Investment Statistics	21
Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 1996	23
Further information	23
Tables	24
The statistical treatment of the oil activity	80
1. National border.....	80
2. Industrial classification.....	80
3. Statistical units.....	81
4. Characteristics	82
Appendices	
A. Units of measurement	84
B. Income statement and balance sheet in English. References to questionnaire	86
C. Definitions of key figures, background figures and source and application of funds.....	92
Previously issued on the subject	94
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	96

Figurregister

1. Anslag for 1998 og 1999 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for 1998 og 1999 og oljeprisen.	12
3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1995-1999. Mill. kr	12
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-4. kv. 1998	12
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 4 kv. 1998. 1 000 kr.	12
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1995-1999. Mill. kr	13
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-desember. 1991-1998. 1000 tonn	14
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-desember. 1995-1998. 1000 tonn	14
9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-desember. 1991-1998. 1000 Sm ³	15
10. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-desember. 1995-1998. 1000 Sm ³	15
11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1996-1999. Dollar pr. fat	15
12. Prosentvis fordeling av investeringene i olje- og gassutvinning og rørtransport. 1986-1996	16
13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1995 og 1996. Prosent ..	18
14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1996. Mrd. kr	18
15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 1996. Mrd. kr	19

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999	24
2. Felt under utbygging. 31. januar 1999	30
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1997	32

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1993-1999. Mill.kr	34
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991 -1998. Mill.kr	34
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1998. Mill.kr	35
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kv.1997-4. kv. 1998 Mill.kr	35
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 1998 - 4. kvartal 1998. Mill.kr	36
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985 -1999	36
10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990 -1999. Mill.kr	37
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999	37
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999	38
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999	38
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 -1999. 1 000 GBP/dag	39

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991 -1998. Mill.kr	40
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1998. Mill.kr	40
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. kvartal 1997 - 4. kvartal 1998. Mill.kr	41
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-1999	42
19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985 -1998	42
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1994-1998	43
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1991-1998. Mill. kr	44
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1997 - 4. kvartal 1998. Mill.kr	45
23. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1998. Kr/time	46

Produksjon

24. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn	47
25. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	51

Eksport

26. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1999	54
27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1999	54
28. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1999.....	55
29. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1997 - 1. kvartal 1999	56
30. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 2. kvartal 1997 - 1. kvartal 1999.....	57
31. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1997 -1998	58

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1989 -1999. US dollar/fat	59
33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990 -1998. US dollar/fat	60
34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995 -1998. US dollar/fat	61
35. Fraktindekser for råolje, etter skipsstørrelse. 1976 -1999	62

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat pr. dag. 1995 -1999.	63
--	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979-1997. Milliarder 1998-kroner	64
---	----

Regnskapsstatistikk

38. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1997	65
39. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1996 og 1997	65
40. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel ¹⁾ . 1993-1996	66
41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1997. Identiske foretak 1996-1997	67
42. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1997	68
43. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1996-1997	72
44. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1997	72

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 1. - 4. kvartal 1998	1/98	2/99
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12. 1997	2/98	2/99
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1997	2/98	2/99
Funn på norsk kontinentalsokkel 1997	2/98	2/99
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . 31. desember 1997	2/98	2/99
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entrepenøransatte på faste innretninger. 1994-1997	2/98	2/99
Skadde/døde pr. millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-1997	2/98	2/99
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1988-1997	2/98	2/99
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1988-1997	2/98	2/99
Sysselsetting i oljevirksomheten etter driftstype. 1989-1997	2/98	2/99
Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten.		
Faste 1998-priser. Milliarder kroner	2/98	2/99
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1993-1997	3/98	3/99
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1997	3/98	3/99
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1997	3/98	3/99
Hovedtall for rørtransport. 1992-1997. Mill.kr.	3/98	3/99
Vareinnsats for felt i drift. 1993-1997. Mill.kr	3/98	3/99
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1997	3/98	3/99
Ikke operatørkostnader. 1992-1997. Mill.kr.	3/98	3/99
Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-1997	3/98	3/99
Verdi av produsert råolje og naturgass. 1974-1997. Mill. kr	3/98	3/99

List of tables

Survey of fields

1. Fields on stream. 31 January 1999	24
2. Fields under development. 31 January 1999.....	30
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1997.....	32

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1993-1999. Million NOK	34
--	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1998. Million NOK	34
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1998. Million NOK	30
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million NOK	35
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 1 1998 - Q 4 1998. Million NOK.....	36
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 -1999	36
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 -1999. Million NOK	37
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999	37
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999	38
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999.....	38
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1999. 1 000 GBP/day	39

Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1991-1998. Million NOK	40
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1998. Million NOK	40
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million NOK	41
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-1999	42
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1998	42
20. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1994-1998	43
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1991-1998. Million NOK.....	44
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million NOK	45
23. Average hourly earnings for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1998. NOK/hour.....	46

Production

24. Crude oil production by field. 1 000 tonnes	47
25. Natural gas production by field. Million Sm ³	51

Exports

26. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1999	54
27. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1999	54
28. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1999.....	55
29. Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q 2 1997 - Q 1 1999	56
30. Exports of Norwegian produced natural gas, by destination. Q 2 1997 - Q 1 1999.....	57
31. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1997-1998	58

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1989 -1999. USD/barrel.....	59
33. Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990 -1998. USD/barrel.....	60
34. Crude oil prices, by field. Monthly. 1995 -1998. USD/barrel	61
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976 -1999	62

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1995-1999.	63
---	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1997. Billion 1998 NOK	64
--	----

Account statistics

38. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1997	65
39. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1996 and 1997	65
40. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1993-1996	66
41. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1997. Identical enterprises 1996 and 1997	67
42. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1997	68
43. Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1996 and 1997	72
44. Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1997	72

Tables not published in this issue

	Last published	Next publishing
Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 1 1999 - Q 4 1999	1/98	2/99
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12. 1997	2/98	2/99
Areas with production licences as of 31 December 1997	2/98	2/99
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1997	2/98	2/99
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1997	2/98	2/99
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1994-1997	2/98	2/99
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-1997	2/98	2/99
Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences. 1988-1997	2/98	2/99
Accidents on petroleum producing installations. By occupation. 1988-1997	2/98	2/99
Employment in oil activities by type of establishment. 1989-1997	2/98	2/99
Central government expenses and income from the state's direct financial interest in the oil activities. 1986-1997. 1998-prices. Billion NOK	2/98	2/99
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas. 1993-1997	3/98	3/99
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1997. Million NOK	3/98	3/99
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1997	3/98	3/99
Principal figures for transport via pipelines. 1992-1997. Million NOK	3/98	3/99
Intermediate consumption for fields on stream. 1993-1997. Million NOK	3/98	3/99
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1997	3/98	3/99
Non-operator costs. 1992-1997. Million NOK	3/98	3/99
Employees in crude oil and natural gas production. 1972-1997	3/98	3/99
Value of produced crude oil and natural gas. 1972-1997. Million NOK	3/98	3/99

1. Hovedpunkter

1.1. Investeringer

Anslag for 1999

Anslaget for investeringene i utvinning av råolje og naturgass og rørtransport for 1999, innrapportert i 1. kvartal 1999, var på 62,1 milliarder kroner. Dette er hele 8,8 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1998, innrapportert 1. kvartal i fjor. Anslaget er også 2,4 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1999 innhentet i 4. kvartal 1998. Det er investeringene i lettevirksomhet som viser størst nedgang fra 1998 til 1999, men også investeringene i feltutbygging, rørtransport og landvirksomhet går ned. For felt i drift er imidlertid det siste anslaget for 1999 betydelig høyere enn tilsvarende tall for 1998.

Leteanslaget for 1999 innhentet i 1. kvartal i år er på 5,2 milliarder kroner. Dette er hele 4,7 milliarder lavere enn det tilsvarende anslaget for 1998, og 2,1 milliarder lavere enn 1999-anslaget fra forrige kvartalstelling. Nedgangen har blant annet sammenheng med den lave oljeprisen vi hadde i slutten av 1998 og begynnelsen av 1999. Oljeprisen har imidlertid steget en del den siste tiden, og lå i begynnelsen av juni på ca. 16 dollar per fat.

Investeringer til feltutbygging i 1999 anslås nå til 32,3 milliarder kroner. Dette er 3,5 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1998. Det endelige tallet for 1998 ble imidlertid på hele 45,2 milliarder kroner. Men det er lite trolig at anslagene for feltutbygging i 1999 vil vise tilsvarende oppjusteringer som feltutbyggingsanslagene for 1998 gjorde i de fire siste tellingene for 1998. Derfor vil investeringene til feltutbygging i år trolig bli betydelig lavere enn i fjor.

Det nye anslaget for felt i drift er nå på rekordhøyde 16,8 milliarder kroner. Dette er 4,1 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1998, og det høyeste tallet som noen gang er registrert for felt i drift. Av dette utgjør produksjonsboring 9,8 milliarder kroner.

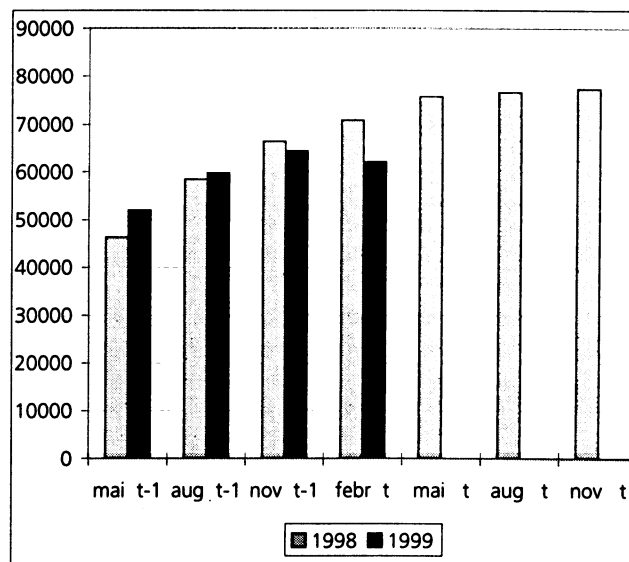
Investeringer til virksomhet på land og rørtransportsystemer er nå anslått til å bli på henholdsvis 3,2 og 4,6 milliarder kroner. Dette er en nedgang på henholdsvis 1,2 og 3,4 milliarder kroner. Grunnen til den kraftige nedgangen i investeringer til rørtransportsystemer er at Europipe II forventes ferdigstilt i løpet av 1999.

1998

De samlede oljeinvesteringer for 1998 var på 79,2 milliarder kroner. Dette er det høyeste tallet som noen gang er registrert, og hele 16,7 milliarder kroner høyere enn oljeinvesteringene i 1997. Hovedgrunnen til økningen skyldes investeringer til feltutbygging som var 9,9 milliarder kroner høyere i 1998 enn i 1997. Etter tellingen utført i 2. kvartal 1998 har anslaget for

feltutbygging i 1998 blitt oppjustert med 6,6 milliarder kroner. Oppjusteringen av anslaget har skjedd på felt der utbyggingen har pågått over et lengre tidsrom. Det er prosjekter som Åsgard, Visund, Ekofisk II, Eldfisk, Balder og Troll C som bidrar mest til oppjusteringen. Ved disse feltene, med unntak av Ekofisk II, er det rapportert om betydelige kostnadsoverskridelser over prosjektenes samlede utbyggingsperiode.

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



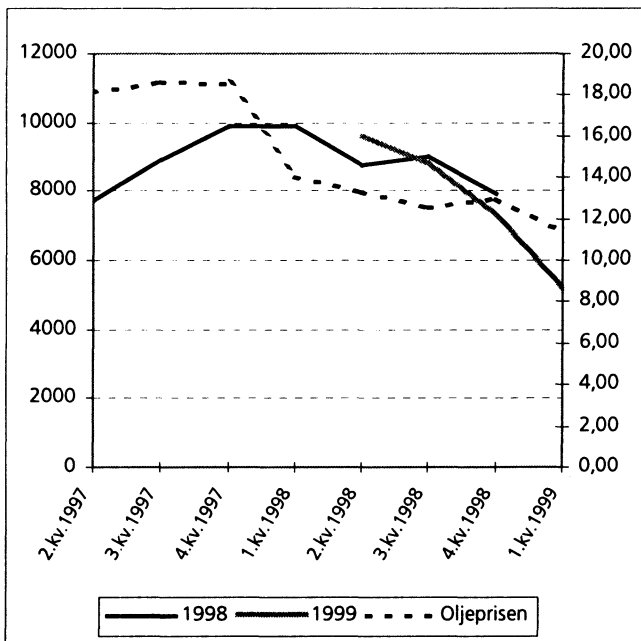
Investeringene til felt i drift i 1998 var på 12,4 milliarder kroner, som også på dette området er det høyeste investeringstallet som noen gang er registrert.

Leteinvesteringene var i fjor på 7,6 milliarder kroner. Dette er 0,7 milliarder lavere enn i 1997, da leteinvesteringene nådde sitt hittil høyeste nivå. Leteinvesteringene i 1998 ble 2,3 milliarder lavere enn det anslaget fra 1. kvartal i fjor viste. Lav oljepris medførte at flere selskaper ikke utførte alle planlagte leteprogrammer.

Landinvesteringene var 4,2 milliarder kroner høyere i 1998 enn for året før. Denne oppgangen skyldes utbyggingen av nye anlegg på Kårstø. Også her er det rapportert om kostnadsoverskridelser. Dette gjenspeiles i investeringstellingene utført i 1998, med en stadig oppjustering av anslagene fra 1998 fram mot det endelige tallet registrert i 1. kvartal i år.

For rørtransportsystemer var investeringene i 1998 på 8,4 milliarder kroner. Dette var om lag samme nivå som i 1997.

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



Nordsjørunden hvor det bare ble søkt om konsesjon på 20 av 33 muligheter som Olje- og energidepartementet hadde lagt ut. Hovedgrunnen til den magre interessen skyldes først og fremst usikkerheten knyttet til oljeprisen, og dermed lønnsomheten av prosjektene.

At det nå er åpnet for årlige tildelinger i Nordsjøen gjør det nok lettere for oljeselskapene og utsette planlagte prosjekter til senere år, hvor selskapene kan stå overfor andre betingelser. Dessuten er Nordsjøen såpass godt kartlagt at det neppe ligger store uoppdagede reserver der. På den annen side er infrastrukturen så godt utbygd i Nordsjøen at selv små funn kan være lønnsomme. Videre er nok selskapene mer interessert i Norskehavet og den 16. lisensrunde som skal tildeles 1.halvår i 2000. Her forventes det å ligge relativt store uoppdagede reserver, særlig når det gjelder gass.

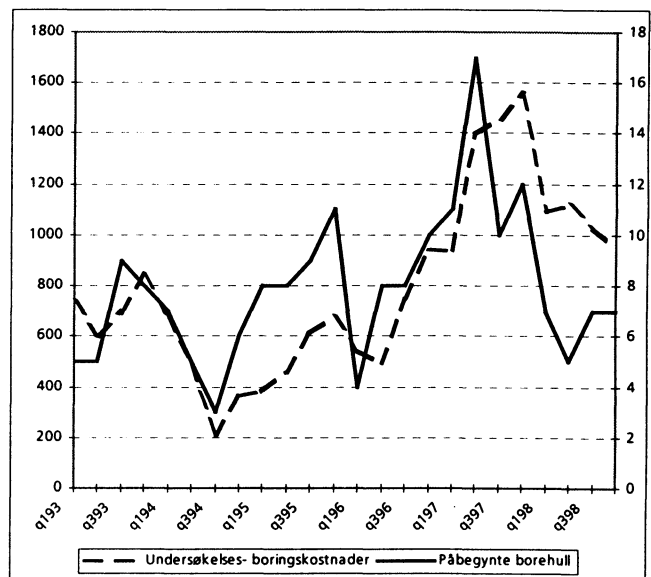
2. Investeringer

2.1. Leting

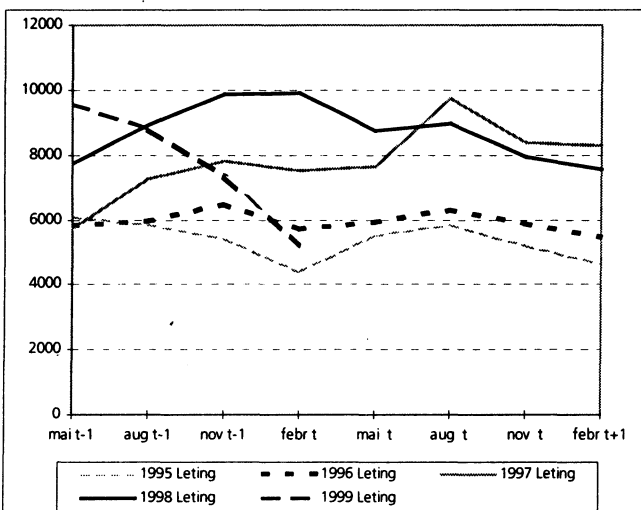
Anslag for 1999

Investeringer til letevirksomhet i 1999 ble i 1. kvartal 1999 innrapportert til 5,2 milliarder kroner. Førstegangsanslaget for 1999 som ble gitt i 2. kvartal 1998 var på 9,6 milliarder kroner. Investeringer til letevirksomhet har dermed blitt kraftig nedjustert siden den gang. Dette bekreftes også igjennom den pågående

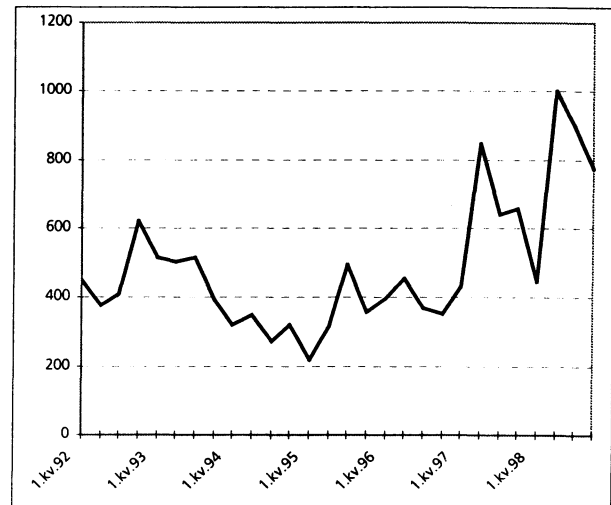
Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-4. kv.1998



Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1995-1999. Mill. kr



Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 4. kv. 1998. 1 000 kr



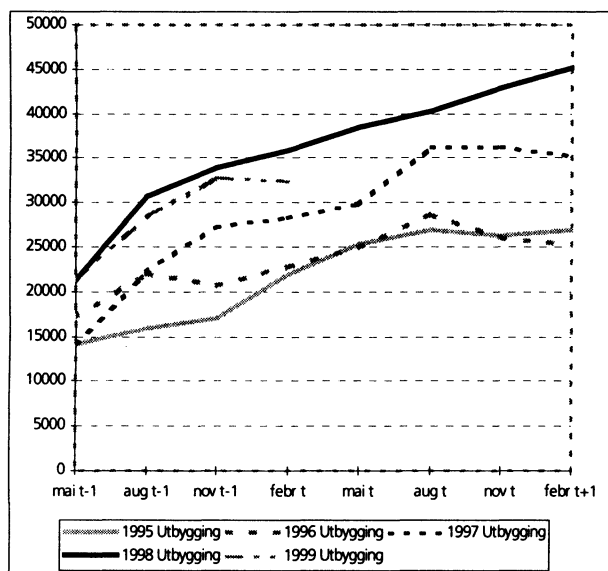
1998

Leteinvesteringene var i fjor på 7,6 milliarder kroner. Dette er 0,7 milliarder kroner lavere enn i 1997, da leteinvesteringene nådde sitt hittil høyeste nivå. Det endelige tallet for investeringer i leting i 1998 ble 2,3 milliarder lavere enn det anslaget fra 1. kvartal 1998 tilsa. Den lave oljeprisen har medført at flere selskaper ikke utførte alle planlagte leteprogrammer.

2.2. Feltutbygging**Anslag for 1999**

I tellingen utført i 1. kvartal i år anslås investeringer i feltutbygging i 1999 til 32,3 milliarder kroner. Dette er 3,5 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1998 fra 1. kvartal i fjor. Det er lite trolig at anslagene for feltutbygging i 1999 vil vise tilsvarende oppjusteringer som feltutbyggingsanslagene for 1998 har gjort, og investeringene til feltutbygging vil i år trolig bli betydelig lavere enn i fjor.

Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1995-1999. Millioner kroner

**1998**

Investeringene i feltutbygging i 1998 var på 45,1 milliarder kroner. Dette er det høyeste tallet som noen gang er registrert for feltutbygging, og 9,9 milliarder høyere enn i 1997. Etter tellingen utført i mai i fjor har anslaget blitt oppjustert med 6,6 milliarder kroner. Det er kun Gullfakssatellitter fase II som har blitt godkjent utbygd av myndighetene siden mai i fjor. Dette prosjektet var for første gang med i investeringstillingen i 3. kvartal i fjor, og hadde små investeringer i 1998. Oppjusteringen av anslaget har dermed skjedd på felt der utbyggingen har pågått over et lengre tidsrom. Det er prosjekter som Åsgard, Visund, Ekofisk II, Eldfisk, Balder og Troll C som bidrar mest til oppjusteringen. Ved disse feltene, med unntak av Ekofisk II, er det rappor-

tert om betydelige kostnadsoverskridelser over prosjektens samlede utbyggingsperiode. Saga forsøker å selge sin andel i Visund til Gaz de France, men Olje- og energidepartementet har ennå ikke avgjort om de skal slippe til Gaz de France på norsk sokkel. Olje- og energidepartementet har uttrykt en viss skepsis til Gaz de France fordi selskapet er en av de største gasskundene. Det er derfor knyttet stor prinsipiell interesse til Gaz de Frances søknad.

2.3. Felt i drift**Anslag for 1999**

Investeringene i felt i drift for 1999 er anslått til rekordhøye 16,8 milliarder kroner, hvorav 10,8 milliarder kroner er planlagt til produksjonsboring. Selskapene varslet at det kunne bli nedjusteringer i investeringsbudsjettene for felt i drift i løpet av 1999 dersom den lave oljeprisen vedvarte.

1998

Investeringene til felt i drift i 1998 var på 12,4 milliarder kroner. Dette er det høyeste tallet som noen gang er registrert for felt i drift. Dette var en økning på 3,2 milliarder kroner eller 34,7 prosent i forhold til 1997. Økningen skyldes i hovedsak produksjonsboring som økte med 1,6 milliarder kroner, og vareinnsats som økte med 1,3 milliarder kroner.

2.4. Landinvesteringer**Anslag for 1999**

Anslagene for investeringer i landbaserte anlegg for i år er på 3,2 milliarder kroner. Dette er 1,3 milliarder kroner lavere enn det tilsvarende anslaget for 1998.

1998

For landvirksomhet var investeringen 5,7 milliarder kroner. Landinvesteringene var 4,2 milliarder kroner høyere i 1998 enn for året før. Denne oppgangen skyldes utbyggingen av nye anlegg på Kårstø. Også her er det rapportert om kostnadsoverskridelser. Dette gjenspeiles i investeringstillingene utført i 1998, med en stadig oppjustering av anslagene fra 1998 fram mot det endelige tallet registrert i 1. kvartal i år.

2.5. Rørtransport**Anslag for 1999**

Anslagene for investeringer i rørtransportssystemer for i år er på 4,6 milliarder kroner. Dette er 3,4 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1998. Den kraftige nedgangen i rørinvesteringene skyldes blant annet reduserte investeringer for Europipe II og Åsgard transport-system.

1998

For landvirksomhet og rørtransportssystemer var investeringene i fjor henholdsvis 5,7 og 8,4 milliarder

kroner. Rørinvesteringene var med det om lag det samme som i 1997.

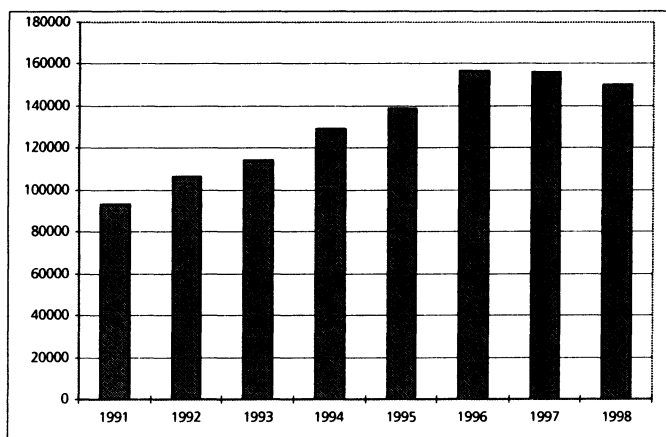
3. Produksjon

Den samlede produksjon av råolje (inkl. NGL og kondensat) og naturgass på norsk kontinentalsokkel var i 1998 på 195,8 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette er en nedgang i produksjonen med 7,2 mtoe eller 3,5 prosent fra året før. Nedgangen skyldes redusert produksjon av råolje. For 1. kvartal 1999 var den samlede produksjonen på 50,4 mtoe. Dette er en nedgang på 2,0 mtoe eller 3,9 prosent sammenlignet med 1. kvartal 1998. Nedgangen kommer også her som følge av lavere produksjon av råolje.

3.1. Råolje

Den samlede produksjonen av råolje (inkl. NGL og kondensat) på norsk kontinentalsokkel var i 1998 på 148,1 mtoe som tilsvarer en produksjon på 3,04 millioner fat per dag. Dette var en nedgang på 8,0 mtoe eller 5,2 prosent fra 1997. Dette skyldes at Norge i samsvar med OPEC reduserte produksjonen med det formål å øke oljeprisen. Norges bidrag var å redusere produksjonen med 100 000 fat per dag ifra juni 1998.

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-desember. 1991-1998. 1000 tonn



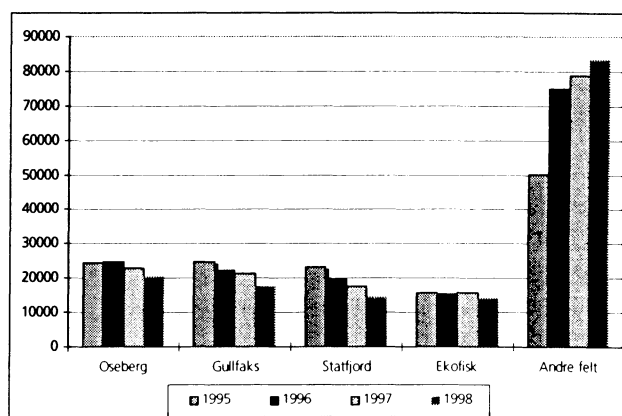
De fire største feltene Oseberg, Gullfaks, Ekofisk og Statfjord produserte 64,7 mtoe i 1998. Dette var en nedgang på 12,7 mtoe eller 16,4 prosent fra 1997. Disse feltene sto for 43,7 prosent av den samlede olje-produksjon på norsk kontinentalsokkel i 1998, mens de i 1997 sto for 49,6 prosent. Av de etablerte feltene var det kun Draugen, Murchison, Statfjord Øst, Troll Vest og Valhall som hadde økt produksjon fra 1997 til 1998. Økningen var størst på Draugen som økte produksjonen med 0,63 mtoe eller vel 13 000 fat per dag og Valhall med 0,46 mtoe eller 9 300 fat per dag. I løpet av 1998 kom Varg og Gullfakssatelitten Gullveig i produksjon. Varg har en kapasitet på ca. 52 000 fat per dag, mens Gullveig skal produsere rundt 6 000 fat per dag.

Oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel var 1. kvartal 1999 på 36,6 mtoe. Dette var en nedgang på 2,8 mtoe eller 7,0 prosent fra 1. kvartal i 1998. Dette skyldes også produksjonskuttene. Norge har per i dag vedtatt å kutte produksjonen med ytterligere 100 000 fat per dag med virkning fra 1. april 1999. I løpet av 1. kvartal 1999 kom også de andre Gullfakssatelittene Gullfaks Sør og Rimfaks i produksjon. Gullfaks Sør ble satt i drift 18. mars og er forventet å produsere rundt 13 000 fat per dag inntil fase II er utbygd. Fase II er forventet ferdigstilt i slutten av 2000. Gullfaks Sør skal da produsere rundt 65 000 fat per dag. På Rimfaks forventes det en gradvis økning i produksjonen frem til 58 000 fat per dag.

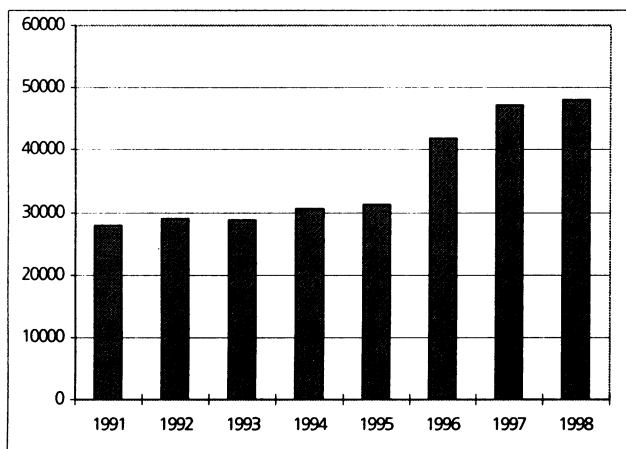
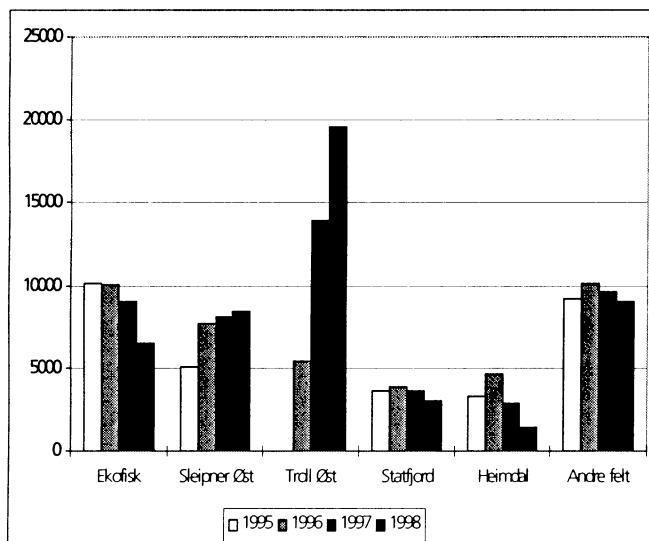
3.2. Naturgass

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel var i 1998 på 47,7 millioner Sm³ o.e. Dette gir økning i produksjonen av naturgass på 0,9 millioner Sm³ o.e. eller på 2 prosent fra 1997. Det største gassfeltet Troll Øst produserte alene 19,7 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på 5,7 Sm³ o.e. eller 40 prosent fra året før. Dette betyr at Troll Øst alene står for 41,2 prosent av produksjonen av naturgass på norsk sokkel. På Heimdal sank produksjonen med 50 prosent fra 1997 til 1998. Dette skyldes at feltet er under avvikling, og forventes nedlagt i løpet av 1999.

Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-desember. 1995-1998. 1 000 tonn



I første kvartal 1999 ble det produsert 13,7 millioner Sm³ o.e. naturgass på norsk kontinentalsokkel. Dette er en økning på 5,3 prosent sammenlignet med 1. kvartal 1998. Av dette produserte Troll Øst 7,2 millioner Sm³ o.e., hvilket gir Troll Øst en andel på 52,6 prosent av den totale gassproduksjonen. Produksjonen av naturgass på Troll Øst økte med 53,5 prosent fra 1. kvartal 1998 til 1. kvartal 1999. I samme tidsrom økte produksjonen på Sleipner Øst med 10,1 prosent, mens den på feltene Snorre, Gullfaks og Ekofisk sank med henholdsvis 67,4, 35,0 og 37,4 prosent.

Figur 9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-desember. 1991-1998. 1000 Sm³Figur 10. Samlet produksjon av naturgass etter felt. Januar-desember. 1995-1998. 1000 Sm³

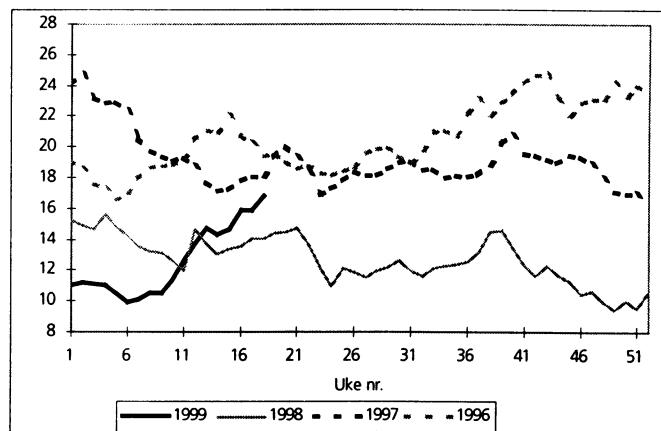
Norge eksporterte i 1997 i overkant av 42 millioner Sm³ o.e. Dette gjør at Norge er blant verdens 10 største gasseksportører. Norsk gass dekker med dette rundt 10 prosent av Vest-Europas gassforbruk.

4. Markedet

4.1. Prisutviklingen på Brent Blend

Ved inngangen til januar 1999 var spotprisen på Brent Blend på 11,05 dollar per fat, mens den var på 14,73 dollar per fat ved utgangen av mars. Dette ga en gjennomsnittspris på Brent Blend i 1. kvartal 1999 på 11,41 dollar per fat. I samme periode i 1998 var gjennomsnittsprisen på 14,00 dollar per fat.

Figur 11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1996-1999. Dollar pr. fat



Spotprisen på Brent Blend falt fra 11,05 dollar per fat ved årets inngang ned til 9,92 dollar per fat i begynnelsen av februar. Hvis vi ser bort ifra desember 1998, var dette den laveste oljeprisen som var notert på 1990-tallet. Situasjonen for norsk oljeindustri så derfor mørk ut. Oljeselskapene utsatte planlagte letteprogrammer og utbyggingsprosjekter, samtidig som de varslet redusert bemanning i et forsøk på å få kostnadene ned.

Oljeprisen holdt seg i området 10-11 dollar per fat fram til utgangen av februar, og ble notert til 11,39 dollar per fat første uken i mars. Så begynte forventningene om nye kutt fra OPEC på OPEC-møte i Wien 23. mars å spille inn. Dette løftet oljeprisen til 12,58 dollar per fat den andre uken i mars. Så ble det kjent at sentrale OPEC-land samt Mexico hadde hatt et møte i Amsterdam 13. mars, hvor de hadde blitt enige om nye produksjonskutt. Fordelingen av kuttene innad i OPEC skulle bestemmes i Wien 23. mars, og de nye produksjonskuttene skulle være på 1,7 millioner fat per dag. I tillegg skulle Mexico, Norge, Oman og Russland kutte produksjonen med til sammen 329 000 fat per dag. Norges produksjonskutt skulle være på 100 000 fat per dag. Dette betyr at Norge til sammen har kuttet produksjonen med 200 000 fat per dag, mens OPEC har kuttet produksjonen med til sammen 4,3 millioner fat per dag.

Land	Produksjonskutt (målt i millioner fat per dag)
Totalt	1 709 000
Saudi-Arabia	585 000
Venezuela	125 000
Nigeria	148 000
Forente Arabiske Emirater	157 000
Libya	96 000
Kuwait	140 000
Indonesia	93 000
Iran	264 000
Algerie	54 000
Qatar	47 000

Uken etter Amsterdam-møte steg spotprisen for Brent Blend til 13,70 dollar per fat. Påfølgende uke ble OPEC-møte i Wien holdt, og selv om markedet allerede hadde tatt ut en del av forventningene til de nye produksjonskuttene i form av økt oljepris, steg oljeprisen ytterligere denne uken til 14,73 dollar per fat. I tillegg til produksjonskuttene kom det også meldinger i midten av april om en kraftig nedgang i oljelagrene i Nord-Amerika, hvilket også bidro til å styrke oljeprisen.

Etter dette har oljeprisen steget ytterligere og lå i begynnelsen av juni på noe i overkant av 16 dollar per fat. Ved siden av produksjonskuttene skyldes dette nye oppgangstider i Sørøst-Asia og krigen i Kosovo. IEA-rapporten som kom den 10. mai, viste at OPEC-landene har redusert oljeproduksjonen med 3,7 millioner fat per dag i april, hvilket innebærer at 85 prosent av de vedtatte produksjonskuttene ble oppfylt i april.

4.2. Produksjon av råolje på verdensbasis

Produksjonen av råolje på verdensbasis var på 75,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 1999, ifølge tall fra IEA. Sammenlignet med 1. kvartal 1998 er dette en nedgang i produksjonen på 1,2 millioner fat per dag. Nedgangen skyldes først og fremst lavere produksjon fra OPEC-landene og Nord-Amerika. Disse områdene har begge redusert produksjonen med 0,7 millioner fat per dag i 1. kvartal 1999 sammenlignet med tilsvarende periode i fjor. Latin-Amerika hadde 1. kvartal i år en produksjon som var 0,3 millioner fat per dag høyere enn 1. kvartal i fjor.

Videre utsikter for 1999 avhenger av i hvilken grad OPEC klarer å nå sine mål om produksjonsbegrensninger. Hvis vi antar at OPEC klarer å nå 85-90 prosent av de vedtatte produksjonskuttene, vil verdensproduksjonen for 1999 bli på rundt 74,1 millioner fat per dag. Dette vil i så fall være 1,2 millioner fat per dag lavere enn produksjonen i 1998.

4.3. Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

Etterspørselen etter råolje på verdensbasis var 1. kvartal i år på 75,0 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,3 millioner fat per dag sammenlignet med 1. kvartal 1998. Økningen i etterspørselen var størst fra Nord-Amerika, hvor etterspørselen var 0,6 millioner fat per dag høyere i 1. kvartal 1999 enn 1. kvartal 1998. Samtidig reduserte det tidligere Sovjetunionen sin etterspørsel med 0,5 millioner fat per dag fra 1. kvartal 1998 til 1. kvartal i år.

Ifølge tall fra IEA vil etterspørselen etter råolje være på 74,7 millioner fat per dag i 1999. Dette er en økning på 0,9 millioner fat per dag sammenlignet med 1998. Den økte etterspørselen etter råolje kommer i hovedsak fra Nord-Amerika, hvor etterspørselen forventes å være 0,5 millioner fat per dag høyere i 1999 enn i 1998.

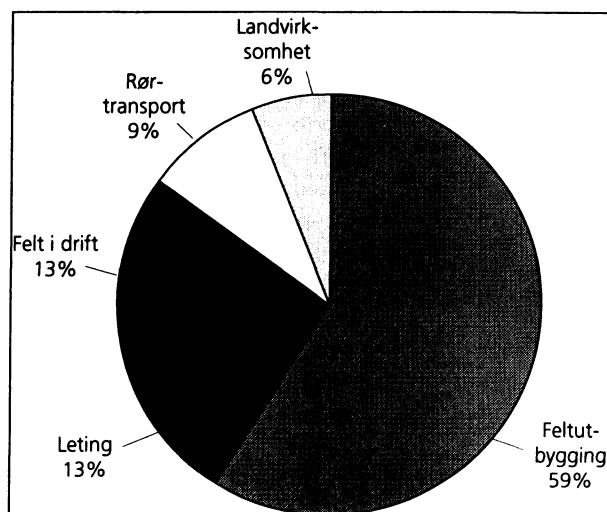
5. Petroleumsinvesteringene og anslagene fra investeringsstatistikken

Investeringene i olje- og gassvirksomheten utgjør en betydelig andel av de samlede investeringene i norsk økonomi. Informasjon om den framtidige utviklingen i disse investeringene er derfor viktig for arbeidet med makroøkonomiske framskrivinger.

Siden 1983 har Statistisk sentralbyrå utarbeidet en kvartalsvis investeringsstatistikk for olje- og gassvirksomheten. I denne statistikken publiseres en summering av oljeselskapenes egne anslag for investeringskostnadene inneværende og neste år for felt, rør og landanlegg som er besluttet utbygd. I februar-undersøkelsen året etter investeringsåret blir de endelige tallene samlet inn. Investeringsprosjekter som ikke offisielt er vedtatt utbygd, kommer ikke med i statistikken før en slik beslutning foreligger. Investeringsstatistikken kan derfor bomme på de realiserede investeringene både fordi det kommer nye prosjekter til, og fordi oljeselskapene feilvurderer investeringskostnadene som påløper for det enkelte prosjekt i det aktuelle året.

Med utgangspunkt i anslag fra investeringsstatistikken kommer man i første omgang fram til anslag for **verdien** av investeringene. I makroøkonomiske prognoseberegninger er det imidlertid volumveksten i investeringene (regnet i faste priser) som er det sentrale for aktivitetsutviklingen i fastlandsøkonomien. Prisutviklingen for de aktuelle investeringsvarene må derfor også anslås. For å kunne vurdere effektene på norsk aktivitetsnivå (og fordelingen på norske sektorer) er det viktig også å ha grep om fordelingen på investeringskategorier og hvor mye av kostnadene som direkte påløper i utlandet.

Figur 12. Prosentvis fordeling av investeringene i olje- og gassutvinning og rørtransport. 1986-1996



Tabell a. Nivå for investeringsanslagene normert mot endelige tall (=100) på de ulike tellingstidspunktene i året før investeringsåret (år t-1) og investeringsåret (år t), for investeringsårene 1986-1996

	Tellingstidspunkt						
	mai t-1	aug. t-1	nov. t-1	febr. t	mai t	aug. t	nov. t
1986	103	125	131	126	115	114	104
1987	87	97	96	99	99	96	98
1988	95	104	115	112	116	114	106
1989	96	108	106	105	105	100	100
1990	100	113	115	106	104	107	101
1991	79	87	95	96	100	104	104
1992	81	97	101	99	104	105	100
1993	96	102	106	104	107	108	103
1994	92	95	104	102	100	105	103
1995	84	82	87	96	100	105	101
1996	69	88	93	96	100	109	103
Gjennomsnitt	88	98	103	103	104	106	102
Standardavvik	10	12	12	9	6	5	2
Max	103	125	131	126	116	114	106
Min	69	82	87	96	99	96	98
Median	92	97	104	102	104	105	103

Tabell b. Gjennomsnittlig anslått nivå for investeringsanslagene i olje- og gassutvinning og rørtransport på de ulike tellingstidspunktene. 1986-1996. Normert mot endelige tall (=100)

	Tellingstidspunkt						
	mai t-1	aug t-1	nov. t-1	febr. t	mai t	aug. t	nov. t
I alt	88	98	103	103	104	106	102
Leting	108	126	124	102	104	108	105
Feltutbygging	86	94	97	101	104	104	100
Felt i drift	87	95	105	105	104	107	105
Landvirksomhet	72	84	99	109	108	114	105
Rørtransport	89	101	108	110	104	107	104

I investeringsstatistikken skilles det mellom kategoriene leting, feltutbygging, felt i drift, landvirksomhet og rørtransport. For perioden 1986-1996 sett under ett utgjorde feltutbyggingsinvesteringene den klart største posten, hele 59 prosent av de samlede investeringene. Leteinvesteringene og investeringene i felt i drift utgjorde begge i gjennomsnitt 13 prosent av de samlede investeringene i perioden.

5.1. Hvor godt har investeringsstatistikken anslag truffet?

Ved bruk av den kvartalsvise investeringsstatistikken som grunnlag for prognoser er det nyttig med innsikt i hvor godt de foreløpige anslagene treffer de endelige resultatene, både samlet og for de enkelte investeringskategoriene. For investeringene i alt er dette illustrert i tabell a. Tabellen viser anslaget for investeringene i det enkelte investeringsår gitt på ulike tidspunkter, som prosent av det realiserte investeringsnivået.

Tabell a illustrerer at det kan være betydelige svingninger i anslagene for investeringene i det enkelte år fram mot det endelige resultatet. Ser vi alle årene under ett er det imidlertid en tendens til at det første og andre anslaget undervurderer det endelige resultatet, mens de neste fem tellingene gjennomgående overpredikerer. Utviklingen i standardavviket illustrerer at anslagene blir mer presise gjennom investeringsåret.

Tabell b indikerer at det gjennomgående er større variasjon i treffprosentene på hvert tellingstidspunkt for leting, landvirksomhet og rørtransport enn for feltutbygging og felt i drift. Anslagene for feltutbygging og felt i drift viser en jevnere utvikling og treffer stort sett bedre.

5.2. Nærmere om feltutbyggingsanslagene

Siden feltutbyggingsinvesteringene er den klart største komponenten i investeringene i olje- og gassvirksomheten, knytter det seg særlig interesse til anslagene for denne investeringskomponenten. Det er to viktige kilder til avvik mellom anslag og endelige tall. For det første inkluderes ikke nye utbyggingsprosjekter før disse er formelt godkjent av myndighetene. For det andre kan oljeselskapene endre sine planer eller kostnadsanslag. For feltutbyggingsprosjektene er anslagene fra de to første tellingene for de fleste årene i perioden 1986-1996 derfor til dels betydelig undervurdert.

Anslaget for investeringer i feltutbygging i 1997 viste en stigning på hele 22,2 milliarder kroner fra første gangsanslaget i mai 1996 til anslaget i november 1997. Av dette forklarer nye prosjekter 16,6 milliarder kroner eller 74,4 prosent. Budsjettjusteringer for de feltene som var med i alle tellingene fram til november 1997, var på 5,6 milliarder kroner. Budsjettjusteringen for felt som var med i alle tellinger f.o.m. tellingen i no-

vember 1996 var på 4,2 milliarder kroner eller 46,8 prosent av samlet oppjustering på 8,9 milliarder kroner fram mot tellingene i november 1997.

5.3. Nærmere om leteinvesteringene

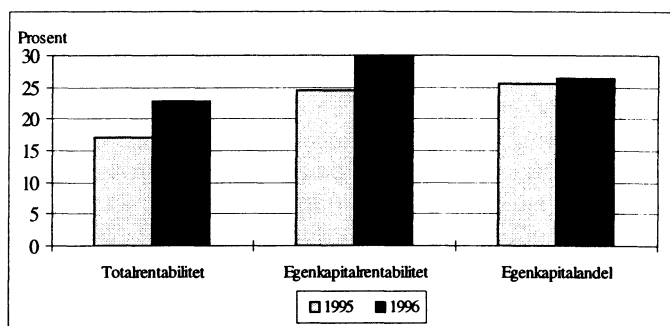
For leteinvesteringer er det et generelt mønster at anslagene som gis året før investeringsåret stort sett ligger betydelig over det som blir resultatet. Dette skyldes trolig i stor grad selve budsjettprosessen. På høsten året før investeringene foretas legger operatørene sitt budsjettforslag fram for resten av rettighetshaverne i konsesjonen. Forslagene omhandler blant annet kostnader knyttet til planer for boring av nye letebrønner, innhenting og analyse av seismiske data og andre geologiske undersøkelser. Når operatørene og rettighetshaverne i fellesskap behandler budsjettforslaget for en bestemt letekonsesjon vil hensynet til rettighetshaverne andre konsesjoner ha betydning for hvor mye midler de ønsker å bruke på den aktuelle konsesjonen. Det vedtatte budsjettet vil først ligge til grunn for leteanslaget fra februar i investeringsåret. De historiske dataene viser at det stort sett finner sted en betydelig nedjustering i leteanslaget fra november i året før investeringsåret til leteanslaget i februar i investeringsåret. Også etter at budsjettene er vedtatt av alle rettighetshaverne i konsesjonsgruppene blir det justeringer for anslåtte leteinvesteringer. Et stramt riggmarked bidro til at leteanslagene for 1997 ble nedjustert med 1,4 milliarder kroner mellom tellingene i august og november 1997.

6. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1996

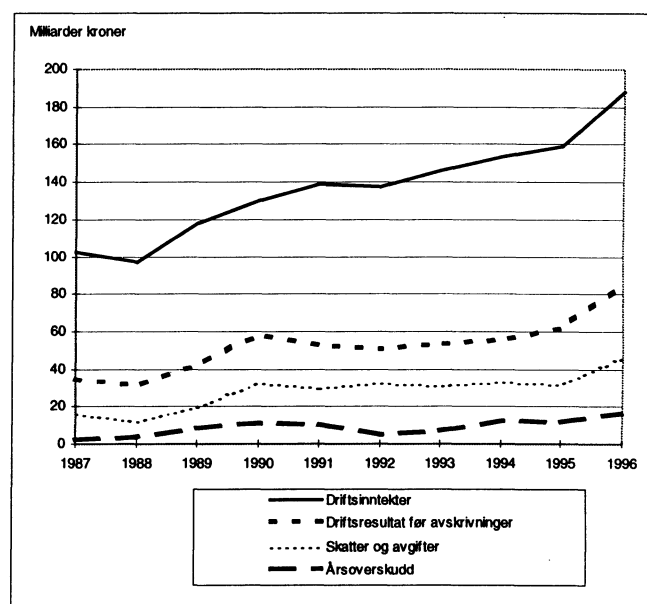
- Høy lønnsomhet i foretak som var rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel i 1996.
- Sterk forbedring av driftsmarginen.
- Høy skattekostnad.

Foretak som er rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel gikk svært bra i 1996. I denne regnskapsstatistikken er det medregnet all virksomhet i foretakene, også aktivitet som ikke er knyttet til olje- og gassutvinning. Totalrentabiliteten for 1996 var 22,4 prosent og egenkapitalrentabiliteten (etter skatt) 28,4 prosent. Tall for identiske foretak mellom 1995 og 1996 viser en økning i avkastningen for total kapital og egenkapital på hhv. 5,7 og 5,5 prosentpoeng.

Figur 13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1995 og 1996. Prosent



Figur 14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1996. Mrd. kr



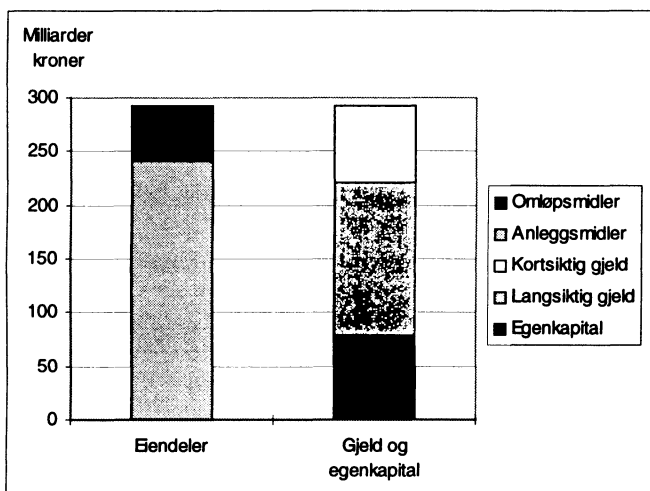
Driftsinntektene for 1996 målte 187,6 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 18,2 prosent fra 1995 da driftsinntektene lå på 158,7 milliarder kroner. Dette er den høyeste verdiøkningen i de årene denne statistikken gir tall for. Fra 1988 til 1989 viser statistikken en høyere prosentvis økning i driftsinntektene. Driftsinntektene har, med unntak for 1992, vist en markert økning siden 1988.

Lønnsomhetsforbedringen i 1996 skyldtes hovedsakelig forbedret driftsmargin. Driftsresultatet i forhold til driftsinntektene økte fra 25,0 prosent i 1995 til 32,4 prosent i 1996 for identiske foretak. Driftsresultatet gikk opp med 51,9 prosent til 61,2 milliarder kroner i 1996, mens resultat før ekstraordinære poster økte med 50,0 prosent til 57,1 milliarder kroner. Finansresultatet ble noe forverret i løpet av 1996 sammenlignet med 1995. Hovedårsaken til dette er reduserte finansinntekter i 1996, særlig lavere valutagevinster. Dette

var også forholdet i 1995. I 1994 kunne rettighetshaverne på kontinentalsokkelen vise til en sterk forbedring av finansresultatet som følge av valutakursendringer.

En betydelig del av inntjeningen i rettighetshaverforetakene kommer staten til gode gjennom skatter og avgifter. For 1996 var det sterk økning i skattene og en svak økning i avgiftene. Foretakenes skattekostnad ble i 1996 beregnet til 36,0 milliarder kroner, hvorav den betalbare skatten var 31,7 milliarder. For skattekostnaden samlet var det en økning på 13,9 milliarder kroner fra 1995. Royalty og andre særavgifter på salgsinntektene beløp seg til 9,7 milliarder kroner i 1996, dette er 0,4 milliarder kroner høyere enn året før. Samlet skatt og avgift målte 24,3 prosent av driftsinntektene i 1996, mot 19,8 prosent i 1995. Skattekostnaden utgjorde 68,0 prosent av resultat før skattekostnad i 1996 mot 64,3 prosent i 1995.

Figur 15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 1996. Mrd. kr



Årsoverskuddet økte fra 12,3 milliarder kroner i 1995 til 17,0 milliarder kroner i 1996. Beregnet i forhold til driftsinntektene gikk årsoverskuddet opp fra 7,7 prosent i 1995 til 9,0 prosent i 1996. Utdelingen til eierne økte fra 6,5 milliarder kroner i 1995 til 7,6 milliarder i 1996. Dette medførte at 44,6 prosent av årsoverskuddet i 1996 gikk til utbytte, mot 52,8 prosent i 1995. Utbytteprosenten i 1994 var på tilsvarende nivå som i 1996. I årene 1992 og 1993 ble det derimot delt ut et betraktelig høyere utbytte. Betydelige overskuddsmidler ble i 1996 som i 1995, holdt tilbake i foretakene.

Totalt investert kapital i foretakene var bokført til 291,5 milliarder kroner ved utgangen av 1996, en økning på 9,9 prosent ved begynnelsen av året. Av denne kapitalen var 17,2 prosent bundet i omløpsmidler (hovedsakelig fordringer) og 82,8 prosent i anleggsmidler (66 prosent i varige driftsmidler). 24,0 prosent av totalkapitalen var finansiert ved kortsiktig gjeld og 76,0

prosent ved langsiktig gjeld og egenkapital. Egenkapitalandelen målte 27,3 prosent, mens langsiktig gjeld til selskaper i samme konsern utgjorde 15,4 prosent av totalkapitalen. Gjennom 1996 økte egenkapitalandelen med 1,4 prosentenheter mens den langsiktige konserngjelden ble redusert med 2,2 prosentenheter.

7. Mer informasjon

Internett

Hovedtallene fra investeringsundersøkelsen utført i 1. kvartal 1999 ble først publisert i Ukens statistikk nr. 9/99. Dette materialet er også lagt inn på Statistisk sentralbyrås websider på Internett på adressen: <http://www.ssb.no>. NOS Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1999 vil bli lagt inn på Statistisk sentralbyrås websider på Internett på adressen: <http://www.ssb.no>

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

Investment Statistics. Oil and Gas Activity, first quarter 1999

Record high oil investments in 1998

According to the investment survey conducted in the first quarter of this year, the 1998 investments in the oil and gas extraction and pipeline transport sectors totalled a record high NOK 79.2 billion. This is the highest figure ever recorded for petroleum investments, and is fully NOK 16.7 billion higher than in 1997. Extremely high investments in field development were the main contributor to the upturn, in addition to the high level of activity in fields on stream and terminals.

From last year's fourth quarter estimate for 1998 to the final figures from this year's first quarter investment survey, the figure for the overall investments in the oil and gas extraction and pipeline transport sectors was revised upwards by NOK 1.8 billion. In previous years, the final figures recorded in the first quarter of the year after the investment period have basically been somewhat lower than the estimate made in the fourth quarter of the investment year. The upward adjustment of the 1998 figure is because the field development investments in fourth quarter 1998 were all of NOK 2.4 billion higher than the estimate in fourth quarter last year. The Åsgard, Visund, Eldfisk and Troll C fields were the main contributors here.

Extremely high field development costs

Investments in field development in 1998 totalled NOK 45.1 billion. This is the highest figure ever recorded for field development and is NOK 9.9 billion higher than in 1997. Since the survey conducted in May last year, the estimate has been revised upwards by NOK 6.6 billion. Gullfaks satellites phase II is the only development project that has been approved by the authorities since May last year. This project was first included in the investment survey in the third quarter of last year and accounted for small investments in 1998. The upward revision of the estimate has thus taken place in fields in which development has taken place over a longer period of time. Projects such as Åsgard, Visund, Ekofisk II, Eldfisk, Balder and Troll C have contributed the most to the upward revision. With the exception of Ekofisk, it is reported substantial cost overruns over the course of these projects' combined development period.

Exploration investments totalled NOK 7.6 billion last year. This is NOK 0.7 billion lower than in 1997, when exploration investments reached their highest level so far. The final figure for exploration investments in 1998 was NOK 2.3 billion lower than indicated in the first quarter 1998 estimate. Because of the low price of

oil, several companies have not gone through with all the exploration programmes they had planned.

Investments in fields on stream in 1998 amounted to NOK 12.4 billion, the highest figure ever recorded. Investments in onshore activities and pipeline transport last year came to NOK 5.7 and 8.4 billion respectively. Pipeline investments were thus about the same as in 1997. Onshore investments were NOK 4.2 billion higher in 1998 than the year before, mainly because of the construction of new facilities at Kårstø. Cost overruns were also reported here and this is reflected in the investment surveys carried out in 1998, which show a steady upward revision of the estimates from 1998 until the final figure recorded in the first quarter of this year.

Investments will be cut back this year

In the first quarter of this year, the estimate for the overall petroleum investments in 1999 was NOK 62.1 billion, down NOK 2.2 billion from the estimate for 1999 in the previous survey. The number is, however, NOK 8.8 billion lower than the corresponding estimate for 1998, obtained in the first quarter of 1998. The 1999 estimate is not expected to increase in the next surveys like the 1998 estimate did. With a continued low oil price in 1999 the companies will probably not initiate new field and pipeline developments, and it is also conceivable that investment spending on commenced projects will be cut.

Exploration investments in 1999 are now estimated at NOK 5.2 billion, down a whole NOK 2.1 billion from the previous survey. The main reason is the extremely low price of oil, and it is conceivable that the companies will make further cuts in exploration investments in subsequent surveys this year if the situation persists.

In the survey conducted in the first quarter of this year, 1999 investments in field development are estimated at NOK 32.3 billion. This is NOK 3.5 billion lower than the estimate for 1998 from the first quarter of last year. It is most unlikely that the 1999 estimates for field development will show similar upward adjustments as the field development estimates for 1998 have done, and the investments in field development this year will probably be lower than last year. 1999 investments in fields on stream are estimated at a record high NOK 16.8 billion, of which the plan is to use NOK 10.8 billion for production drilling. Downward adjustments in the investment budgets for fields on stream are conceivable for 1999 if the low oil price persists. The estimates for investments in land-based facilities and pipeline systems for this year are NOK 3.2 and 4.6 billion respectively. This is NOK 1.3 and 3.4 billion lower than the similar estimates for 1998. The sharp downturn in pipeline investments is due to reduced investments in Europipe II and the Åsgard transport system.

The Petroleum Investments and the Estimates from the Investment Statistics

The investments in the oil and gas activity make up a considerable share of total investments in the Norwegian economy. Information about future developments of these investments is therefore important for the work with macro-economic projections.

Since 1983 Statistics Norway has prepared a quarterly investment statistics for the oil and gas activities. In these statistics a sum of the oil companies' own estimates for investment costs for the present and the preceding year is published. Estimates for fields, pipelines and onshore bases approved by the authorities to be developed are included in the statistics. In the February survey the year after the investment year the final figures are collected. Investment projects not yet officially approved are not included in the statistics. The investment statistics may therefore miss the actual investments because new projects may be added and also because the oil companies may have miscalculated the accrued investment costs for the individual project in the year of current interest.

On the basis of the estimate from these statistics an estimate for the value of the investments is first reached. In the macro-economic calculations for prognoses it is, however, the growth in the volume of the investments (calculated in fixed prices) that is central for the development in the onshore economy. The price development for the topical investment commodities must therefore be estimated. In order to efficiently evaluate the effect on the Norwegian economy (and distribution by Norwegian sectors) it is important to be aware of the distribution by investment categories and the costs accrued abroad.

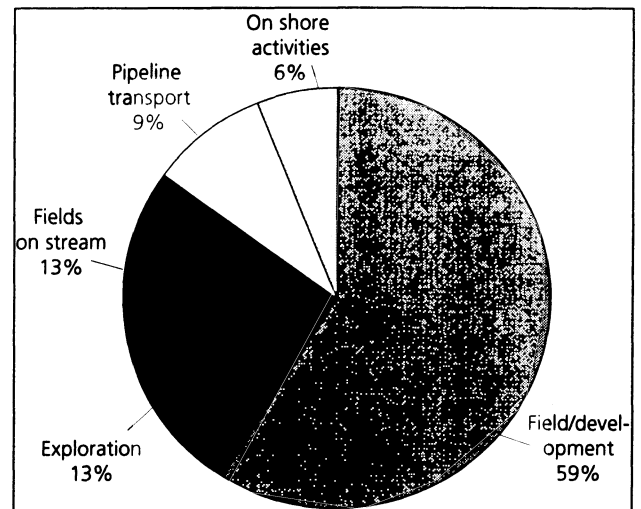
The total investments in the oil and gas activities are calculated as the total of the investments in the categories exploration, field development, fields on stream, onshore activity and pipeline transport. For the period 1986-1996, seen as a whole, the field development made up by far the largest item, as much as 59 per cent of the total investments (see figure a). The investments in exploration and fields on stream together made up 13 per cent of the total investments in the period.

How accurate have the investment statistics been?

While using the quarterly investment statistics as the basis for prognoses it is helpful to realise how close the separate estimates have been to the final results, both regarding the total and the individual investment categories. The total investments are illustrated in table a. The table shows the estimate for the investments in the

individual investment year given at different times as per cent of the actual investment level.

Figure a. The investment categories in oil and natural gas exploration and pipeline transport, 1986-1996. Per cent



The table illustrates that in the different years there may be considerable fluctuations in the estimates toward the final result. If we look at all the years it is, however, a tendency for the first and the second estimate to under-estimate the final result while the next five surveys over-estimate throughout. The development in the standard deviation exhibits that the estimates are becoming more precise throughout the investment year.

Table b indicates that by and large there are greater variations in the accuracy for exploration, onshore activities and pipeline transport than for field development and fields on stream. The estimates for field development and fields on stream show a more even development and seem to be more accurate.

More about the estimates for field development

Since the investments for field development clearly are the largest component in the investments in the oil and gas activities, particular interest is connected to the investments for this component. There are two main sources for deviations between estimates and final figures. First of all, the new development projects are not included before these are formally approved by the authorities. Secondly, the oil companies may change their plans or the cost estimates. The estimates for the field development projects from the two first surveys for most of the years in the period 1986-1996 are therefore partly considerably under-estimated.

The estimate for investments in field development in 1997 showed an increase of as much as NOK 22.2 billion from the first estimate in May of 1996 until the estimate in November of 1997. New projects accounted for NOK 16.6 billion or 74.4 per cent. The adjustments

in the budget for the fields included in all the surveys from the survey in November of 1996 were NOK 4.2 billion or 46.8 per cent of the total adjustment upwards of NOK 8.9 billion toward the survey in November of 1997.

More about the estimates for exploration

For the estimates for exploration there is a general pattern that the estimates given the year previous to the investment year are by and large considerably above the final figures. This is to a great extent due to the budget process in itself. In the fall the year before the estimates are made the operators present their budget proposal to the rest of the licensees. Among other things the proposals deal with the costs connected to the drilling of new exploration wells, the collection and the analyses of the seismic data and other geological surveys. When the operators and the licensees together deal with the budget proposal for a cer-

tain exploration licence, they consider the licensees' other licences when determining how much they want to spend on the licence in question. The approved budget will be the basis for the exploration estimate from February in the investment year. The historical data reveal that by and large a considerable adjustment downward takes place regarding the exploration estimate from November of the year previous to the investment year to the exploration estimate in February of the investment year.

There are also adjustments for the estimated exploration investments after the budgets have been approved by all the licensees. A tight drilling rig market contributed to an adjustment downward of NOK 1.4 billion between the surveys in August and November of 1997.

Table a. **The level for the investment estimates adjusted against final figures (=100) at the different survey times before the investment year (year t-1) and the investment year (year t). The investment years 1986-1996**

	Survey conducted in						
	May t-1	Aug. t-1	Nov. t-1	Febr. t	Mai t	Aug. t	Nov. t
1986.....	103	125	131	126	115	114	104
1987.....	87	97	96	99	99	96	98
1988.....	95	104	115	112	116	114	106
1989.....	96	108	106	105	105	100	100
1990.....	100	113	115	106	104	107	101
1991.....	79	87	95	96	100	104	104
1992.....	81	97	101	99	104	105	100
1993.....	96	102	106	104	107	108	103
1994.....	92	95	104	102	100	105	103
1995.....	84	82	87	96	100	105	101
1996.....	69	88	93	96	100	109	103
Average.....	88	98	103	103	104	106	102
Standard Deviation.....	10	12	12	9	6	5	2
Max.....	103	125	131	126	116	114	106
Min.....	69	82	87	96	99	96	98
Median.....	92	97	104	102	104	105	103

Table b. **Average estimated level for investment estimates in the oil and gas activities and pipeline transport at the different survey times, 1986-1996. Adjusted against final figures (=100)**

	Survey conducted in						
	May t-1	Aug. t-1	Nov. t-1	Febr. t	May t-1	Aug. t	Nov. t
Total.....	88	98	103	103	104	106	102
Exploration.....	108	126	124	102	104	108	105
Field development.....	86	94	97	101	104	104	100
Fields on stream.....	87	95	105	105	104	107	105
Onshore activities.....	72	84	99	109	108	114	105
Pipeline transport.....	89	101	108	110	104	107	104

Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 1996

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 high earnings in 1996. The return on total assets for 1996 was 22.4 per cent and the return on equity after taxes was 28.4 per cent. From 1995 the figures for identical enterprises showed an increase in return on total assets and equity of 5.7 and 5.5 percentage points, respectively. The operating income for 1996 came to NOK 188 billion. This is an increase of 18 per cent compared with 1995 when the operating income was NOK 159 billion.

The improvement in profitability is mainly caused by the increased operating profit in relation to the operating income. The operating profit grew by 52 per cent from 1995 up to NOK 61.2 billion in 1996. The net of financial items declined during 1996 compared with 1995. This is mainly due to the reduced financial income in 1996, more specifically lower 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 1996 calculated to be NOK 36 billion, an increase of NOK 13,9 billion compared with 1995. Royalties and extra fees came to NOK 9.7 billion in 1996, which is NOK 0.4 billion higher than the previous year. The total amount

of taxes and fees was 24.3 per cent of the operating income in 1996 compared with 19.8 per cent in 1995.

The annual profit (after taxes) was NOK 17 billion in 1996, and this is NOK 4.7 billion higher than in 1995. From the NOK 17 billion 45 per cent was used for proposed dividends and the rest was in 1996 kept by the enterprises. The enterprises have on average increased their solvency during 1996; the equity ratio having gone up from 25.9 to 27.3 per cent.

Further information

Internet

The principal figures from the investment survey conducted in the fourth quarter of 1998 were first published in Ukens statistikk no. 49/98. This information is also available on Statistics Norway's WEB-pages on Internet on the following address: <http://www.ssb.no>. NOS Oil and Gas Activity 4th Quarter 1998 will be published on Statistics Norway's WEB-pages on Internet on the following address: <http://www.ssb.no>.

Who to contact in Statistics Norway about information given in NOS Oil and Gas Activity

If you need further information please contact:
Mr. Nils Anders Nordlien, tel.: 22 86 47 67,
e-mail: Nils.Anders.Nordlien@ssb.no.

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
Fields on stream. 31 January 1999

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ³	Murchison ⁴	Valhall	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1986
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	Elf	Statoil	Mobil	Amoco	Elf
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	69	116
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	576,2	-	555,0	13,3	116,8	6,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	25,0	0,4	15,1	0,4	4,1	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	272,3	119,2	54,9	0,4	27,8	41,5
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	220,6	-	87,8	1,07	65,1	0,29
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	9,0	-	5,2	0,02	2,1	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	92,3	7,6	17,8	0,01	17,4	1,75
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	346	28	169	..	87	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	140	7	78	..	38	4
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	1
Type <i>Type</i>	14 stål, 1 betong- plattform 14 steel, 1 concrete platform	4 stål, 3 betong- plattformer 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	1 stål- plattform 1 steel platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøvelaster Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas pipeline 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 pipeline 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 <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	ca 105,7 ⁸	ca 25,5 ⁸	ca 82 ⁸	ca 3,9	ca 23,8 ⁸	ca 13,6 ⁸

¹Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonstart i parentes: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992). ²Norsk Andel: 60,82 prosent. ³Norsk Andel: 85,47 prosent. ⁴Norsk Andel: 22,2 prosent. ⁵Pr. 31. desember 1997. ⁶Pr. 31. januar 1999. ⁷Pr. 31. desember 1997. ⁸Inkluderer også fremtidige forventede investeringer.

¹Ekofisk 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). ²Norwegian share: 60.82 per cent. ³Norwegian share: 85.47 per cent. ⁴Norwegian share: 22.2 per cent. ⁵As of 31 December 1997. ⁶As of 31 October 1998. ⁷As of 31 December 1997. ⁸Includes expected future investments.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet.

Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
(forts.). *Fields on stream. 31 January 1999*

	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten G.	Oseberg ⁹	Veslefrikk
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1986	1987	1988	1988	1988	1989
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1976	1978	1971	1977	1979	1981
Operatør <i>Operator</i>	BP	Statoil	Elf	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	72	142-217	100	70	110	175
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	69,2	316,0	-	3,8	328,1	54,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,4	-	0,5	-	1,8
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	3,6	23,0	9,3	9,2	88,9	5,2
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	12,6	90,0	-	0,057	104,9	23,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,35	0,9	-	0,01	-	0,9
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	-	8,3	0,1	0,23	88,9	3,0
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	28	153	5	7	119	31
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	7	80	0	6	43	12
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	3	3	-	-	3	2
Type <i>Type</i>	3 stål- plattformer <i>3 steel platforms</i>	3 betong- plattformer <i>3 concrete platforms</i>	Havbunns- installasjoner <i>Subsea installation</i>	Havbunns- installasjoner <i>Subsea installation</i>	2 stål, 1 betong- plattform <i>2 steel, 1 concrete platform</i>	Flytende platt- form med bunn- fast brønnhode- plattform i stål <i>Floating platform with steel jacket</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>	Gass i rør til Frigg <i>Gas pipeline to Frigg</i>	Gass og kon- densat i rør til Ekofisk via Edda. <i>Gas and cond- ensate in pipe- line to Ekofisk via Edda</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>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	73	1,46	42,38	50,78	37
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	ca 15,3 ⁸	ca 77,6 ⁸	ca 2,9 ⁸	3,4	ca 54,7 ⁸	ca 9,9

⁹ I desember 1996 ble plan for utbygging og drift (PUD) for ytterligere en plattform godkjent. Plattformen skal behandle gass fra Oseberg Feltcenter for eksport.

⁸ 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.

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
(forts.). Fields on stream. 31 January 1999

	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre	Sleipner Øst ¹⁰	Draugen
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1990	1991	1992	1993	1993
Oppdaget <i>Year of discovery</i>		1980	1988	1981	1984
Operatør <i>Operator</i>	Amoco	BP	Saga	Statoil	Shell
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	65	300-350	82	270
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	8,5	32,1	225,0	-	111,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	1,9	2,3	28,7	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	1,7	4,8	5,0	46,6	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	2,5	7,3	174,0	-	81,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,6	0,9	13,6	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	0,6	1,5	3,1	27,7	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled ⁶</i>	13	36	14	21	15
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	4	12	0	11	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Strekkestags- plattform i stål <i>Tension Leg Platform (TLP), steel</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>	Bunnfast betonginn- retning med integret dekk <i>Concrete subsea system with integrated deck</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipe- line to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside Gass, Emden via Ekofisk senter <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.</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 Zeebrügge <i>Condensate piped to Teesside via Kårstø Gas piped to Emden via Ekofisk and to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje <i>Loading buoys for oil</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	30	31,4	29,6	57,88
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK ⁷</i>	1,1	ca 12 ⁸	ca 32 ⁸	ca 18 ⁸	15,8 ⁸

¹⁰ Inkluderer Loke.¹⁰ Includes Loke.

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
(forts.) *Fields on stream. 31 January 1999*

	Brage	Tordis	Lille Frigg	Statfjord Øst	Høidrun	Statfjord Nord
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1994	1994	1994	1995	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1980	1987	1975	1976	1985	1977
Operatør <i>Operator</i>	Hydro	Saga	Elf	Statoil	Conoco	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	137	140 - 230	120	180	ca.350	290
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves ⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	52,8	29,1	1,3	32,0	155,0	41,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,8	0,7	-	0,7	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	2,8	2,1	2,4	4,5	13,2	3,1
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves ⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	27,6	20,3	0,12	21,0	128,4	31,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,4	0,34	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	1,4	1,4	0,4	2,3	13,2	2,3
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled ⁶</i>	41	10	4	11	28	11
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	22	5	1	6	17	6
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Bunnfast plattform i stål <i>Steel- Platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>	Flytende be- tongplattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør via Oseberg til Sture <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture</i>	Rørløsning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gullfaks C</i>	Rørløsning til Frigg <i>Pipeline to Frigg</i>	Rørløsning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Bøylasting av olje <i>Loading byous for oil</i>	Rørløsning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	34,3	51	-	40,5	65	30
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK ⁷</i>	ca 11,5 ⁸	ca. 4,2 ⁸	ca 3,9 ⁸	4,3 ⁸	ca 33 ⁸	5,1 ⁸

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
(forts.). Fields on stream. 31 January 1999

	Frøy	Troll Vest	Yme	Troll Øst	Sleipner Vest	Vigdis
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1995	1996	1996	1996	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1983	1987	1979	1974	1986
Operatør <i>Operator</i>	Elf	Hydro	Statoil	Statoil	Statoil	Saga
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	120	300 - 340	ca. 90	300-400	110	280
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves ⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	6,7	70,0	9,6	-	-	28,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	-	-	32,0	29,2	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	1,6	123,0	-	1329,0	128,1	2,0
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves ⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	2,6	70,0	6,4	-	-	27,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,02	-	-	32,0	26,2	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	0,8	123,0	-	1329,0	120,1	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled ⁶</i>	12	65	10	40	12	8
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	5	27	4	31	9	5
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	2	1
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong-plattform <i>Floating concrete-platform</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>	Brønnhodeplatt-form i stål, ubemannet behandlings-plattform <i>Steel wellhead-platform, unmanned processing-platform</i>	Havbunns-installasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea-connection to Snorre</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus Oljerørledning til Oseberg <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus</i> Oil to Oseberg	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Gass/kondensat i rør til Kollsnes/Sture Gass til Zeebrugge via Zeepipe <i>Gas/condensat piped to Kollsnes/Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>	Gass i rør til Emden og Zeebrugge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrugge</i> Condensate via Sleipner East to Kårstø	Olje i rør til Gullfask A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Percent</i>	41,62	62,7	30	62,7	32,37	51
Investeringer. Mrd, kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK ⁷</i>	6,1 ⁸	38,2 ⁸	1,5 ⁸	39 ⁸	ca 18 ⁸	ca 5,3 ⁸

1. Felt i produksjon. 31. januar 1999
(forts.). Fields on stream. 31 Januar 1999

	Norne	Njord	Gullfaks-sat. ¹¹	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1997	1997	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1986	1978	1984
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>				
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	72,4	31,6	42,6	5,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	9,3	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	15,6	-	61,7	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>				
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	72,4	31,6	42,6	5,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	9,3	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	15,6	-	61,7	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	9	9	10	6
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	3	1	0
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	1	1	2
Type <i>Type</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunns- installasjon knyttet til Gullfaks A <i>Subsea connection to Gullfaks A</i>	Produksjons- skip og brønn- hodeplattform. <i>Production ship and well- head platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	55	30	73	30
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	ca 9 ⁸	6	ca 7 ⁸	3,5

2. Felt under utbygging. 31. januar 1999
Fields under development. 31 January 1999

	Balder	Visund	Åsgard	Oseberg Øst	Troll C
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1999	1998	1999/2000	1998	1999
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1966	1986	1981-1985	1979	1979
Operatør <i>Operator</i>	Esso	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	375	335	240-300	160	300-340
Salgbare reserver ¹ <i>Recoverable reserves¹</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	27,2	48,5	132,3	23,5	190,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	24,0	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	0,8	51,0	191,0	0,8	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	25	6	24	-	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	3,6	4,6	11,1	3,2	...
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	-	-	12	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	2	1	1
Type <i>Type</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>	Prod.skip for oljefasen, Semi for gassfasen <i>Prod. ship, oil phase. Semi, gas phase.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Halvt nedsenkbar installasjon <i>Semi-sub installation</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gassen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg. The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Olje i rør til Mongstad. <i>Oil in pipeline to Mongstad.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	0	49,6	46,95	45,4	62,7
Antatte investeringer Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	7,9	8,7	33,1	3,6	15,9

¹ Pr. 31. desember 1997. ² Pr. 31. oktober 1998. ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1997-kroner. ⁴ Inkluderer Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig.

¹ As of 31 December 1997. ² As of 31 October 1998. ³ Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1997 NOK.

⁴ Includes Gullfaks Sør, Rimfaks and Gullveig.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet.

Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

2. Felt under utbygging. 31. januar 1999
(forts.) Fields under development. 31 January 1999

	Oseberg Sør	Jotun	Gullfakssat. fase 2	Snorre 2
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2000	1999	2001	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1984	1994	1978	1979
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Conoco	Statoil	Saga
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	100	126	135-216	300-350
Salgbare reserver ¹ <i>Recoverable reserves¹</i>				
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	53,5	30,7	202,2	57,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	5,6	-
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	23,0	-	53,0	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	1	-	-	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	6,1	3,9	...	5,4
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	1,07	-	...	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	2	1	1
Type <i>Type</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Produksjons- skip og brønn- hodeplattform. <i>Production ship and well- head platform.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A og C <i>Subsea connection to Gullfaks A and C</i>	Halv nedsenkbar plattform <i>Semi-sub platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Oseberg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg til Sture.</i>	Olje lastes til skytte-tanker. Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. <i>Oil loaded to tankers. Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe.</i>	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksister- ende fasiliteter på plattformen. Gass til Kårstø via Gullfaks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing facilities on the platform Gas to Kårstø via Gullfaks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	38,36	3	73,0	31,4
Antatte investeringer Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	7,8	6,9	5,2	11,6

3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1997
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1997

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ²	Murchison	Valhall	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Høimdal
Statoil	1,00	20,00	42,73	11,10	-	52,70	50,00	40,00
Norsk Hydro	6,70	32,87	-	-	-	4,20	-	15,80
Elf Petroleum Norge AS	8,45	26,42	-	-	15,72	2,80	-	11,94
Saga Petroleum asa	0,30	-	1,60	0,42	-	4,79	1,88	3,47
Total Norge AS	3,55	20,71	-	-	-	-	-	4,82
Norske Conoco as	-	-	9,44	2,45	-	5,52	11,04	-
Esso Norge as	-	-	8,55	2,22	-	10,25	10,00	-
Mobil	-	-	12,82	3,33	-	7,50	15,00	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04	-
Amoco Norway	-	-	-	-	28,09	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	5,00	10,00	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04	-
Norsk Agip as	13,04	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	30,00	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	36,96	-	-	-	-	-	-	-
Conoco (U.K.) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-
Deminex Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-
Britoil Plc.	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company AS	-	-	-	-	-	-	-	0,17
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80

	Øst-		Tomme-	Sleipner-		Høimdal					
	Ula	Gullfaks		Øst-Frigg ³	liten G.	Oseberg	Øst	Heidrun	Visund	Hod	Balder
Statoil	-	85,00	7,19	70,64	64,78	49,60	76,87	62,90	-	-	55,40
Norsk Hydro	-	9,00	32,11	-	13,68	10,00	-	16,10	-	-	8,40
Elf Petroleum Norge AS	-	-	40,46	-	5,77	9,00	-	7,70	25,00	-	5,60
Saga Petroleum asa	-	6,00	-	-	8,55	-	-	4,20	-	-	7,70
Total Norge AS	-	-	20,23	-	2,88	1,00	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	-	-	-	-	18,13	9,10	-	-	-
Esso Norge as	-	-	-	-	-	30,40	-	-	-	100,00	10,50
Mobil	-	-	-	-	4,32	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	25,00	-	-
Amoco Norway	-	-	-	-	-	-	-	-	25,00	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	25,00	-	-
Norske Agip as	-	-	-	9,13	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	80,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	-	-	-	20,23	-	-	-	-	-	-	-
AS Pelican	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	15,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deminex Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,80
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,60
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	5,00	-	-	-	-

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). ² Norsk andel på 60,82% av Frigg og 85,24% av Statfjord. ³ Gjelder blokk 25/1 og 25/2 i utvinningstillatelse 024. Rettighetshavere for Øst-Frigg er Elf Petroleum Norge AS 37,23, Norsk Hydro 32,11, Total Norge AS 20,23 og Statoil 10,43.

¹ 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 Norwegian share, 60.82 of Frigg and 85.24% of Statfjord.

³ Cover the blocks 25/1 and 25/2 in licence no 024. The licensees of Øst-Frigg are Elf Petroleum Norge AS 37.23, Norsk Hydro 32.11, Total Norge AS 20.23 and Statoil 10.43.

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

3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1997
(forts.) Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1997

	Troll Øst	Veste- frikk	Gyda	Snorre	Draugen	Brage	Lille- Frigg	Troll Vest	Frøy	Yme
Statoil	74,58	55,00	30,00	41,40	57,88	47,00	5,00	74,58	53,96	65,00
Norsk Hydro	7,69	-	-	8,27	-	22,40	32,87	7,69	6,05	-
Elf Petroleum Norge AS	2,35	-	-	5,51	-	0,70	41,42	2,35	24,76	-
Saga Petroleum asa	4,08	-	-	11,94	-	0,50	-	4,08	-	25,00
Total Norge AS	1,35	18,00	-	-	-	0,30	20,71	1,35	15,23	-
Norske Conoco as	1,66	-	-	-	-	-	-	1,66	-	-
Esso Norge as	-	-	-	10,33	-	16,30	-	-	-	-
Mobil	-	-	-	-	-	0,50	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	1,46	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	8,29	-	-	-	16,20	-	-	8,29	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	1,46	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	-	-	56,00	-	18,36	-	-	-	-	-
AS Pelican	-	-	4,00	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Deminex Norge AS	-	11,25	-	10,03	-	-	-	-	-	10,00
Norske MOECO AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,60	-	-	-	-	-	-
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	12,30	-	-	-	-
Norske Deminex A/S	-	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-
Petro-Canada	-	9,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	-	-	7,56	-	-	-	-	-

	Sleipner		Njord	Norne	Varg	Gullfaks- sat.		Oseberg		Jotun
	Vest	Vigdís				Åsgard	Øst	Sør		
Statoil	49,50	55,40	50,00	70,00	65,00	85,00	60,50	59,40	56,58	5,00
Norsk Hydro	8,85	8,40	22,50	8,10	-	9,00	2,60	12,25	21,88	-
Elf Petroleum Norge AS	8,47	5,60	-	-	-	-	-	9,33	-	-
Saga Petroleum asa	-	7,70	-	9,00	35,00	6,00	7,00	7,35	10,14	-
Total Norge AS	0,94	-	-	-	-	-	7,65	4,67	-	-
Norske Conoco as	-	-	-	-	-	-	-	-	7,70	3,75
Esso Norge as	32,24	10,50	-	-	-	-	-	-	-	45,00
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	6,00	-	-	-	-	-	45,00
Norsk Agip as	-	-	-	6,90	-	-	7,90	-	-	-
Mobil	-	-	20,00	-	-	-	7,35	7,00	3,70	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,25
Deminex Norge AS	-	2,80	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-
Petro-Canada	-	-	7,50	-	-	-	-	-	-	-

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1993-1999. Mill. kr
Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1993-1999. Million NOK

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999 1)
I alt Total	57 579	54 653	48 583	47 878	62 486	79 216	62 138
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	50 886	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	57 530
Leting Exploration	5 433	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	5 215
Feltutbygging Field development	35 209	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	32 334
Varer <i>Commodities</i>	18 434	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	22 574
Tjenester <i>Services</i>	13 769	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	4 239
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	3 006	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	5 520
Felt i drift Fields on stream	6 306	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	16 787
Varer <i>Commodities</i>	600	655	651	1 050	1 063	2 393	4 539
Tjenester <i>Services</i>	547	525	971	1 287	1 213	1 526	2 477
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 159	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	9 771
Landvirksomhet² Onshore activities²	3 937	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	3 194
Rørtransport Transport via pipelines	6 693	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 608

¹ Registrert 1. kvartal 1999. ² Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land.

¹ Registered 1st quarter 1999. ² Includes offices, bases and terminals onshore.

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-1998. Mill. kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1998. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1 998
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	8 136	7 680	5 434	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577
GENERELLE UNDERSØKELSER <i>GENERAL EXPLORATION</i>	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	381	334	572	518	378	505	489	474
Seismikk <i>Seismic</i>	611	629	524	981	273	644	406	554
Spesielle studier <i>Special studies</i>	31	44	40	38	33	58	96	136
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING <i>FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT</i>	849	363	585	655	768	431	627	933
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	485	246	362	363	320	348	338	502
Feltutvikling <i>Field development</i>	348	105	216	288	446	81	284	403
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	-	-	-	-	-	-	-	8
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	16	12	7	4	1	1	3	20
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER <i>ADMINISTRATION AND OTHER COSTS</i>	957	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	239	446	308	269	287	239	291	335
Annenn administrasjon <i>Other administration</i>	343	332	96	345	294	281	444	369
Arealavgift <i>Area fee</i>	329	314	423	456	464	455	563	550
NIFO/NOFO <i>NIFO/NOFO</i>	46	68	18	23	22	121	40	29
UNDERSØKELSESBORING <i>EXPLORATION DRILLING</i>	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 912	1 846	1 108	706	742	995	2 150	1 872
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 769	1 658	975	530	631	851	1 907	1 459
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	143	188	133	176	112	144	241	413
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	661	569	345	214	206	282	614	409
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	211	181	140	60	56	53	103	93
Båter <i>Vessels</i>	450	388	205	154	150	229	513	317
Varer <i>Commodities</i>	925	616	407	313	368	413	668	474
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	367	313	180	135	129	181	291	148
Sement <i>Cement</i>	84	59	38	27	35	35	60	48
Boreslam <i>Drilling mud</i>	170	123	91	87	95	106	205	87
Drivstoff <i>Fuel</i>	128	108	60	32	36	61	61	34
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	93	66	29	27	62	40	57	132
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	82	-53	11	5	11	-10	-5	26
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	115	137	64	50	52	90	100	17
Sementtjenester <i>Cement services</i>	54	39	25	11	17	21	46	43
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	135	110	45	58	54	71	78	59
Logging <i>Logging</i>	262	234	166	83	102	113	239	166
Testing <i>Testing</i>	143	176	101	67	98	175	90	140
Dykking <i>Diving</i>	53	52	24	16	18	27	40	41
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	124	95	57	17	61	4	106	87
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	923	1 277	526	192	409	531	1 216	890

6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1998. Mill. kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1998. 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

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1997 - 4. kvartal 1998. Mill. kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million NOK

	1997				1998			
	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	1 904	1 917	2 108	2 371	2 248	1 605	1 912	1 811
UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING	936	1 399	1 456	1 555	1 090	1 116	1 032	959
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	405	603	508	634	483	541	479	369
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	347	541	454	565	276	497	403	284
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	57	62	54	68	207	44	77	85
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	91	210	131	182	96	81	125	107
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	19	26	22	36	26	29	10	27
Båter <i>Vessels</i>	72	185	109	147	70	52	115	80
Varer <i>Commodities</i>	106	155	167	240	67	185	115	108
Foringsrør, brønnehoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	56	77	72	86	22	46	51	29
Sement <i>Cement</i>	9	15	21	15	7	14	11	15
Boreslam <i>Drilling mud</i>	31	38	47	87	2	36	18	30
Drivstoff <i>Fuel</i>	10	18	10	23	10	10	10	3
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	15	12	11	19	23	67	21	21
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	-	- 6	6	9	1	12	3	10
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	334	430	650	499	445	309	313	376
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	25	20	17	37	- 8	8	6	11
Sementtjenester <i>Cement services</i>	8	18	7	13	12	15	7	9
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	26	-	-	26	23	17	11	9
Logging <i>Logging</i>	24	55	59	101	14	55	56	41
Tøsting <i>Testing</i>	35	28	14	13	17	27	43	53
Dykking <i>Diving</i>	9	7	11	13	5	17	10	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	60	- 14	12	48	88	- 64	10	53
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	147	301	519	249	295	233	170	192
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	187	193	281	330	144	214	447	358
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	114	104	126	145	103	110	117	145
Seismikk <i>Seismic</i>	48	72	132	154	24	74	295	161
Spesielle studier <i>Special studies</i>	25	18	22	31	18	30	35	53
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	89	138	156	244	228	219	209	276
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	692	187	215	243	786	55	223	214
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	78	59	75	120	86	73	91	108
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	154	97	88	105	122	92	86	68
Arealavgift <i>Area fee</i>	461	31	53	18	577	- 110	46	37

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 1. kv. 1998 - 4. kv. 1998. Mill. kr
Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 4 1998 - Q 3 1998. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		Tromsø- flaket
			I alt Total	Halten- banken	
LETEKOSTNADER I ALT					
EXPLORATION COSTS, TOTAL	6 914	3 668	3 246	2 850	396
Undersøkelsesboring Exploration drilling	3 881	2 077	1 804	1 783	21
Generelle undersøkelser General exploration	1 145	480	665	438	226
Feltevaluering/feltutbygging Field evaluation/field development	825	435	390	291	99
Administrasjon og andre kostnader Administration and other costs	1 063	675	387	337	50

9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-1999
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-1999

Investeringsår Investment year	Antatte investeringer året før investeringsåret. Estimates for investments made the year before the investment year				Antatte investeringer i investeringsåret. Estimates for the investments made in the year of inv.			Påløpte inve- steringskostn. Accrued invest- ment costs
	Mai	August	November	Februar	Mai	August	November	
	May	August	November	February	May	August	November	
	Mill. kr Million NOK							
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
2000	4 275
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

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-1999. Mill. kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-1999. Million NOK

Ar og kvartal Year and quarter	Antatte investerings- kostnader i investerings- kvartalet. <i>Estimated invest- ment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investerings- kostnader <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.	1 590	1 540
2. kv.	1 570	2 045
3. kv.	2 596	1 947
4. kv.	3 020	2 608
1992 1. kv.	1 678	1 840
2. kv.	1 602	2 076
3. kv.	1 797	1 732
4. kv.	1 853	2 042
1993 1. kv.	1 173	1 403
2. kv.	1 423	1 098
3. kv.	1 724	1 318
4. kv.	2 569	1 616
1994 1. kv.	1 116	1 671
2. kv.	1 296	1 277
3. kv.	1 454	1 015
4. kv.	1 449	1 047
1995 1. kv.	1 069	1 209
2. kv.	1 323	988
3. kv.	1 532	1 226
4. kv.	1 788	1 224
1996 1. kv.	1 386	1 275
2. kv.	1 405	1 082
3. kv.	1 982	1 388
4. kv.	2 142	1 710
1997 1. kv.	1 910	1 904
2. kv.	1 808	1 917
3. kv.	2 986	2 108
4. kv.	2 443	2 371
1998 1. kv.	2 054	2 248
2. kv.	1 744	1 605
3. kv.	2 411	1 912
4. kv.	2 175	1 811
1999 1. kv.	1 386	...

11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999

Ar Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull <i>Explo- ration wells</i>	Avgrens- ningshull <i>Appraisal wells</i>	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull
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	3	-

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999

Ar 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	370

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

13. Boremeter¹ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999
Drilling metres¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999

Ar 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	14 450

¹ Lete- og avgrensningshull.

¹ Exploration and appraisal wells.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1999. 1000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1999. 1000 GBP/day

Ar Year	Kvartal Quarter	PSV			AHTS	
		1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT ¹	8-10,000 BHP	10,001 +
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.....	1,180	2,046	..	1,772	2,188
	2.kv.....	1,180	2,565	..	1,727	2,390
	3.kv.....	1,350	2,726	..	2,031	2,701
	4.kv.....	1,550	2,497	..	2,098	2,458
1988	1.kv.....	2,000	2,684	..	2,284	2,785
	2.kv.....	2,047	2,721	..	2,563	3,316
	3.kv.....	2,157	3,068	..	2,360	3,224
	4.kv.....	2,117	2,908	..	2,237	2,797
1989	1.kv.....	1,840	3,034	..	2,563	2,938
	2.kv.....	2,430	3,471	..	3,234	3,326
	3.kv.....	2,450	3,507	..	3,551	3,634
	4.kv.....	1,963	3,512	..	3,639	3,849
1990	1.kv.....	2,683	5,026	..	4,222	4,982
	2.kv.....	3,467	7,468	..	4,712	6,046
	3.kv.....	3,900	5,295	..	4,533	5,218
	4.kv.....	3,433	5,174	..	4,827	5,270
1991	1.kv.....	3,533	6,246	..	4,816	5,383
	2.kv.....	3,800	7,931	..	5,250	6,328
	3.kv.....	3,547	6,149	..	4,650	5,895
	4.kv.....	3,650	5,198	..	4,767	5,253
1992	1.kv.....	3,619	5,628	..	4,286	5,772
	2.kv.....	3,160	7,198	..	4,175	5,852
	3.kv.....	2,532	3,880	..	2,795	4,453
	4.kv.....	2,767	4,389	..	2,633	3,679
1993	1.kv.....	3,848	6,760	..	3,703	5,767
	2.kv.....	3,735	5,094	..	4,458	6,454
	3.kv.....	2,977	4,773	..	3,117	3,612
	4.kv.....	3,012	5,094	..	2,742	4,240
1994	1.kv.....	3,790	5,213	..	3,409	5,181
	2.kv.....	4,103	6,340	..	4,008	5,983
	3.kv.....	3,055	4,808	..	3,025	4,631
	4.kv.....	3,411	5,506	..	3,475	5,540
1995	1.kv.....	3,693	5,885	..	4,199	6,453
	2.kv.....	4,275	6,920	..	5,250	9,850
	3.kv.....	3,820	5,194	..	4,170	-
	4.kv.....	3,688	5,955	..	3,933	5,627
1996	1.kv.....	3,400	4,445	6,475	4,209	5,510
	2.kv.....	3,927	5,293	4,552	4,517	6,572
	3.kv.....	4,409	5,083	4,275	3,394	4,767
	4.kv.....	4,458	6,083	8,195	6,096	8,819
1997	1.kv.....	5,710	4,092	5,758	5,992	14,993
	2.kv.....	6,833	4,433	7,741	7,400	8,931
	3.kv.....	6,217	7,333	8,833	6,833	9,417
	4.kv.....	6,450	8,300	8,000	6,000	11,167
1998	1.kv.....	6,083	9,633	10,333	8,000	13,750
	2.kv.....	7,000	9,250	9,567	7,500	10,000
	3.kv.....	6,167	7,750	8,333	6,833	12,000
	4.kv.....	5,283	7,483	8,500	6,000	10,667
1999	1.kv.....	4,033	5,453	6,167	5,083	9,233

¹ Inkludert i 2,200 - 3,099 DWT frem til 1996.

¹ Included in 2,200 - 3,099 DWT before 1996.

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

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

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-1998. Mill. kr
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-1998. Million NOK

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1 998
FELTUTBYGGING I ALT FIELD DEVELOPMENT, TOTAL	22 263	28 881	35 211	28 588	26 961	25 342	35 286	45 145
BYGGEKONTRAKTER BUILDING CONTRACTS	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685	19 315	25 322
Bærestrukturer Platform structures	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454
Utrustning av skaft Shafts equipment	71	195	539	322	106	9	155	0
Dekk/døksrammer Decks	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388
Moduler Modules	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104
Lastebøyer Loading buoys	52	215	25	7	71	7	56	54
Installasjoner for plassering på havbunnen Subsea installations	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519
EGNE VAREKJØP OPERATORS OWN EXPENDITURE	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866	2 369	990
UTBYGGINGSTJENESTER FIELD DEVELOPMENT SERVICES	5 345	8 645	10 107	7 348	9 002	4 933	5 727	6 829
Prosjektering og prosjektjenester Engineering consultancy	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306
Maritime tjenester ved land Maritime services onshore	830	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602
Maritime tjenester til havs Maritime services offshore	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133
Forsikringspremier Insurances	9	20	9	44	80	60	98	37
Helikopter og flytransport Helicopter and airline transport	26	12	158	132	93	12	51	169
Båter Vessels	29	3	50	24	119	2	61	101
Forpleining Catering	33	66	468	181	72	42	104	161
Andre tjenester Other services	168	157	596	295	80	331	353	320
OPERATØRENS EGNE ARBEIDER OPERATORS OWN WORK	1 910	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582	1 624	1 925
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	1 165	2 127	3 008	2 725	2 316	2 674	5 176	8 881
DRIFTSFORBEREDELSE DRIFT PREPARATIONS	1 751	1 018	1 049	650	633	603	1 075	1 198

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1998. Mill. kr
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1998. 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

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. kvartal 1997 - 4. kvartal 1998. Mill. kr
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million NOK

	1997				1998			
	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 FIELD DEVELOPMENT, TOTAL	7 745	10 501	8 355	8 686	9 029	12 025	11 895	12 197
VARER COMMODITIES	4 320	6 809	5 253	5 302	5 571	6 734	7 163	6 845
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 329	1 597	1 691	1 163	1 398	1 760	1 522	1 477
Dekk <i>Decks</i>	174	618	307	579	480	779	631	498
Moduler <i>Modules</i>	2 018	2 388	1 998	2 293	2 388	2 891	3 417	3 682
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	24	-	6	21	15
Rør <i>Pipes</i>	29	72	89	122	54	140	217	284
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	536	2 009	1 093	1 037	1 101	1 061	1 173	1 183
Andre varer <i>Other commodities</i>	227	101	73	85	137	97	180	-294
TJENESTER SERVICES	2 294	2 554	1 736	1 843	1 858	2 633	2 584	2 877
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	943	488	341	419	475	578	566	687
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	-	-	-	-	21	42	32	11
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	320	388	- 304	102	83	143	79	190
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	174	88	605	185	180	519	557	497
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	133	665	118	146	280	391	306	162
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	25	56	42	120	17	65	91	68
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	5	9	8	29	36	51	35	47
Båter <i>Vessels</i>	-	6	24	30	17	26	20	38
Forpleining <i>Catering</i>	30	42	11	21	18	18	43	82
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	61	1	4	32	7	22	- 5	12
Andre tjenester <i>Other services</i>	93	137	200	205	208	150	82	195
Egne arbeider <i>Own work</i>	508	672	682	554	516	627	777	888
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	1 131	1 138	1 367	1 541	1 600	2 658	2 148	2 475
FELT I DRIFT I ALT FIELD ON STREAM, TOTAL	2 149	2 484	2 115	2 491	2 868	3 074	3 161	3 343
VARER COMMODITIES	185	298	226	355	404	541	534	914
Moduler <i>Modules</i>	9	100	43	44	71	100	-	- 4
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	-	-	-	-	-	9	7	20
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	50	-	-	-	16	11	104	195
Andre varer <i>Other commodities</i>	126	198	183	311	316	421	423	703
TJENESTER SERVICES	263	260	306	384	206	320	503	497
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	22	4	4	5	4	3	4	-
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	2	- 3	27	- 10	-	1	-	1
Transport <i>Transport</i>	13	16	13	16	12	15	22	19
Forpleining <i>Catering</i>	12	18	8	12	10	10	18	12
Andre tjenester <i>Other services</i>	176	196	217	295	135	242	410	395
Egne arbeider <i>Own work</i>	38	28	38	66	44	48	50	70
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	1 701	1 927	1 583	1 753	2 258	2 213	2 124	1 932

18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-1999
Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-1999

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

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-1998
Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1998

År <i>Year</i>	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>		Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Mill. kr <i>Million NOK</i>		Prosent <i>Per cent</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

20a). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1994-1998. Mill. kr
Commodity and service costs¹. Field development. 1994-1998. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998			
					1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
I alt Total	25 213	24 012	22 066	29 035	7 180	9 118	9 467	9 301
Byggekontrakter Contacts on Construction	12 010	10 312	12 685	19 315	5 242	6 547	6 763	6 772
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	264	3 243	4 255	5 207	1 204	1 521	1 237	1 391
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	3 746	813	50	-	-	-	-	-
Urusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	322	106	9	536	194	239	1 496	86
Dekk Decks	1 937	982	1 004	1 420	479	779	631	498
Moduler Modules	4 451	3 138	4 765	7 520	2 320	2 871	3 414	3 599
Lastebøyer Loading Buoys	7	71	7	56	12	6	21	15
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	1 282	1 959	2 594	4 575	1 032	1 131	1 173	1 183
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on Equipment	3 812	2 413	2 866	2 369	330	187	400	73
Tjenester Services	9 391	11 286	6 515	7 352	1 609	2 384	2 304	2 456
Engineering	1 861	1 524	829	1 192	317	445	400	440
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	797	2 626	433	511	104	185	111	201
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	3 301	3 565	2 803	2 358	477	975	954	727
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3 433	3 572	2 451	3 291	711	778	839	1 088

¹ Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom.

¹ Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.

20b). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1994 - 1998. Mill. kr
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1994 - 1998. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998			
					1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
I alt Total	5 394	6 742	6 769	7 685	1 708	2 224	2 112	2 782
Byggekontrakter Contacts on Construction	2 238	3 793	3 626	5 246	1 202	1 626	1 638	2 057
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	53	2 226	639	752	420	610	361	593
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	374	104	374	104	-	-	-	-
Urusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	-	78	-	423	-	161	1 322	22
Dekk Decks	167	411	438	681	84	195	137	35
Moduler Modules	893	459	2 226	2 093	244	413	714	742
Lastebøyer Loading Buoys	-	16	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	597	500	323	1 298	302	247	315	453
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on Equipment	1 392	1 263	1 331	884	221	91	173	437
Tjenester Services	1 764	1 686	1 813	1 555	284	507	301	289
Engineering	120	250	27	46	56	83	91	72
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	38	19	9	-	3	-	6	4
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 152	949	1 365	1 258	106	274	131	121
Andre tjenester <i>Other Services</i>	455	467	411	250	119	110	73	92

¹ Se tab. 20a).

¹ See tab. 20a).

20c). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹. 1994-1998. Prosent
 Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1994-1998. Per cent

	1994	1995	1996	1997	1998			
					1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
I alt Total	21,4	28,1	30,7	26,5	23,8	24,4	22,3	24,0
Byggekontrakter <i>Contacts on Construction</i>	18,6	36,8	28,6	27,2	22,9	24,8	24,2	30,4
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	20,2	68,7	15,0	14,4	34,9	40,1	29,2	42,6
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	10,0	12,8	-	-	-	-	-	-
Utrusting av skaff <i>Shaft Equipment</i>	-	73,5	-	78,8	-	67,4	64,9	25,6
Dekk <i>Decks</i>	8,6	41,9	43,6	48,0	17,5	25,1	21,7	7,1
Moduler <i>Modules</i>	20,1	14,6	46,7	27,8	10,5	14,4	20,9	20,6
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	21,8	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	46,6	25,5	12,5	28,4	29,3	21,8	26,8	38,3
Egne varekjøp i alt <i>Operators own expenditure on Equipment</i>	36,5	52,4	46,4	37,3	67,0	48,4	43,3	-
Tjenester <i>Services</i>	18,8	14,9	27,8	21,2	17,7	21,3	13,1	6,1
Engineering	6,4	16,4	3,3	3,9	17,7	18,6	22,8	16,4
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	4,8	0,7	2,2	-	3,3	-	5,4	0,6
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	34,9	26,6	48,7	53,4	22,2	28,1	13,7	12,1
Andre tjenester <i>Other Services</i>	13,3	13,1	16,8	7,6	16,7	14,1	8,7	3,5

¹ Se tab. 20a).¹ See tab. 20a).

21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-1998. Mill. kr
 Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-1998. Million NOK

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

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1997 - 4. kvartal 1998. Mill. kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 1 1997 - Q 4 1998. Million kroner

	1997				1998			
	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 FIELD DEVELOPMENT								
PRODUKSJONSBORING I ALT								
PRODUCTION DRILLING, TOTAL	1 131	1 138	1 367	1 541	1 600	2 658	2 148	2 475
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	441	505	560	660	763	1 329	768	901
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	398	345	539	513	554	969	663	672
Andre kostnader <i>Other costs</i>	43	160	21	147	210	360	105	229
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	89	155	116	139	198	302	170	231
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	16	24	52	47	41	87	18	-19
Båter <i>Vessels</i>	72	132	64	92	156	215	151	250
VARER COMMODITIES	179	155	292	238	222	413	429	481
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	87	79	80	125	88	190	222	290
Sement <i>Cement</i>	9	9	14	8	14	21	13	19
Boreslam <i>Drilling mud</i>	32	15	82	28	56	104	86	98
Drivstoff <i>Fuel</i>	11	1	29	4	17	13	19	12
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	12	21	47	47	28	34	53	32
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	28	30	39	26	20	51	37	30
TJENESTER SERVICES	423	322	398	505	416	614	782	860
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	77	12	1		5	-	1	1
Sementtjenester <i>Cement services</i>	9	10	16	16	14	23	17	29
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	27	1	16	15	17	17	19	12
Logging <i>Logging</i>	12	19	40	66	68	73	86	77
Testing <i>Testing</i>	14	22	7	36	34	34	22	41
Dykking <i>Diving</i>	6	10	13	20	15	17	27	31
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	12	21	19	21	20	28	40	70
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	266	226	286	332	243	419	569	599
FELT I DRIFT FIELDS ON STREAM								
PRODUKSJONSBORING I ALT								
PRODUCTION DRILLING, TOTAL	1 701	1 927	1 583	1 753	2 258	2 213	2 124	1 932
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	354	486	325	495	549	652	476	567
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	274	418	247	410	388	525	477	475
Andre kostnader <i>Other costs</i>	80	68	78	85	161	127	-2	92
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	110	131	94	107	101	125	95	74
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	37	36	36	34	33	35	32	46
Båter <i>Vessels</i>	73	95	58	74	68	90	63	28
VARER COMMODITIES	404	584	444	413	450	492	558	372
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	174	257	152	170	207	198	250	135
Sement <i>Cement</i>	24	43	25	35	26	30	35	37
Boreslam <i>Drilling mud</i>	130	152	100	101	129	122	104	138
Drivstoff <i>Fuel</i>	7	3	4	6	3	6	9	5
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	38	57	59	45	52	60	105	47
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	32	72	104	57	32	76	56	10
TJENESTER SERVICES	833	726	720	738	1 159	944	995	919
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	5	11	0	0		0	0	0
Sementtjenester <i>Cement services</i>	8	12	12	12	8	17	11	20
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	18	20	17	25	11	21	15	19
Logging <i>Logging</i>	67	100	56	97	79	105	113	159
Testing <i>Testing</i>	12	10	9	5	8	8	7	10
Dykking <i>Diving</i>	10	8	5	11	21	25	25	30
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	41	31	32	40	21	21	17	35
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	672	534	590	548	1 011	747	808	647

23. **Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibransjens Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1998. Kr/ time**
Average hourly earnings for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1998. NOK/ hour

År Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total TBL	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards
1980	39,37	39,37	40,39	40,68	44,58	44,62	44,11	44,20
1981	44,60	45,07	45,41	45,86	47,93	48,55	47,76	48,44
1982	47,81	48,41	50,67	51,16	52,73	53,38	52,98	53,50
1983	52,98	53,60	54,68	55,46	56,23	57,73	57,13	58,47
1984	57,37	58,80	59,24	60,47	60,52	60,52	61,93	63,25
1985	62,14	64,32	62,94	64,73	64,16	64,72	65,82	68,09
1986	66,10	68,79	68,67	69,99	70,74	72,50	72,65	73,40
1987	78,64	82,35	80,69	85,69	81,86	85,95	82,33	84,98
1988	83,54	87,91	84,91	87,31	84,81	87,14	84,54	85,96
1989	85,11	90,43	89,57	94,75	88,79	91,75	88,85	92,08
1990	89,16	90,56	89,77	89,59	96,48	96,27	93,89	95,07
1991	95,01	95,28	97,07	96,85	98,46	98,89	99,63	100,53
1992	99,46	103,42	102,39	108,46	101,97	106,03	102,98	108,60
1993	103,13	109,38	105,88	112,48	106,52	114,26	106,32	113,04
1994	106,48	113,98	107,98	114,40	108,68	114,24	109,38	114,90
1995	110,75	118,64	112,66	118,59	112,03	115,98	113,53	117,88
1996	112,92	117,81	115,98	121,29	117,75	121,48	118,05	121,42
1997	117,95	121,41	120,61	124,19	121,61	124,35	122,14	123,60
1998	121,28	123,20	126,58	129,53	128,86	131,07	130,00	133,17

Kilde: Næringslivets Hovedorganisasjon.

Source: Confederation of Norwegian Business and Industry.

24. 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	Høimdal 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.....	155 588	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1997.....	156 929	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
1998 Jan-april									
January-April	52 523	5 620	22	5 461	84	1 534	71	6 774	584
1999 Jan-april	48 633	4 351	10	4 021	78	1 568	47	6 261	462
1998									
Jan.....	13 834	1 434	8	1 446	24	384	21	1 823	164
Feb.....	12 307	1 283	4	1 291	21	342	18	1 640	142
Mars.....	13 249	1 491	5	1 316	20	410	19	1 681	137
April.....	13 133	1 412	6	1 407	20	398	13	1 630	141
Mai.....	12 328	1 439	4	1 192	20	387	12	1 642	152
Juni.....	12 633	1 511	4	1 292	20	419	13	1 644	136
Juli.....	13 252	1 509	4	1 167	20	416	13	1 715	108
Aug.....	10 009	461	4	863	20	163	6	1 745	31
Sep.....	11 750	755	4	1 149	20	388	10	1 693	90
Okt.....	12 363	863	5	1 126	22	416	12	1 718	92
Nov.....	12 415	972	3	1 119	22	384	12	1 550	121
Des.....	12 732	1 024	4	1 141	18	382	13	1 806	129
1999									
Jan.....	12 604	1 109	3	1 103	18	410	13	1 720	122
Feb.....	11 474	1 112	3	998	20	384	11	1 469	104
Mars.....	12 489	1 275	3	991	20	393	11	1 585	119
April.....	12 066	856	-	929	20	380	12	1 487	117

¹ Inkluderer NGL og kondensat. ² Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. ³ Hovedsakelig kondensat. ⁴ Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. ⁵ Norsk andel. ⁶ Produksjon fra produksjonsskipet "Petrojarl" før juli 1988. Medregnet TOGI-kondensat. ⁷ Inkluderer Embla.

¹ Includes NGL and condensate. ² 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 Mainly condensate. ⁴ Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg. ⁵ Norwegian share. ⁶ Production from the production ship "Petrojarl" prior to July 1988. Includes TOGI-condensate. ⁷ Includes Embla.

24. Produksjon av råolje¹, etter felt. 1 000 metriske tonn
(forts.). 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
1998 Jan-april									
January-April	6 404	35	969	622	120	-	-	2 948	3 045
1999 Jan-april	5 924	-	778	483	30	-	-	2 662	3 350
1998									
Jan.....	1 678	9	245	159	32	-	-	756	832
Feb.....	1 587	8	226	147	29	-	-	656	749
Mars.....	1 624	9	267	159	31	-	-	742	651
April.....	1 515	9	231	157	27	-	-	794	814
Mai.....	1 499	9	243	161	37	-	-	272	668
Juni.....	981	8	244	151	26	-	-	843	790
Juli.....	1 569	8	232	135	35	-	-	843	816
Aug.....	985	1	211	29	3	-	-	800	858
Sep.....	1 495	-	204	126	9	-	-	798	809
Okt.....	1 574	-	197	95	12	-	-	769	857
Nov.....	1 573	-	214	52	10	-	-	672	824
Des.....	1 560	-	217	100	11	-	-	743	848
1999									
Jan.....	1 540	-	196	138	10	-	-	706	861
Feb.....	1 354	-	164	117	10	-	-	629	780
Mars.....	1 500	-	198	135	5	-	-	609	865
April.....	1 531	-	221	93	5	-	-	718	844

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

24. Produksjon av råolje¹, etter felt. 1 000 metriske tonn
(forts.) *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
1998 Jan-april									
January-April	1 785	1 929	1 150	1 244	910	238	3 846	3 832	598
1999 Jan-april	1 168	1 950	1 345	1 126	805	156	3 465	3 465	465
1998									
Jan.....	498	501	307	311	162	71	1 038	1 060	161
Feb.....	443	449	267	291	222	55	932	928	122
Mars.....	432	502	301	324	272	56	991	957	159
April.....	412	477	275	317	254	57	885	886	157
Mai.....	414	514	321	310	251	41	906	954	134
Juni.....	421	488	316	314	248	45	831	949	140
Juli.....	416	481	316	350	242	45	872	891	176
Aug.....	385	150	88	63	43	58	835	1 022	173
Sep.....	343	494	339	334	198	39	352	914	115
Okt.....	354	331	327	345	228	40	929	935	119
Nov.....	304	487	292	325	227	38	895	891	136
Des.....	290	517	326	310	228	34	884	889	120
1999									
Jan.....	288	485	353	301	217	41	881	867	127
Feb.....	271	459	318	257	195	40	789	790	104
Mars.....	277	523	346	298	205	40	903	901	103
April.....	332	484	329	270	188	35	892	906	131

¹ Inkluderer NGL og kondensat. ² Gjelder både Sleipner Øst, Sleipner Vest og Loke.

¹ Includes NGL and condensate. ² Includes both Sleipner Øst, Sleipner Vest and Loke.

24. Produksjon av råolje¹, etter felt. 1 000 metriske tonn
(forts.). *Crude oil¹ production, by field. 1 000 tonnes*

År / måned Year/month	Vigdis	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg
1975.....	-	-	-	-	-	-
1976.....	-	-	-	-	-	-
1977.....	-	-	-	-	-	-
1978.....	-	-	-	-	-	-
1979.....	-	-	-	-	-	-
1980.....	-	-	-	-	-	-
1981.....	-	-	-	-	-	-
1982.....	-	-	-	-	-	-
1983.....	-	-	-	-	-	-
1984.....	-	-	-	-	-	-
1985.....	-	-	-	-	-	-
1986.....	-	-	-	-	-	-
1987.....	-	-	-	-	-	-
1988.....	-	-	-	-	-	-
1989.....	-	-	-	-	-	-
1990.....	-	-	-	-	-	-
1991.....	-	-	-	-	-	-
1992.....	-	-	-	-	-	-
1993.....	-	-	-	-	-	-
1994.....	-	-	-	-	-	-
1995.....	-	-	-	-	-	-
1996.....	-	-	-	-	-	-
1997.....	1 120	26	92	224	353	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-
1998 Jan-april						
January-April	1 337	-	12	358	993	-
1999 Jan-april	1 478	-	-	1 428	1 441	315
1998						
Jan.....	379	-	6	87	238	-
Feb.....	330	-	6	91	29	-
Mars.....	305	-	-	90	299	-
April.....	324	-	-	91	426	-
Mai.....	68	-	-	88	530	-
Juni.....	223	-	-	69	504	-
Juli.....	257	-	-	78	539	-
Aug.....	409	-	-	83	522	-
Sep.....	408	-	-	142	525	-
Okt.....	428	-	-	151	419	-
Nov.....	419	-	-	245	626	-
Des.....	437	-	-	184	518	-
1999						
Jan.....	379	-	-	225	489	-
Feb.....	367	-	-	178	501	51
Mars.....	374	-	-	504	216	92
April.....	358	-	-	522	235	172

¹ Inkluderer NGL og kondensat.

¹ Includes NGL and condensate.

25. Produksjon av naturgass, etter felt. Mill. 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
1998 Jan-april January-April	17 446	2 842	360	1 160	5	322	632	37
1999 Jan-april	17 993	1 617	77	947	3	347	410	17
1998								
Jan.....	4 694	686	100	339	1	79	186	14
Feb.....	4 222	632	94	289	1	70	164	6
Mars.....	4 176	805	105	289	1	87	166	10
April.....	4 354	718	61	244	1	86	116	7
Mai.....	3 571	740	58	237	1	82	111	7
Juni.....	3 497	726	60	253	1	90	113	8
Juli.....	3 440	725	34	257	1	92	114	7
Aug.....	2 950	170	36	121	1	28	50	2
Sep.....	3 611	279	25	273	1	76	90	5
Okt.....	4 249	315	31	296	1	86	100	5
Nov.....	4 503	354	38	254	1	82	106	5
Des.....	4 880	368	40	231	1	79	110	5
1999								
Jan.....	4 976	479	21	242	1	89	118	4
Feb.....	4 431	419	18	222	1	89	95	4
Mars.....	4 369	431	19	263	1	86	96	4
<u>April.....</u>	<u>4 217</u>	<u>288</u>	<u>20</u>	<u>220</u>	<u>1</u>	<u>83</u>	<u>101</u>	<u>4</u>

¹ Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. ² Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. ³ Norsk andel. ⁴ Inkluderer Embla.

¹ 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 Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg. ³ Norwegian share. ⁴ Includes Embla.

25. Produksjon av naturgass, etter felt. Mill. Sm³
(forts.) *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
1998 Jan-april January-April	662	217	101	113	217	26	-	444	149
1999 Jan-april	457	-	101	79	190	5	-	159	71
1998									
Jan.....	184	58	26	25	52	6	-	113	34
Feb.....	155	50	24	29	51	6	-	104	30
Mars.....	170	56	25	32	58	7	-	104	45
April.....	152	54	27	27	56	7	-	123	39
Mai.....	178	54	28	19	57	8	-	41	31
Juni.....	59	52	28	34	56	6	-	69	27
Juli.....	138	52	29	32	57	7	-	133	30
Aug.....	35	6	27	11	11	1	-	127	6
Sep.....	158	-	25	23	50	1	-	134	21
Okt.....	189	-	26	25	36	2	-	51	20
Nov.....	183	-	24	39	19	2	-	39	14
Des.....	162	-	26	45	34	2	-	50	17
1999									
Jan.....	119	-	26	31	53	2	-	36	20
Feb.....	131	-	23	13	50	2	-	31	16
Mars.....	82	-	27	17	56	1	-	37	18
April.....	126	-	25	18	31	1	-	55	17

¹Inkluderer Gullfaks Vest.
¹Includes Gullfaks Vest.

25. Produksjon av naturgass, etter felt. Mill. Sm³
 (forts.) *Natural gas production, by field. Million Sm³*

År / måned Year/month	Sleipner ¹	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrun	Yme	Draugen	Vigdís
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
1998 Jan-april January-April	3 014	121	91	61	69	114	6 330	42	29	177	113
1999 Jan-april	3 556	137	91	61	92	185	9 045	43	20	197	122
1998											
Jan.....	805	38	24	16	20	35	1 753	11	9	48	31
Feb.....	695	33	21	14	17	27	1 622	10	6	44	27
Mars.....	714	38	23	16	16	32	1 293	11	8	38	28
April.....	800	12	22	15	16	20	1 661	10	8	47	27
Mai.....	726	40	23	15	13	56	983	11	6	38	6
Juni.....	684	40	22	15	11	45	1 014	11	7	47	18
Juli.....	826	36	23	16	11	17	716	11	9	47	21
Aug.....	208	11	7	5	21	43	1 922	11	8	48	34
Sep.....	776	41	23	15	7	51	1 449	4	6	45	34
Okt.....	543	33	23	15	11	40	2 297	11	6	50	35
Nov.....	725	30	23	15	10	60	2 381	11	6	49	35
Des.....	961	33	24	16	10	63	2 502	11	6	50	36
1999											
Jan.....	875	35	24	16	21	57	2 608	11	6	51	31
Feb.....	729	34	20	14	21	19	2 389	10	5	46	30
Mars.....	834	35	24	16	27	35	2 199	11	4	51	31
April.....	1 118	32	23	15	23	74	1 849	11	5	49	29

¹ Inkluderer Loke.¹ Includes Loke.

26. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1999
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1999

	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
	1000 tonn 1000 tons						Mill. kroner Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359	
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506	
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619	
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828	
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431	
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271	
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608	
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703	
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315	
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163	
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439	
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134	
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670	
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842	
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849	
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771	
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979	
1998	131 638	34 493	33 753	31 068	32 324	92 988	27 154	24 543	21 665	19 626	
1999*	...	31 357	19 983	

27. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981-1999
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-1999

	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
	Mill. Sm ³						Mill. 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	42 842	11 879	10 139	8 763	12 061	26 536	7 132	6 503	5 602	7 299	
1999*	...	12 489	7 986	

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdning i retning utlandet.

¹ The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.

28. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1999
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1999

	Råolje <i>Crude Oil</i>					Naturgass ¹ <i>Natural Gas</i> ¹				
	Arsgj.snitt <i>Annual average</i>	1. kv. <i>Q 1</i>	2. kv. <i>Q 2</i>	3. kv. <i>Q 3</i>	4. kv. <i>Q 4</i>	Arsgj.snitt <i>Annual average</i>	1. kv. <i>Q 1</i>	2. kv. <i>Q 2</i>	3. kv. <i>Q 3</i>	4. kv. <i>Q 4</i>
	Kr/tonn <i>NOK/ton</i>					Kroner/Sm ³ <i>NOK/Sm³</i>				
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	705	787	728	697	607	0,62	0,60	0,64	0,64	0,61
1999*	...	637	0,64

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdning i retning utlandet.

¹ *The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.*

29. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1997 - 1. kvartal 1999
Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q2 1997 - Q1 1999

Land Country	1997						1998	
	2.kv.		3.kv.		4.kv.		1.kv.	
	Q2	Q3	Q3	Q4	Q4	Q1	Q1	
	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK
I alt Total	34 909	34 091	33 410	33 760	34 469	33 944	34 490	27 151
Belgia <i>Belgium</i>	744	731	514	575	313	314	840	665
Canada	3 325	3 133	4 219	4 139	4 423	4 167	3 596	2 657
Tyskland <i>Germany</i>	1 066	1 073	994	1 038	950	953	1 270	1 038
Danmark <i>Denmark</i>	644	643	810	846	892	895	823	653
Spania <i>Spain</i>	128	124	138	141	-	-	-	-
Finland	379	373	382	395	589	579	883	713
Frankrike <i>France</i>	2 809	2 801	2 181	2 276	4 586	4 569	3 477	2 755
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	12 057	11 700	11 896	11 999	10 609	10 355	10 642	8 258
Irland <i>Ireland</i>	749	747	663	693	886	897	735	588
Israel	-	-	1 116	1 083	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i>	556	512	-	-	501	450	364	273
Japan	-	-	-	-	554	578	280	210
Kina <i>China</i>	528	517	268	275	-	-	-	-
Nederland	-	-	-	-	-	-	-	-
The Netherlands	5 800	5 799	6 010	6 274	5 788	5 860	7 306	5 929
Portugal	85	82	84	83	-	-	-	-
Sverige <i>Sweden</i>	2 012	2 008	1 914	1 988	2 270	2 315	2 453	2 011
Taiwan	480	486	490	329	479	501	239	207
USA	3 547	3 362	1 731	1 626	1 629	1 511	1 582	1 194

Land Country	1998						1999	
	2.kv.		3.kv.		4.kv.		1.kv.	
	Q2	Q3	Q3	Q4	Q4	Q1	Q1	
	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK	1000 tonn 1000 tonnes	Mill. kroner Million NOK
I alt Total	33 751	24 543	31 069	21 665	31 936	19 359	31 358	19 983
Belgia <i>Belgium</i>	288	211	714	510	668	412	537	347
Canada	2 774	1 960	3 368	2 184	3 904	2 303	3 462	2 033
Tyskland <i>Germany</i>	1 898	1 403	1 457	1 054	1 352	871	1 911	1 259
Danmark <i>Denmark</i>	906	669	838	591	750	454	745	499
Spania <i>Spain</i>	-	-	94	63	-	-	-	-
Finland	1 054	770	521	356	974	598	476	289
Frankrike <i>France</i>	2 809	2 109	2 915	2 113	2 539	1 596	2 615	1 741
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	11 816	8 463	9 136	6 351	8 499	4 978	9 126	5 647
Irland <i>Ireland</i>	1 037	774	748	535	748	474	738	498
Italia <i>Italy</i>	280	164	583	357	1 054	598	699	395
Japan	265	178	401	294	269	160	545	376
Kina <i>China</i>	269	208	-	-	410	247	-	-
Nederland	-	-	-	-	-	-	-	-
The Netherlands	5 325	4 018	5 403	3 852	5 157	3 213	5 203	3 487
Portugal	88	67	164	108	540	317	174	109
Sverige <i>Sweden</i>	2 214	1 675	2 278	1 637	2 417	1 512	2 899	1 889
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	395	274	401	241	-	-
Taiwan	240	186	253	193	146	101	251	186
USA	2 488	1 688	1 801	1 193	2 108	1 284	1 977	1 228

30. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 2. kvartal 1997 - 1. kvartal 1999
Exports of Norwegian produced natural gas¹, by destination. Q2 1997 - Q1 1999

Land Country	1997				1998			
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK
I alt Total	9 161	5 329	9 303	5 401	12 436	7 211	11 880	7 135
Belgia Belgium	1 274	737	1 381	799	1 439	833	1 250	741
Tyskland Germany	3 130	1 813	3 570	2 068	4 585	2 654	4 782	2 854
Spania Spain	311	180	348	201	505	291	588	354
Frankrike France	2 637	1 527	2 654	1 536	3 873	2 243	3 392	2 016
Storbritannia og N.-Irland United Kingdom	0 711	436	213	138	666	398	391	280
Nederland The Netherlands	1 098	636	1 137	659	1 368	792	1 393	835
Tsjekkia Czech Republic	-	-	-	-	-	-	84	55
	1998				1999			
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK	Mill. Sm ³ Million Sm ³	Mill. kroner Million NOK
I alt Total	10 138	6 502	8 764	5 603	12 050	7 301	12 489	7 986
Belgia Belgium	851	539	522	332	1 498	909	806	509
Tyskland Germany	4 120	2 615	3 325	2 111	4 971	3 014	4 730	2 994
Spania Spain	576	366	562	356	633	385	678	431
Frankrike France	2 468	1 567	2 125	1 350	3 093	1 875	4 308	2 755
Storbritannia og N.-Irland United Kingdom	326	273	602	421	205	111	227	172
Nederland The Netherlands	1 527	970	1 312	832	1 382	844	1 316	853
Tsjekkia Czech Republic	270	172	316	201	268	163	424	272

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

31. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler ¹. Reviderte tall, 1997-1998
 Shipments of Norwegian owed crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals ¹. Revised figures, 1997-1998

	1997		1998	
	Mengde	Verdi	Mengde	Verdi
	Quantity 1000 tonn 1000 tons	Value Mill. kroner Million NOK	Quantity 1000 tonn 1000 tons	Value Mill. kroner 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	2 208	2 270	879	670
Japan	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

¹ Råolje er den største enkeltvaren i utenrikshandelen. Ifølge 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.

¹Crude oil is the most important goods 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.

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1989-1999. US dollar/fat
Brent Blend price. Weekly. 1989-1999. USD/barrel

Uke/Week	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1	16,10	22,25	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05
2	16,60	21,65	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19
3	17,01	20,85	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10
4	17,35	20,60	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03
5	17,15	20,65	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48
6	16,60	20,40	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92
7	16,75	19,85	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,85	13,55	10,12
8	16,35	19,45	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	20,65	13,20	10,52
9	16,75	19,15	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,80	13,15	10,51
10	17,40	19,00	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,40	12,60	11,39
11	18,10	18,35	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,10	11,95	12,58
12	18,35	17,80	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	19,35	14,65	13,70
13	19,15	18,05	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	18,75	13,70	...
14	19,70	17,95	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,75	13,05	14,73
15	19,65	15,85	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,20	13,40	...
16	19,05	15,65	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,25	13,55	...
17	20,55	16,75	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	17,80	14,05	...
18	20,15	16,30	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	...
19	19,00	16,30	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	18,05	14,40	...
20	18,50	17,20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	19,35	14,50	...
21	18,40	16,15	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	20,00	14,70	...
22	17,85	15,60	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	19,35	13,60	...
23	18,05	15,00	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	18,30	12,10	...
24	18,00	15,00	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	16,90	10,95	...
25	16,60	15,45	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,30	12,15	...
26	16,65	13,54	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	17,80	11,85	...
27	18,00	15,45	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,40	11,55	...
28	18,45	15,55	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	...
29	17,40	17,70	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,20	12,20	...
30	18,05	18,80	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	18,60	12,65	...
31	17,20	19,37	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,00	11,95	...
32	17,15	26,65	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	19,10	11,60	...
33	16,35	27,05	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,50	12,10	...
34	16,95	31,15	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,55	12,25	...
35	17,00	27,35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,00	12,40	...
36	17,15	31,30	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,15	12,50	...
37	17,60	31,65	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,05	13,10	...
38	17,95	35,90	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,20	14,50	...
39	17,85	40,70	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	18,85	14,55	...
40	17,50	37,60	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,30	13,50	...
41	18,65	40,30	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	20,75	12,30	...
42	18,60	38,70	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,60	11,65	...
43	19,40	30,25	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,55	12,30	...
44	18,75	35,05	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,25	11,70	...
45	19,10	34,45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,05	11,15	...
46	18,90	32,70	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,50	10,45	...
47	18,70	30,05	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	19,45	10,60	...
48	18,70	34,15	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,90	9,90	...
49	18,30	29,65	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	18,00	9,45	...
50	19,25	28,00	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,20	10,00	...
51	19,60	27,90	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	23,55	17,00	9,50	...
52	18,50	27,50	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,95	17,00	10,60	...
Gjennomsnitt for året Yearly average	18,02	23,61	20,19	19,31	17,08	15,76	16,98	20,60	19,20	12,71	...

Kilde: Source: Petroleum Intelligence Weekly.

33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990-1998. US dollar/fat
Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990-1998. 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. Q 1	20,30	20,35	20,17	.	20,35	19,85
2. kv. Q 2	16,64	16,52	16,25	.	16,44	15,90
3. kv. Q 3	26,60	23,47	23,27	.	23,42	26,05
4. kv. Q 4	34,37	34,30	34,08	.	34,27	32,64
1991										
1. kv.	22,27	22,42	22,05	.	22,30	21,13
2. kv.	19,25	19,15	18,45	.	18,75	18,84
3. kv.	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,12
4. kv.	21,30	21,30	20,97	.	21,18	20,68
1992										
1. kv.	18,27	18,28	17,85	.	18,10	17,93
2. kv.	19,93	19,76	19,45	.	19,33	19,92
3. kv.	20,37	20,33	20,12	.	20,27	20,13
4. kv.	19,65	19,65	19,48	.	19,64	19,28
1993										
1.kv.	18,37	18,32	18,07	.	18,28	18,16
2.kv.	18,51	18,53	18,26	.	18,38	18,33
3.kv.	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	16,53
4.kv.	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	15,33
1994										
1.kv.	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	13,90
2.kv.	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	15,79
3.kv.	16,83	16,76	16,72	16,72	16,78	16,81
4.kv.	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	16,54
1995										
1.kv.	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	..	16,82	.	16,73
2.kv.	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	.	18,08
3.kv.	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	..	16,17
4.kv.	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	..	16,94
1996										
1.kv.	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	18,56
2.kv.	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	19,48
3.kv.	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	20,82
4.kv.	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	23,57
1997										
1.kv.	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	21,15
2.kv.	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	18,13
3.kv.	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	18,59
4.kv.	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	18,56
1998										
1.kv.	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	14,02
2.kv.	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	13,26
3.kv.	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	12,60
4.kv.	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,94

¹FOB Teeside. ²Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. ³FOB lastebøye. ⁴FOB Sture. ⁵FOB Mongstad.

¹FOB Teeside. ²Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price. ³FOB loading buoy. ⁴FOB Sture. ⁵FOB Mongstad.

Kilde: Olje- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.

Source: Ministry of Petroleum and Energy. Petroleum Intelligence Weekly.

34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995-1998. US dollar/fat
Crude oil prices, by field. Monthly. 1995-1998. USD/barrel

År og måned Year and month	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
1995										
Januar	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	.	16,42
Februar	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	.	17,01
Mars	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	.	16,76
April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	.	16,58
Mai	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	.	18,24
Juni	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	.	17,30
Juli	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	.	15,85
August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	.	16,03
September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	16,55
Oktober	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	16,05
November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	16,74
Desember	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	17,82
1996										
Januar	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64
1997										
Januar	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	23,58
Februar	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	20,53
Mars	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	18,74
April	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	17,67
Mai	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	19,25
Juni	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	17,59
Juli	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	18,50
August	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	18,46
September	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	18,85
Oktober	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	19,64
November	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	r18,96
Desember	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	r16,86
1998										
Januar	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	15,04
Februar	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	13,54
Mars	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	13,23
April	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	13,62
Mai	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	14,30
Juni	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	11,76
Juli	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	12,09
August	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	12,06
September	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	13,66
Oktober	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	15,36
November	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	10,56
Desember	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	9,89

¹ FOB Teeside. ² Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. ³ FOB lastebøye. ⁴ FOB Sture. ⁵ FOB Mongstad.

¹ FOB Teeside. ² Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price. ³ FOB loading buoy. ⁴ FOB Sture. ⁵ FOB Mongstad.

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

35. Fraktindekser¹ for råolje, etter skipsstørrelse. 1976-1999
Shipping freight indices¹ for crude carriers, by size. 1976-1999

År og måned Year and month	150 000 dvt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000 - 149 999 dvt. for råolje Medium sized crude carriers	35 000 - 69 999 dvt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dvt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil alle størrelser for raffinert Handy size/ clean	
1976	29	
1977	25	
1978	29	
1979	47	
1980	37	
1981	28	
1982	26	
1983	29	
1984	35	
1985	32	
1986	33	
1987	42	
1988	41	76	110	153	156	
1989	57	113	159	231	224	
1990	63	110	160	224	249	
1991	68	109	147	206	203	
1992	43	77	117	169	164	
1993	45	93	130	171	176	
1994	41	94	137	184	200	
1995	53	102	146	185	213	
1996	56	100	137	186	188	
1997	67	111	166	186	199	
1998	63	96	129	156	163	
1998	Januar	55	110	150	141	175
	Februar	55	105	142	155	172
	Mars	69	98	133	147	176
	April	72	106	146	161	162
	Mai	70	92	122	157	155
	Juni	75	98	120	171	152
	Juli	74	105	136	167	161
	August	75	100	129	168	160
	September	60	89	120	165	152
	Oktober	47	79	107	158	151
	November	54	82	117	147	161
	Desember	49	88	120	133	182
1999	Januar	54	91	117	150	199
	Februar	59	96	138	161	166
	Mars	62	92	114	164	159
	April	49	94	137	168	144

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.

¹ 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, 1995-1999
World oil supply and demand. Million barrels per day, 1995-1999

						1998				1999			
	1995	1996	1997	1998	1999*	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4.kv.	1. kv.	2. kv.*	3. kv.*	4.kv.*
						Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2*	Q 3*	Q 4*
SAMLET ETTERSPOERSEL ¹													
TOTAL DEMAND ¹	69,9	71,7	73,4	r73,8	74,7	r74,7	r72,4	r73,4	74,8	75,0	73,2	74,3	76,3
OECD	44,9	46,0	46,7	r46,8	47,5	r47,2	r45,3	r46,6	r47,9	48,0	46,1	47,2	48,7
Nord-Amerika <i>North America</i>	21,6	22,3	22,7	r23,0	23,5	r22,6	r22,8	r23,4	r23,3	23,2	23,3	23,8	23,9
Europa <i>Europe</i>	14,6	14,9	15,0	15,3	15,5	15,4	r14,8	15,2	r15,8	15,6	15,0	15,4	15,9
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,7	8,8	8,9	8,4	8,5	9,2	7,8	8,0	8,8	9,1	7,8	8,0	8,9
IKKE-OECD NON OECD	25,0	25,8	26,7	27,1	27,2	r27,5	27,1	r26,8	r27,0	27,0	27,2	27,1	27,6
Tidligere Sovjet ²													
Former USSR ²	4,8	4,4	4,3	4,3	4,1	4,6	4,2	4,1	r4,1	4,1	4,1	4,0	4,1
Europa <i>Europe</i>	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8
Kina <i>China</i> ³	3,3	3,7	4,1	4,2	4,2	4,4	4,2	4,0	4,0	4,1	4,3	4,2	4,3
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,0	6,4	6,8	6,8	7,0	r6,9	r6,8	r6,7	7,0	7,0	6,9	6,8	7,1
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,2	4,3	4,4	r4,5	4,5	4,4	4,5	4,6	4,6	4,4	4,5	4,6	4,6
Midt-Østen <i>Middle East</i>	3,9	4,0	4,0	r4,1	4,2	4,0	r4,1	4,3	r4,0	4,1	4,2	4,3	4,1
Afrika <i>Africa</i>	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	r2,3	r2,5	2,4	2,4	2,3	2,5
SAMLET TILBUD TOTAL SUPPLY ⁴	70,1	72,0	r74,3	75,3	...	76,5	75,6	74,1	74,9	75,3
SUM IKKE-OPEC TOTAL NON-OPEC	42,5	43,6	44,4	44,6	44,6	r45,3	r44,6	r43,9	r44,6	44,6	44,2	44,4	45,0
OECD	21,1	21,7	22,1	21,9	21,7	r22,6	r22,0	r21,3	r21,6	21,6	21,4	21,6	22,3
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,1	14,3	14,6	14,5	14,1	r14,9	r14,7	r14,2	r14,3	14,2	14,1	14,1	14,2
Europa <i>Europe</i>	6,4	6,7	6,7	6,7	6,9	7,0	6,6	6,3	6,8	6,7	6,7	6,8	7,3
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8
IKKE-OECD NON OECD	21,4	21,8	22,3	22,7	22,9	22,7	r22,6	22,6	r23,0	23,0	22,8	22,8	22,7
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,1	7,1	7,2	7,3	7,1	7,3	7,2	7,2	7,3	7,3	7,2	7,1	7,0
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>	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	r2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,0	3,3	3,4	3,7	3,9	3,6	3,6	3,7	r3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
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	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Nettotilvekst prosessering ⁵													
Processing Gains ⁵	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7
OPEC	27,7	28,5	30,0	30,7	...	31,3	r31,0	r30,2	r30,3	30,6
Råolje <i>Crude Oil</i>	25,2	25,8	27,2	r27,9	...	28,5	28,2	27,3	r27,4	27,7
NGL NGLs	2,4	2,6	2,8	r2,8	2,9	2,8	2,8	r2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
LAGERENDRING OG ANNET ⁶													
STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS ⁶	0,2	0,3	r0,9	r1,4	-	r1,8	r3,2	r0,6	0,1	0,3	-	-	-

¹ Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. ² Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp av offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. ³ Årlige tall for Kinas etterspørsel er beregnet fra produksjons- og handelstall, mens kvartalsvise tall er beregnet utfra innenlandske oljeleveranser. ⁴ Består av råolje, kondensat, NGL, olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. ⁵ Nettotilvekst i volum gjennom raffineringprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området.

⁶ Omfatter i tillegg til registrert lagerendring endringer i ikke-innrapporterte lager og tapt råolje til havs.

¹ 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 Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data. ³ Annual Chinese demand is estimated from production and (adjusted) trade; quarterly figures represent estimates of domestic oil deliveries. ⁴ Comprises crude oil, condensates, NGLs, oil from non-conventional sources and other sources of supply. ⁵ Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe). ⁶ 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. 1979-1997. Milliarder 1998-kroner
Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1997. Billion 1998-NOK

År/Year	Innteksskatt <i>Income tax</i>	Særskatt <i>Special tax</i>	Produksjonsavgift <i>Royalty</i>	Arealavgift <i>Area fee</i>	CO ₂ -avgift <i>CO₂ tax</i>	Sum <i>Total</i>
1979	9,5	4,2	4,5	0,1	-	18,3
1980	24,9	12,5	9,2	0,2	-	46,7
1981	30,6	17,9	11,8	0,2	-	60,3
1982	29,9	17,9	11,5	0,2	-	59,4
1983	26,1	16,3	14,1	0,1	-	56,6
1984	31,7	19,1	16,8	0,1	-	67,7
1985	35,6	21,3	19,0	0,4	-	76,3
1986	26,4	15,2	12,5	0,3	-	54,4
1987	10,0	4,5	10,5	0,3	-	25,3
1988	6,7	1,4	7,2	0,2	-	15,6
1989	6,1	1,9	9,2	0,3	-	17,5
1990	14,9	6,0	10,2	0,3	-	31,5
1991	17,5	7,9	10,4	0,7	0,9	37,5
1992	8,6	8,3	9,3	0,7	2,2	29,1
1993	7,1	10,6	8,7	0,6	2,5	29,5
1994	6,8	9,7	7,2	0,2	2,8	26,6
1995	8,3	11,4	6,2	0,6	2,7	29,3
1996	10,3	13,3	6,5	1,2	2,9	34,2
1997*	15,8	19,8	6,3	0,6	3,1	45,6

Kilde: Olje- og energidepartementet.

Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy.

38. Nøkkeltall for rettighetshavere¹ på norsk kontinentalsokkel². 1987-1997
Financial highlights for licensees¹ on the Norwegian Continental Shelf². 1987-1997

År	Antall foretak	Drifts- inntekter Mill. kr.	Driftsres. i pst. av driftsinnt.	Res. før EOP i pst. av driftsinnt.	Totalrentabilitet	Egenkapitalrentabilitet	Egenkapitalandel	Likviditetsgrad
Year	Number of enterprises	Operating Income Mill. NOK	Operating profit in per cent of op.income	Profit before extrao. items in per cent of op.income	Return on total assets	Return on equity	Equity ratio	Current ratio
					Pst.	Pst.	Pst.	
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
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
5 års identiske foretak								
5 years identical enterprises								
1993	36	132 793	23,0	17,1	13,5	12,0	22,7	0,61
1994	36	139 122	23,0	23,9	17,8	23,6	24,7	0,55
1995	36	144 246	23,6	22,3	16,6	23,7	25,3	0,61
1996	36	167 319	30,3	28,0	21,8	29,4	25,9	0,70
1997	35	166 224	32,0	26,2	19,2	20,3	27,2	0,71
2 års identiske foretak								
2 years identical enterprises								
1996	41	182 589	32,4	30,3	22,8	30,0	26,4	0,71
1997	41	188 256	34,0	28,7	19,9	20,3	28,2	0,68

¹ Omfatter all virksomhet i foretakene, også virksomhet som ikke er oljetilknyttet. ² Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement.

¹ Incl. all activities in the enterprises, also not oil related. ² Not included the state's direct financial interest.

Fra 1992 brudd pga. endret regnskapsføring knyttet til egenkapital og skatt. I balansen er tidligere oppgaver for betinget skattefrie avsetninger tatt ut og fordelt på egenkapital og utsatt skatt (langsigte gjeld). I resultatregnskapet vises endring i utsatt skatt som del av foretakenes skattekostnad.

39. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1996 og 1997
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1996 and 1997

Hoved- og nøkkeltall ¹ Key figures ¹	Alle rettighetshavere		Av dette Statens direkte økonomiske engasjement		
	All licensees		Of this the state's direct financial interest		
	1996	1997	1996	1997	
1) Tallet på foretak Number of enterprises	44	42	1	1	
2) Sysselsetting pr 31. desember Employees as of 31 Dec.	24 236	24 517	-	-	
3) Driftsinntekter Operating income	Mill.kr Mill. NOK	257 907	264 279	70 320	76 023
4) Driftsresultat Operating profit	"	100 504	109 420	39 294	45 422
5) Resultat av finansielle poster Financial items, net	"	-4 018	-10 025	123	-43
6) Resultat før ekstraord. poster Profit before extraord. items	"	96 486	99 395	39 417	45 379
7) Resultat før skattekostnad Profit before taxes	"	92 381	103 134	39 417	45 379
8) Årsoverskudd Annual profit	"	56 375	65 988	39 417	45 379
9) Omløpsmidler Current assets	"	63 486	53 101	13 238	8 463
10) Anleggsmidler Fixed assets	"	356 449	385 446	115 187	122 229
11) Kortsiktig gjeld Short-term liabilities	"	75 252	73 156	5 218	7 468
12) Langsiktig gjeld Long-term liabilities	"	142 817	156 491	866	1 057
13) Egenkapital Equity	"	201 866	208 899	122 341	122 167
14) Totalkapital Total liabilities and equity	"	419 935	438 547	128 425	130 692
15) Totalrentabilitet Return on total assets	Prosent Per cent	25,2	24,5	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet Return on equity	"	31,3	30,3	.	.
17) Egenkapitalandel Equity ratio	"	48,1	47,6	.	.
18) Likviditetsgrad Current ratio	"	0,84	0,73	.	.

¹ Hovedtall 9-14 gjelder pr. 31. desember.

¹ Key figures 9-14 per 31 December.

40. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1993-1996
 Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1993-1996

	1993		1994		1995		1996	
	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.
RESULTATREGNSKAP INCOME STATEMENT								
Driftsinntekter <i>Operating income</i>	145 929	100	153 754	100,0	158 748	100,0	187 587	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i>	121 510	83,3	130 296	84,7	138 705	87,4	162 109	86,4
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i>	24 419	16,7	23 458	15,3	20 043	12,6	25 477	13,6
Driftskostnader <i>Operating expenditure</i>	110 389	75,6	117 335	76,3	118 458	74,6	126 376	67,4
Vareforbruk <i>Cost of goods</i>	28 415	19,5	36 874	24,0	40 504	25,5	42 506	22,7
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	13 879	9,5	12 701	8,3	12 980	8,2	14 116	7,5
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i>	49 759	34,1	47 968	31,2	43 396	27,3	46 149	24,6
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i>	18 337	12,6	19 792	12,9	21 578	13,6	23 605	12,6
Driftsresultat <i>Operating profit</i>	35 540	24,4	36 419	23,7	40 291	25,4	61 210	32,6
Finansinntekter <i>Financial income</i>	3 322	2,3	7 804	5,1	6 045	3,8	3 037	1,6
Aksjeutbytte og renteinntekter <i>Dividends and interest</i>	1 985	1,4	1 042	0,7	1 859	1,2	1 376	0,7
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i>	1 337	0,9	6 763	4,4	4 186	2,6	1 661	0,9
Finanskostnader <i>Financial expenditure</i>	12 251	8,4	6 488	4,2	8 298	5,2	7 178	3,8
Rentekostnader <i>Interest paid</i>	6 238	4,3	5 439	3,5	5 630	3,5	5 380	2,9
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i>	6 012	4,1	1 049	0,7	2 668	1,7	1 798	1,0
Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i>	-8 929	-6,1	1 316	0,9	-2 253	-1,4	-4 141	-2,2
Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i>	26 611	18,2	37 735	24,5	38 038	24,0	57 069	30,4
Skattekostnad <i>Taxes</i>	26 562	18,2	35 624	23,2	34 422	21,7	52 964	28,2
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i>	19 327	13,2	22 741	14,8	22 129	13,9	36 006	19,2
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i>	14 764	10,1	18 484	12,0	19 315	12,2	31 717	16,9
Arsoverskudd <i>Annual profit</i>	4 563	3,1	4 257	2,8	2 814	1,8	4 289	2,3
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i>	7 235	5	12 883	8,4	12 293	7,7	16 958	9,0
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i>	-592	-0,4	7 072	4,6	5 622	3,5	9 392	5,0
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i>	10 458	7,2	5 726	3,7	6 486	4,1	7 566	4,0
BALANSE PR. 31. DESEMBER BALANCE SHEET AT 31								
Omløpsmidler <i>Current assets</i>	35 870	14,7	37 124	14,4	37 146	14,0	50 248	17,2
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares,</i>	4 395	1,8	3 405	1,3	3 172	1,2	7 246	2,5
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i>	12 974	5,3	15 639	6,1	18 031	6,8	19 184	6,6
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i>	15 301	6,3	14 467	5,6	13 078	4,9	20 053	6,9
Varelager <i>Stock of goods</i>	3 200	1,3	3 613	1,4	2 864	1,1	3 764	1,3
Anleggsmidler <i>Fixed assets</i>	208 283	85,3	220 690	85,6	228 113	86,0	241 262	82,8
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i>	25 835	10,6	29 690	11,5	30 783	11,6	41 356	14,2
Fordringer <i>Accounts receivable</i>	4 466	1,8	5 277	2,0	8 316	3,1	8 378	2,9
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i>	177 982	72,9	185 723	72,0	189 014	71,3	191 529	65,7
Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i>	57 580	23,6	64 686	25,1	61 531	23,2	70 034	24,0
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i>	11 204	4,6	14 776	5,7	17 145	6,5	16 161	5,5
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i>	767	0,3	522	0,2	614	0,2	151	0,1
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i>	45 608	18,7	49 388	19,2	43 772	16,5	53 722	18,4
Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i>	130 103	53,3	127 657	49,5	135 026	50,9	141 951	48,7
Egenkapital <i>Equity</i>	56 470	23,1	65 470	25,4	68 702	25,9	79 525	27,3
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i>	11 979	4,9	12 448	4,8	11 775	4,4	12 589	4,3
Bundet egenkapital ellers <i>Other restricted equity</i>	19 348	7,9	24 906	9,7	24 703	9,3	27 384	9,4
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i>	25 142	10,3	28 117	10,9	32 224	12,1	39 552	13,6
Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i>	244 153	100	257 813	100,0	265 258	100,0	291 510	100,0
FINANSIERINGSANALYSE SOURCE AND APPLICATION OF FUNDS								
Tilførsel <i>Source of funds</i>	31 523	100	27 486	100,0	35 283	100,0	43 778	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i>	22 167	70,3	32 291	117,5	33 624	95,3	39 466	90,2
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i>	-178	-0,6	217	0,8	-2 017	-5,7	1 406	3,2
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i>	9 535	30,2	-5 022	-18,3	3 676	10,4	2 906	6,6
Investering i anleggsmidler <i>Investment in fixed assets</i>	35 000	111	33 523	122,0	32 226	91,3	39 061	89,2
Endring i arbeidskapital <i>Change in working capital</i>	-3 477	-11	-6 037	-22,0	3 057	8,7	4 717	10,8
NØKKELTALL KEY FIGURES								
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i>	52		47		46		43	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged</i>	25437		23974		23642		24236	
Totalrentabilitet <i>Return on total assets</i>		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.
		13,6		17,2		16,7		22,4
Egenkapitalrentabilitet <i>Return on equity</i>		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.
		12,8		24,5		23,8		28,4
Egenkapitalandel <i>Equity ratio</i>		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.		Pst. P.c.
		23,1		25,4		25,9		27,3
Likvidetsgrad <i>Current ratio</i>								
		0,62		0,57		0,6		0,72

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement.

¹ Not included the state's direct financial interest.

41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1997. Identiske foretak 1996 og 1997
 Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1997. Identical enterprises 1996 and 1997

	I alt Total		Av dette aksjeselskap Of which joint-stock comp.		Identiske foretak Identical enterprises			
	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	1996		1997	
					Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.	Mill.kr Mill. NOK	Pst. P.c.
RESULTATREGNSKAP INCOME STATEMENT								
Driftsinntekter Operating income	188 256	100,0	156 900	100,0	180 964	100,0	188 256	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) Sales (less taxes)	171 782	91,2	144 690	92,2	161 841	89,4	171 782	91,2
Øvrige driftsinntekter Other operating income	16 474	8,8	12 210	7,8	19 124	10,6	16 474	8,8
Driftskostnader Operating expenditure	124 258	66,0	107 362	68,4	119 770	66,2	124 258	66,0
Vareforbruk Cost of goods	48 630	25,8	47 265	30,1	42 386	23,4	48 630	25,8
Lønnskostnader Compensation of employees	15 333	8,1	13 003	8,3	14 132	7,8	15 333	8,1
Øvrige driftskostnader Other operating expenses	37 976	20,2	28 212	18,0	39 647	21,9	37 976	20,2
Av- og nedskrivninger Depreciation	22 319	11,9	18 882	12,0	23 605	13,0	22 319	11,9
Driftsresultat Operating profit	63 998	34,0	49 538	31,6	61 194	33,8	63 998	34,0
Finansinntekter Financial income	3 134	1,7	2 597	1,7	3 026	1,7	3 134	1,7
Aksjeutbytte og renteinntekter Dividends and interest received	1 543	0,8	1 372	0,9	1 385	0,8	1 543	0,8
Øvrige finansinntekter Other financial income	1 591	0,8	1 224	0,8	1 641	0,9	1 591	0,8
Finanskostnader Financial expenditure	13 116	7,0	11 851	7,6	7 178	4,0	13 116	7,0
Rentekostnader Interest paid	5 612	3,0	5 133	3,3	5 383	3,0	5 612	3,0
Øvrige finanskostnader Other financial expenses	7 505	4,0	6 718	4,3	1 795	1,0	7 505	4,0
Resultat av finansielle poster Financial items, net	-9 982	-5,3	-9 254	-5,9	-4 152	-2,3	-9 982	-5,3
Resultat før skattekostnad Profit before taxes	57 755	30,7	44 007	28,0	52 953	29,3	57 755	30,7
Skattekostnad Taxes	37 146	19,7	27 163	17,3	36 006	19,9	37 146	19,7
Betalbar skatt o.l. Payable tax etc.	28 067	14,9	19 600	12,5	31 717	17,5	28 067	14,9
Endring utsatt skatt Change in deferred tax	9 078	4,8	7 563	4,8	4 289	2,4	9 078	4,8
Årsoverskudd Annual profit	20 609	10,9	16 844	10,7	16 947	9,4	20 609	10,9
Avsatt til egenkapital Transferred to equity	9 602	5,1	8 800	5,6	9 426	5,2	9 602	5,1
Utbytte o.l. Proposed dividends etc.	10 365	5,5	7 402	4,7	7 522	4,2	10 365	5,5
Konsernbidrag o.l. Contribution to group companies etc.	642	0,3	642	0,4	0		642	0,3
BALANSE PR. 31. DESEMBER BALANCE SHEET AT 31 DECEMBER								
Omløpsmidler Current assets	44 638	14,5	41 387	15,4	50 251	17,3	44 638	14,5
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner Cash, deposits, shares, bonds	1 590	0,5	1 389	0,5	7 246	2,5	1 590	0,5
Kundefordringer Accounts receivable from customers	18 894	6,1	17 737	6,6	19 184	6,6	18 894	6,1
Øvrige fordringer Other accounts receivable	20 273	6,6	18 637	6,9	20 057	6,9	20 273	6,6
Varelager Stock of goods	3 880	1,3	3 625	1,3	3 764	1,3	3 880	1,3
Anleggsmidler Fixed assets	263 217	85,5	227 977	84,6	240 930	82,7	263 217	85,5
Aksjer, andeler og obligasjoner Shares and bonds	51 145	16,6	48 285	17,9	41 023	14,1	51 145	16,6
Fordringer Accounts receivable	11 393	3,7	10 965	4,1	8 378	2,9	11 393	3,7
Varige driftsmidler etc. Fixed tangible assets etc.	200 678	65,2	168 727	62,6	191 529	65,8	200 678	65,2
Kortsiktig gjeld Short-term liabilities	65 688	21,3	58 299	21,6	69 993	24,0	65 688	21,3
Leverandørgjeld Accounts payable to suppliers	15 805	5,1	14 851	5,5	16 161	5,6	15 805	5,1
Kassekreditt Bank overdraft	1 254	0,4	1 230	0,5	151	0,1	1 254	0,4
Øvrig kortsiktig gjeld Other short-term liabilities	48 629	15,8	42 219	15,7	53 681	18,4	48 629	15,8
Langsiktig gjeld Long-term liabilities	155 434	50,5	133 728	49,6	141 912	48,7	155 434	50,5
Egenkapital Equity	86 732	28,2	77 337	28,7	79 276	27,2	86 732	28,2
Aksjekapital o.l. Share capital and the like	12 335	4,0	12 335	4,6	12 589	4,3	12 335	4,0
Bundet egenkapital ellers Other restricted equity	30 689	10,0	29 080	10,8	27 067	9,3	30 689	10,0
Fri egenkapital Distributable equity	43 708	14,2	35 922	13,3	39 621	13,6	43 708	14,2
Sum gjeld og egenkapital Total liabilities and equity	307 855	100,0	269 364	100,0	291 181	100,0	307 855	100,0
FINANSIERINGSANALYSE SOURCE AND APPLICATION OF FUNDS								
Tilførsel Source of funds	45 399	100,0	38 353	100,0	43 796	100,0	45 399	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet Generated from operations	40 832	89,9	35 095	91,5	39 484	90,2	40 832	89,9
Egenkapital tilført utenfra Externally supplied equity	-2 146	-4,7	-976	-2,5	1 406	3,2	-2 146	-4,7
Økning i langsiktig gjeld Increase in long-term liabilities	6 713	14,8	4 234	11,0	2 906	6,6	6 713	14,8
Investerings i anleggsmidler Investment in fixed assets	46 707	102,9	38 666	100,8	39 045	89,2	46 707	102,9
Endring i arbeidskapital Change in working capital	-1 308	-2,9	-312	-0,8	4 751	10,8	-1 308	-2,9
NØKKELTALL KEY FIGURES								
Tallet på foretak Number of enterprises	41		31		41		41	
Syssetsetting pr. 31. desember Number of persons engaged at 31 December	24 517		21 380		24 236		24 517	
Totalrentabilitet Return on total assets	Pst. P.c.	19,9	17,3		22,5		19,9	
Egenkapitalrentabilitet Return on equity	Pst. P.c.	20,3	17,9		28,5		20,3	
Egenkapitalandel Equity ratio	Pst. P.c.	28,2	28,7		27,2		28,2	
Likviditetsgrad Current ratio		0,68	0,71		0,72		0,68	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement .

¹ Not included the state's direct financial interest.

42. **Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1997**
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1997

Resultatregnskap <i>Income statement</i>²	Mill.kr	Pst.
Driftsinntekter	188 256	100,0
Salgsinntekter, avgiftspliktig	25 022	13,3
Salgsinntekter, avgiftsfritt	157 733	83,8
- Offentlige avgifter ³	10 974	5,8
Off tilskudd, tilv/solgte varer	2	0,0
Andre off tilskudd/refusjoner	-	-
Aktiverte egne investeringsarbeider	192	0,1
Løeinntekter, fast eiendom	23	0,0
Andre driftsinntekter ⁴	16 257	8,6
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	0	0,0
Driftskostnader	124 258	66,0
Forbruk av innkjøpte varer	48 831	25,9
Lønninger mv	12 518	6,6
Arbeidsgiveravgift til folketrygden	1 685	0,9
Pensjonskostnader o.a. personalkostn.	1 130	0,6
Frakt og spedisjon vedr salget	11 029	5,9
Energi, brensel mv vedr produksjon	1 301	0,7
Løekostnader fast eiendom	652	0,3
Lys, varme, vann og renovasjon	97	0,1
Løe driftsmidler	333	0,2
Værktøy, inventar etc	34	0,0
Vedlikehold/repasasjon	203	0,1
Kontorrekvisita, trykksaker mv	139	0,1
Telefon og porto	75	0,0
Bilkostnader	26	0,0
Reise- og diettkostnader, bilgodtgj	612	0,3
Provisjonskostnader	194	0,1
Salgs-, reklame og repr.kostnader	193	0,1
Kontingenter og gaver	82	0,0
Forsikringer og garantikostnader	932	0,5
Patent-, lisenskostn. og royalties	598	0,3
Diverse driftskostnader	21 445	11,4
Tap ved avgang av anleggsmidler	1	0,0
Tap på fordringer	32	0,0
Beholdningsendr. egentilvirkede varer	-201	-0,1
Ordinære avskrivninger	22 318	11,9
Nedskrivning på anleggsmidler	0	0,0
Driftsresultat	63 998	34,0

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. ² For Engelsk oversettelse, se vedlegg B. ³ Medregnet royalty. ⁴ Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens. ⁵ Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. ⁶ Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. ⁷ Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper.

¹ Not included the state's direct financial interest. ² For English translation, see annex B. ³ Incl. royalty. ⁴ Incl. inter-income in licenses on the same license. ⁵ Incl. transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head office. ⁶ Incl. production equipment for fields in production.

⁷ Incl. equity in the Norwegian branch of a foreign company.

42. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1997
 (forts.). *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1997*

Resultatregnskap <i>Income statement</i> ²	Mill.kr	Pst.
Finansinntekter	3 134	1,7
Utbytte på aksjer ol	242	0,1
Andel overskudd i deltagerlign. sel.	1	0,0
Renteinntekter fra konsernselskaper	750	0,4
Andre renteinntekter	551	0,3
Valutagevinst (agio)	1 338	0,7
Andre finansinntekter	252	0,1
Finanskostnader	13 116	7,0
Andel underskudd i deltagerlign. sel.	0	0,0
Rentekostnader, også til konsernselsk.	5 612	3,0
Valutatap (disagio)	6 854	3,6
Andre finanskostnader	651	0,3
Resultat av finansielle poster	-9 982	-5,3
Resultat før ekstraordinære poster	54 016	28,7
Ekstraordinære inntekter	5 490	2,9
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	1 830	1,0
Ekstraordinære offentlige tilskudd	1	0,0
Andre ekstraordinære inntekter	3 660	1,9
Ekstraordinære kostnader	1 750	0,9
Tap ved avgang av anleggsmidler	61	0,0
Nedskrivning på anleggsmidler	1 601	0,9
Andre ekstraordinære kostnader	89	0,0
Resultat av ekstraordinære poster	3 739	2,0
Resultat før skattekostnad	57 755	30,7
Skattekostnad	37 146	19,7
Betalbar skatt	28 067	14,9
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-
Endring utsatt skatt	9 078	4,8
Årsoverskudd	20 609	10,9
Oppskrivning av anleggsmidler	-	-
Overført fra oppskrivningsfond	-	-
Anvendelse av oppskrivningsbeløp	-	-
Overført fra tilbakeføringsfond	1	0,0
Overført fra reservefond mv.	868	0,5
Avsatt til reservefond	4 415	2,3
Fondsemissjon med overskuddsmidler	800	0,4
Overf. fra fri egenkap/udekket tap	990	0,5
Avsatt til fri egenkapital	6 246	3,3
Avsatt til utbytte ol. ⁵	10 365	5,5
Konsernbidrag (-mottatt)	632	0,3
Aksjonærbidrag (-mottatt)	10	0,0

42. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1997
(forts.). *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1997*

Balanse <i>Balance sheet</i> ²	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
EIENDELER				
Omløpsmidler	50 259	17,3	44 638	14,5
Kasse, innskudd i bank og postgiro	5 753	2,0	1 493	0,5
Aksjer og andeler	168	0,1	97	0,0
Obligasjoner og andre verdipapirer	1 325	0,5	-	-
Kundefordringer	19 092	6,6	18 894	6,1
Opptjente, ikke fakt. driftsinntekter	-	-	-	-
Kortsiktige fordringer konsernselsk.	16 020	5,5	14 808	4,8
Andre kortsiktige fordringer	3 616	1,2	4 496	1,5
Lager av råvarer og innkj. halvfabr.	1 758	0,6	1 661	0,5
Lager av varer under tilvirkning	163	0,1	145	0,0
Lager av ferdigvarer, egentilvirkede	1 714	0,6	1 930	0,6
Lager av ferdigvarer, kjøpte	129	0,0	144	0,0
Forskudd til leverandører	323	0,1	413	0,1
Andre omløpsmidler	198	0,1	556	0,2
Anleggsmidler	240 930	82,7	263 217	85,5
Andeler i deltagerlignede selskaper	518	0,2	751	0,2
Aksjer og andeler i datterselskaper	36 557	12,6	44 062	14,3
Andre aksjer og andeler	3 294	1,1	5 952	1,9
Obligasjoner og andre verdipapirer	654	0,2	380	0,1
Lån til aksjonærer mv og ansatte	408	0,1	446	0,1
Langsiktige fordringer konsernselsk.	2 825	1,0	6 110	2,0
Utsatt skattefordel	861	0,3	460	0,1
Andre langsiktige fordringer	4 270	1,5	4 372	1,4
Forskudd til leverandører	14	0,0	6	0,0
Patenter og liknende rettigheter	714	0,2	666	0,2
Goodwill	743	0,3	662	0,2
Aktiverte kostnader	3 794	1,3	3 635	1,2
Skip og andre fartøyer	3 522	1,2	132	0,0
Andre transportmidler	80	0,0	80	0,0
Maskiner, verktøy, inventar ol.	21 157	7,3	23 276	7,6
Bygninger og bygningsmessige anl. ⁶	131 990	45,3	132 695	43,1
Anlegg under utførelse	26 687	9,2	37 058	12,0
Grunnarealer	2 217	0,8	361	0,1
Boliger (inkl tomter)	618	0,2	2 038	0,7
Andre anleggsmidler	6	0,0	74	0,0
Krav på aksjeinnskudd/egne aksjer	-	-	-	-
Totalkapital	291 189	100,0	307 855	100,0

42. **Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. 1997**
 (forts.) *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹. 1997*

Balanse <i>Balance sheet</i> ²	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
GJELD OG EGENKAPITAL				
Kortsiktig gjeld	70 001	24,0	65 688	21,3
Leverandørgjeld	16 161	5,6	15 805	5,1
Vekselsgjeld	-	-	-	-
Kassekreditt	151	0,1	1 254	0,4
Skyldig skattetrekk	505	0,2	600	0,2
Skyldig arbeidsgiveravgift	251	0,1	335	0,1
Skyldig merverdiavgift	175	0,1	183	0,1
Andre offentlige avgifter	434	0,1	459	0,1
Påløpt lønn, feriepenge ol .	804	0,3	948	0,3
Påløpte ikke forfalte gjeldsrenter	571	0,2	717	0,2
Betalbar skatt, ikke utlignet	19 231	6,6	12 697	4,1
Betalbar skatt, utlignet	-2	0,0	2	0,0
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-	-	-
Forskudd fra kunder	79	0,0	84	0,0
Regnskapsmessige avsetninger	73	0,0	286	0,1
Avsatt konsernbidrag	5	0,0	166	0,1
Kortsiktige valutalån	1 429	0,5	1 426	0,5
Avsatt utbytte	4 921	1,7	7 402	2,4
Annen kortsiktig gjeld	25 215	8,7	23 323	7,6
Langsiktig gjeld	141 912	48,7	155 434	50,5
Utsatt skatt	53 778	18,5	60 588	19,7
Ihendehaverobligasjonslån	15 234	5,2	21 865	7,1
Pantelån	2 596	0,9	2 309	0,7
Pensjonsforpliktelser	1 099	0,4	1 172	0,4
Regnskapsmessige avsetninger	3 986	1,4	4 845	1,6
Langsiktig gjeld til konsernselskap	44 958	15,4	45 162	14,7
Langsiktige valutalån	13 702	4,7	11 408	3,7
Annen langsiktig gjeld	5 477	1,9	7 005	2,3
Ansvarlig lånekapital	1 082	0,4	1 082	0,4
Egenkapital	79 276	27,2	86 732	28,2
Aksjekapital ol.	12 589	4,3	12 335	4,0
Reservefond, andelskapital	25 092	8,6	28 715	9,3
Oppskrivningsfond	1 974	0,7	1 974	0,6
Tilbakeføringsfond	1	0,0	-	-
Fri egenkapital (- udekket tap) ⁷	39 621	13,6	43 708	14,2
Totalkapital	291 189	100,0	307 855	100,0

43. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹. Identiske foretak. 1996 og 1997
Background figures for return on capital for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹ Identical enterprises. 1996 and 1997

År Year	Egenkapitalrentabilitet Return on equity		Totalrentabilitet Return on total assets				Gjennomsnittlig gjeldsrente Average interest on liabilities	Gjeldsgrad Liabilities in proportion to equity	Driftskapitalrentabilitet Return on operating assets	Finanskapitalrentabilitet Return on financial assets	Driftskapitalandel Operating assets ratio	
	Etter skatt After taxes	Før skatt Before taxes	Før skatt Before taxes	Bidrag fra Contr. from		Øvrige finansielle poster Other financial items						
				Driftsresultat Operating profit	Aksjeutbytte, renteinntekter Dividends, interests							
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K		
			Prosent			Per cent			Prosent		Per cent	
1996	28,5	77,2	22,5	22,0	0,5	-0,1	2,6	2,76	28,1	2,3	0,78	
1997	20,3	65,1	19,9	21,4	0,5	-2,0	2,6	2,61	28,5	2,1	0,75	
I prosent av driftsinntekter In per cent of operating income				Omløpshastighet for driftskapital Turnover for operating assets								
L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U			
										Prosent	Per cent	
1996	23,4	7,8	21,9	13,0	33,8	0,83	0,95	6,89	9,22	12,79		
1997	25,8	8,1	20,2	11,9	34,0	0,84	0,96	6,82	9,62	12,72		

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement.

¹ Not included the state's direct financial interest.

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

44. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹ etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1997
Licensees on the Norwegian Continental Shelf¹, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1997

År Year	I alt Total	Totalrentabilitet. Prosent Return on total assets. Per cent								
		< 0,0	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	-	1	6	4	
1996	43	4	11	4	2	4	8	6	4	
1997	41	6	10	3	-	8	7	3	4	
	I alt Total	Egenkapitalandel. Prosent Equity ratio. Per cent								
		< 0,0	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	

¹ Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement.

¹ 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 operatører har.

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til SN (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsynings-tjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

2.2. Næringsklassifisering av oljevirksomheter 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 kontinental-sokkelen. Virksomheten på land omfatter kontorer, baser og terminaler; på sokkelen omfatter virksomheten felt og rørledninger i drift og boring etter råolje og naturgass på kontraktbasis.

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til NACE (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

SN-nr. 22 og NACE nr. 11 "Utvinning av råolje og naturgass" omfatter all aktivitet fra leting etter olje og gass til utvinning, separering og fraksjonering.

Aktiviteten er delt inn i ulike faser og det blir innhentet oppgaver og utarbeidet statistikk for hver av disse.

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1. Foretak

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

Rettighetshavere brukes som betegnelse på et foretak som har eierandeler i en eller flere utvinningstillatelser på norsk kontinental-sokkel. 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 kontinental-sokkel 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 norske råolje fordelt på sist kjente mottakerland, både direkte fra oljefelter og fra terminaler i Storbritannia. Eksport av naturgass fra norsk sokkel til Emden blir fordelt og registrert som eksport til endelig forbruksland.

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

4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiarbeid

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 data-grunnlag 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 holddepunkter 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 kontinentalsokkel. 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 kommanditt-

selskap) 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 konsernselskapenes (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 tilsvarer 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 salgsinntekts-

reduksjoner for frakter, mens rabatter og returer er trukket fra. Det er videre gjort fradrag for merverdiavgift og (i egen post på inntektssiden) 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 salgsgvinster 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 korrigert 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 skattefri 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 varelager. 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 regnskapsåret. Fra 1992 er som anleggsmiddel også regnet utsatt skattefordel som repre-

senterer 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 forpliktelser 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. ihendehaverobligasjonslån, pantelån og ansvarlig lånekapital. 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 eiendelene fratrukket gjeld (og t.o.m. 1991 fratrukket betinget skattefrie avsetninger). Egenkapitalen består av aksjekapital o.l., reservefond, tilbakeføringsfond, oppskrivningsfond og fri egenkapital. Tilbakeføringsfond er bare oppgitt for aksjeselskap, og representerer et tidsbegrenset bundet fond etablert som følge av skattereformen 1991/1992. I norske filialer av utenlandske aksjeselskap er hele egenkapitalen ført som fri egenkapital med unntak for eventuelt oppskrivningsfond. Endringene i egenkapitalen forklares delvis i resultatregnskapet 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 totalkapital, 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.

Vedlegg A
Appendix A
Måleenheter

Ved angivelse av mengder råolje og naturgass nyttes vanligvis enhetene fra SI-systemet (det internasjonale enhetssystemet). 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 1995, divideres det med 48,80744.

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1997:

Ekofisk	0,829
Gullfaks	0,864
Oseberg	0,841
Statfjord	0,834
Gjennomsnitt norsk sokkel	0,845

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 1995, divide by 48.80744.

Specific weights, stabilizes crude, for some oil fields in 1997:

Ekofisk	0.829
Gullfaks	0.864
Oseberg	0.841
Statfjord	0.834
Average Norwegian Shelf	0.845

Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer

Tabell a

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

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 (kilowattime) 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

Vedlegg B
Appendix B
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
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	Fondsemisjon 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, feriepenger 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

Vedlegg C

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	=	$\frac{\text{Øvrige finansielle poster - øvrige finanskostnader (post 803+808+809-810-818-819)}}{\text{Gjennomsnittlig total kapital (post 965)}}$	• 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+788+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+882) + post 780+785+872-885+788+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 expenses	=	$\frac{\text{Other operating expenses (item 530+600+770+787+789)}}{\text{Operating income (item 901)}} \cdot 100$
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+788+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+788+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 188 Historisk statistikk 1994
- C 351 Elektrisitetsstatistikk 1994
- C 398 Statistisk årbok 1997
- C 416 Regnskapstatistikk 1995
- C 424 Energistatistikk 1996

Rapporter (RAPP)

- 94/1 T. Bye, Å. Cappelen, T. Eika, E. Gjelsvik og Ø. Olsen: Noen konsekvenser av petroleumsvirksomheten for norsk økonomi.
- 94/12 T. Andersen, O. T. Djupskås og T. A. Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993. Priser, kvantum og leveringsbetingelser.
- 94/14 A. Aaheim: Inntekter fra utvinning av norske naturressurser. Noen teoretiske betraktninger.
- 94/18 A. Brendemoen, M. I. Hansen og B. M. Larsen: Framskrivning av utslipp til luft i Norge. En modell-dokumentasjon.
- 95/7 G. Frengen, F. Foyn og R. Ragnarsøn: Innovasjon i norsk industri og oljeutvinning i 1992.
- 95/10 O. T. Djupskås og R. Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993. Data fra forbruksundersøkelsen.
- 95/12 K. Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃ in Norway.
- 95/14 B. M. Larsen og R. Nesbakken: Norske CO₂-utslipp 1987-1993. En studie av CO₂-avgiftens effekt.
- 95/18 T. Bye, T. A. Johnsen og M. I. Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020.
- 95/26 G. Frengen, F. Foyn and R. Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992.
- 95/31 A. Bruvoll og K. Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet.
- 95/33 T. A. Johnsen og B. M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon.
- 95/34 F. R. Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing.
- 95/38 G. J. Limperopoulos: Usikkerhet i oljeprosjekter.
- 96/8 K. E. Rosendahl: Helseeffekter av luftforurensning og virkninger på økonomisk aktivitet. Generelle relasjoner med anvendelse på Oslo.
- 96/12 K. H. Alfsen, P. Boug og D. Kolsrud: Energy demand, carbon emissions and acid rain consequences of a changing Western Europe.
- 96/16 M. I. Hansen, T. A. Johnsen og J. Ø. Oftedal: Det norske kraftmarkedet til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger.
- 97/7 S. Holtskog og K. Rypdal: Energibruk og utslipp til luft fra transport i Norge.
- 98/22 K. Flugsrud og G. Haakonsen: Utslipp til luft fra utenlandske skip i norske farvann 1996 og 1997.

Statistiske analyser (SA)

- 17 Natural Resources and the Environment 1997
- 23 Naturressurser og miljø 1998
- 26 Natural Resources and the Environment 1998
- 29 Naturressurser og miljø 1999

Discussion Papers (DP)

- 107 S. Kverndokk: Depletion of Fossil Fuels and the Impact of Global Warming. February 1994.
- 110 K. A. Brekke og P. Børing: The Volatility of Oil Wealth under Uncertainty About Parameter Values. April 1994.
- 128 K. E. Rosendahl: Carbon Taxes and the Petroleum Wealth. November 1994.
- 170 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Market Power, International CO₂ Taxation and Petroleum Wealth.
- 174 H. C. Bjørnland: The Dynamic Effects of Oil Price Shocks.
- 177 R. Barrell og K. A. Magnussen: Counterfactual Analyses of Oil Price Shocks using a World Model. July 1996.

- 181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Gains from Cartelisation in the Oil Market.
197 A. C. Hansen og H. K. Selte: Air Pollution and Sick-leaves - is there a Connection? A Case Study using Air Pollution Data from Oslo.
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.

Notater

- 95/15 T. Karlsen: Optimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumsformue.
95/58 T. Wiersdalen Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010.
96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM.
96/18 A. C. Bøeng: Prisutviklingen på olje ved ulike forutsetninger om utviklingen i eksogene variable. Analyser i WOM-modellen.
96/45 R. Golombek og S. Kverndokk: Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.
97/34 P. E. Gjedtjernet: Inntekts- og formuesundersøkelser for selskaper skattlagt med hjemmel i petroleums-skatteloven for årene 1991, 1992 og 1993. Dokumentasjon.
97/37 Kristian Gimmig: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift.
98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: Intertemporal optimering og adferdssimulering.
98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020.
99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandling.

Documents

- 96/4 E. Berg: Some Results from the literature on the Impact of Carbon Taxes on the Petroleum Wealth.
96/11 R. Choudhury: The OM95 - An Oil Model for the Kingdom of Saudi Arabia. Technical Documentation of Computer Programs and Procedures.
96/15 P. Boug og L. Brubakk: Impacts of Economic Integration on Energy Demand and CO₂ Emissions in Western Europe.
96/17 K. H. Alfsen og K. E. Rosendahl: Economic Damage of Air Pollution.
96/25 T. Bye og S. Kverndokk: Nordic Negotiation on CO₂ Emissions Reduction: The Norwegian Negotiation Team's Considerations.
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.

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 490 Dødsårsaker 1995 *Causes of Death 1995*. 1998. 226s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4598-2
- C 491 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1998: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 1998: Statistics and Analysis*. 1998. 120s. 110 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4604-0
- C 492 Barnehager 1997 *Kindergartens 1997*. 1999. 58s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4605-9
- C 493 Jordbruksstatistikk 1997 *Agricultural Statistics 1997*. 1999. 150s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4606-7
- C 494 Lønnsstatistikk 1997 *Wage Statistics 1997*. 1998. 103s. 100 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4607-5
- C 513 Regionale inndelinger: En oversikt over standarder i norsk offisiell statistikk *Regional Classifications: An Overview of Standards in Norwegian Official Statistics*. 1999. 117s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4608-3
- C 514 Lastebiltransport 1995-1997 *Road Goods Transport 1995-1997*. 1999. 136s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4632-6
- C 515 Regnskapsstatistikk for finansielle foretak 1990-1997 *Accounting Statistics for Financial Enterprises 1990-1997*. 1999. 100s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4633-4
- C 516 Helseundersøkelsen 1995 *Health Survey 1995*. 1999. 221s. 170 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4634-2
- C 518 Energistatistikk 1997 *Energy Statistics 1997*. 1999. 129s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4653-9
- C 519 Sosialstatistikk 1997 *Social Statistics 1997*. 1998. 56s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4655-5
- C 520 Pleie- og omsorgsstatistikk 1997 *Nursing and Care Statistics 1997*. 1999. 73s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4656-3
- C 521 Standard for yrkesklassifisering *Standard Classification of Occupations*. 1999. 127s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4657-1
- C 522 Det europeiske nasjonalregnskapssystem ENS 1995. 1999. 429s. 210 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4660-1
- C 523 Kulturstatistikk 1997 *Cultural Statistics 1997*. 1999. 125s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4662-8
- C 524 Folke- og bolig telling 1990: Dokumentasjon og hovedtall *Population and Housing Census 1990: Documentation and Main Figures*. 1999. 205s. 170 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4664-4
- C 525 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1998: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 1998: Statistics and Analysis*. 1999. 72s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4666-0
- C 526 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1999: Tillegg til Månedstatistikk for utenrikshandelen 1999. 1999. 188s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4667-9
- C 527 Commodity List. External Trade 1999: Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 1999. 1999. 147s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4668-7
- C 528 Kriminalstatistikk 1997 *Crime Statistics 1997*. 1999. 119s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4672-5
- C 529 Kommune-Norge i tall 1997. 1999. 61s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4681-4
- C 533 Byggearealstatistikk 1998 *Building Statistics 1998*. 1999. 52s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4691-1
- C 534 Industristatistikk 1996: Næringstall *Manufacturing Statistics 1996: Industrial Figures*. 1999. 118s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4693-8
- C 535 Utenrikshandel 1998 *External Trade 1998*. 1999. 150s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4695-4
- C 538 Kvartalsvis nasjonalregnskap 1978-1998 Produksjon, anvendelse og sysselsetting. 1999. 113s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4700-4



Returadresse:
Statistisk sentralbyrå
N-2225 Kongsvinger

Publikasjonen kan bestilles fra:

Statistisk sentralbyrå
Salg- og abonnementservice
N-2225 Kongsvinger

Telefon: 62 88 55 00
Telefaks: 62 88 55 95

eller:

Akademika - avdeling for
offentlige publikasjoner
Møllergt. 17
Postboks 8134 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 11 67 70
Telefaks: 22 42 05 51

ISBN 82-537-4706-3
ISSN 0802-0477

Pris kr 105,00 inkl. mva.



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway



9 788253 747064