



C 326

Norges offisielle statistikk

Official Statistics of Norway

Statistics Norway



Statistisk sentralbyrå

Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1996

Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
2nd Quarter 1996
Statistics and Analysis



Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1996
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity 2nd Quarter 1996
Statistics and Analysis

Standardtegn i tabeller	Symbols in Tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpige tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	–
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
Rettet siden forrige utgave	Revised since the previous issue	r

ISBN 82-537-4311-4
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Emneord

Feltutbygging
Investering
Offshorevirksomhet
Oljeleting
Produksjon

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Falch Hurtigtrykk

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 15. august.

Publikasjonen er utarbeidet av førstekonsulent Jørn Bugge og førstekonsulent Lise Dalen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,
Oslo, 30. august 1996

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 15 August.

The publication is prepared by Mr. Jørn Bugge and by Miss Lise Dalen. Responsible head of division is Bjørn Bleskestad, Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,
Oslo, 30 August 1996

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Tabellregister	7
Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1996	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringskostnader	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel	16
4. Markedet	18
Engelsk sammendrag	20
Tabelldel	21
Statistisk behandling av oljevirkomheten	
1. Nasjonal avgrensing	66
2. Næringsklassifisering	66
3. Statistiske enheter	67
4. Kjennemerker	68
Engelsk tekst	70
Vedlegg	
1. Måleenheter	74
2. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema	77
Utkomne publikasjoner	
Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994, 1995 og 1996	81
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	83

Contents

Index of tables	9
Oil activity 2nd quarter 1996 (in Norwegian only)	11
Summary in English.	20
Tables	21
The statistical treatment of the oil activity.	70
1. National borderline	70
2. Industrial classification	70
3. Statistical units	71
4. Characteristics	72
Annexes	
1. Units of measurement	74
2. Income statement and balance sheet in English. References to questionnaire.	77
Publications	
Oil- and gasrelated publications from Statistics Norway in 1994, 1995 and 1996	81
The most recent publications in the series Official Statistics of Norway	83

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 30. juni 1996	21
2. Felt under utbygging. 30. juni 1996	26
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1995	28

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1991-1997. Mill.kr.	30
--	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1996. Mill.kr	30
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1996. Mill.kr	31
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 1995-1. kvartal 1996 Mill.kr	31
8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-1997.	32
9. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-1996. Mill.kr	32
10. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	33
11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	33
12. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	33
13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1996. 1 000 GBP/dag	34

Feltutbygging og felt i drift

14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1996. Mill.kr	34
15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1996. Mill.kr	35
16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-1996.	35
17. Investeringskostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1989-1996	36
18. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1996. Mill.kr	38
19. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1995. Kr/time	38

Produksjon

20. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 tonn	39
21. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	42

Eksport

22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1996. 1 000 metriske tonn	45
23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1996. Mill.kr	45
24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1996. Kr/tonn	45
25. Skipninger av norskprodusert råolje, etter mottakerland. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1996. 1 000 tonn	46
26. Skipninger av norskprodusert våtgass, etter mottakerland. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1996. 1 000 tonn	46
27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1996. Mill. Sm ³	47
28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1996. Mill.kr	47
29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1996. Kr/Sm ³	47

Priser

30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1983-1996. USD/fat	48
31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1992-1996. USD/fat	49
32. Priser på naturgass. 1981-1994. USD/toe	50
33. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1996	51

Internasjonale markedsforhold

34. Verdens tilbud og etterspørsel etter råolje. 1991-1996. Millioner fat per dag	52
---	----

Funn og reserver

35. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 15. juni 1996	53
36. Funn på norsk kontinentalsokkel. 1995	53
37. Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd. 31. desember 1995.	54

Personskader

38. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1989-1995	55
39. Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989-1995	55
40. Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1987-1995	56
41. Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1987-1995	56

Syssetning

42. Syssetning i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1987-1995	57
---	----

Hovedtall for utvinningssektoren

43. Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten. 1986-1996. Mrd.kr.	57
44. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1985-1994. Mill.kr	58
45. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1993 og 1994	58
46. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1991-1994	59
47. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel for 1994.	60
48. Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten. 1987-1995. Mill.kr	64

Skiping av petroleum

49. Skipninger av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland. 1987-1995. 1000 tonn	64
50. Skipninger av norskprodusert våtgass etter mottakerland. 1987-1995. 1000 tonn	65

Sist publi- sert	Neste publiser- ing
------------------------	---------------------------

Tabeller ikke med i dette heftet

Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass.	3/95	3/96
Vareinnsats for felt i drift. 1990-1993. Mill.kr	3/95	3/96
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1990-1993. Mill.kr	3/95	3/96
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993	3/95	3/96
Hovedtall for rørtransport. 1990-1993	3/95	3/96
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1993.	3/95	3/96
Ikke-operatørkostnader. Mill.kr.	3/95	3/96
Verdi av produsert råolje og naturgass. Mill.kr	3/95	3/96
Syssetning i utvinning av råolje og naturgass.	3/95	3/96

Index of tables

Survey of fields

1. Fields on stream. 30 June 1996	21
2. Fields under development. 30 June 1996	26
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1995.	28

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Crude oil and natural gas production and Pipeline transport. 1991-1997. Million kroner	30
---	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1996. Million kroner	30
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 2 1994-Q 1 1996. Million kroner	31
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Q 2 1995 - Q 1 1996. Million kroner	31
8. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-1997	32
9. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-1996. Million kroner	32
10. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996	33
11. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996.	33
12. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996.	33
13. Average term fixture rates. Quarterly. 1986-1996. 1 000 GBP/day	34

Field development and field on stream

14. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1996. Million kroner	34
15. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 2 1994 - Q 1 1996. Million kroner	35
16. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1996.	35
17. Investment costs for field development accrued in Norway and abroad. 1989-1996.	36
18. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields in production. Q 2 1994 - Q 1 1996. Million kroner	38
19. Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1995. Kroner/hour	38

Production

20. Crude oil production by field. 1 000 tonnes	39
21. Natural gas production by field. Million Sm ³	42

Exports

22. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1996. 1 000 tonnes.	45
23. Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981-1996. Million kroner	45
24. Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1996. Kroner/tonnes	45
25. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. Q 2 1994 - Q 1 1996. 1 000 tonnes	46
26. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 2 1994 - Q 1 1996. 1 000 tonnes.	46
27. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1996. Million Sm ³	47
28. Value of Norwegian natural gas exports. Quarterly. 1981-1996. Million kroner	47
29. Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1996. Kroner/Sm ³	47

Prices

30. Crude oil prices by field. Quarterly. 1983-1996. USD/barrel	48
31. Crude oil prices by field. Month. 1992-1996. USD/barrel	49
32. Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe.	50
33. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1996	51

International oil markets

34. World oil supply and Demand. 1991-1996. Million barrels per day.	52
--	----

Significant discoveries and reserve

35. Areas with production licences as of 15 June 1996	53
36. Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 1995	53
37. Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1995	54

Injuries

38. Injuries and Working hours per year on non-mobile installations. Operators and contractors. 1989-1995	55
39. Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyears. Mobile installations. 1989-1995	55
40. Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences. 1987-1995	56
41. Accidents on petroleum producing installations. By occupation 1987-1995	56

Employment

42. Employment in oil activities by type of establishment. 1987-1995	57
--	----

Principal figures for the group crude petroleum and natural gas production

43. Central government expenses and income from the Government Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986-1996. Bill. kroner.	57
44. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1985-1994	58
45. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1993 and 1994.	58
46. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1991-1994	59
47. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1994.	60
48. Central government tax- and royalty income from oil activities. 1987-1995. Million kroner	64

Shipment of petroleum

49. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. 1987-1995. 1000 tonnes.	64
50. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. 1987-1995. 1000 tonnes.	65

Tables not published in this issue

	Last published	Next publish- ing
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas production. 1991-1994	3/95	3/96
Intermediate consumption for fields on stream. 1990-1993. Million kroner	3/95	3/96
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying.	3/95	3/96
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying	3/95	3/96
Principal figures for oil pipelines transport. 1990-1993	3/95	3/96
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1993	3/95	3/96
Non-Operator costs. Million kroner.	3/95	3/96
Value of produced oil and natural gas. Million kroner	3/95	3/96
Persons engaged in crude oil and natural gas production	3/95	3/96

1. Hovedpunkter

1.1 Investeringer

Førstegangsanslagene for 1997

De samlede oljeinvesteringene neste år anslås til 33,1 milliarder kroner i investeringstillingen i 2. kvartal i år. Førstegangsanslaget for 1997 er dermed 0,1 milliarder kroner høyere enn det tilsvarende anslaget for 1996.

Det er imidlertid stor variasjon i forskjellene mellom førsteanslagene for 1996 og 1997 for de enkelte investeringsområdene. Anslagene for investeringer til felt i drift og rørledninger for 1997 er registrert til henholdsvis 7,9 og 4,5 milliarder kroner i 2. kvartal i år. Dette er henholdsvis 2,2 og 1,7 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1996. Gjennom de fire neste tellingene ble imidlertid investeringsanslaget for rør for 1996 oppjustert med 4,5 milliarder kroner i forhold til førstegangsanslaget. Dette skyldes at rørtransportsystemet Norfra ble vedtatt utbygd i slutten av første halvår 1995. Stortingsvedtaket om utbygging av rørledningen fra Åsgardfeltet til Kårstø vil trolig bidra til en økning også for rørinvesteringsanslaget for 1997 i senere tellinger. Samlede investeringer for dette prosjektet er anslått til 6,9 milliarder 1995-kroner i Stortingsproposisjon nr. 50. Dersom planene for utbygging av Europipe II blir vedtatt senere i år vil dette kunne bidra ytterligere til oppjustering av rørinvesteringsanslaget for 1997.

Anslaget for leting til neste år er 5,7 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1996 registrert i 2. kvartal i fjor. Førstegangsanslaget for leting må imidlertid betraktes som svært usikkert siden flere av operatørene ennå ikke har ferdig det budsjettforslaget som skal legges fram for de andre rettighetshaverne for letevirsomheten i 1997.

Investeringene knyttet til feltutbygging i 1997 anslås i 2. kvartal i år til 14,0 milliarder kroner. Dette er 3,1 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1996. Utbyggingen av feltet Varg ble godkjent i statsråd 3. mai i år, og vil dermed bidra positivt til feltutbyggingsanslaget for 1997 i tellingen i 3. kvartal i år. Stortinget vedtok den forelagte planen for utbygging av Åsgardfeltet den 14. juni i år, og dette vil bidra ytterligere til en betydelig oppgang i feltutbyggingsanslaget for 1997 i neste telling. I Stortingsproposisjon nr. 50 anslås investeringene til feltutbygging ved Åsgard i 1997 til 7,6 milliarder 1995-kroner. Landinvesteringene for 1997 anslås nå til 0,9 milliarder kroner. Dette er det laveste førstegangsanslaget for landinvesteringer siden 1991. Landinvesteringsanslaget er 0,6 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1996. Nedgangen skyldes at byggingen av Trollterminalen nærmer seg slutten.

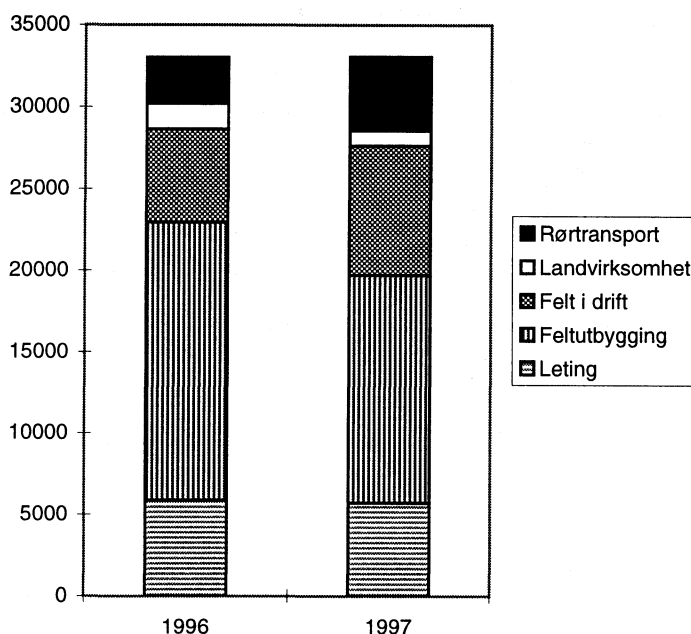
Anslag for 1996

I 2. kvartal i år anslås de samlede oljeinvesteringene for 1996 til 47,9 milliarder kroner. Dette er 0,5 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1995 fra 2. kvartal i fjor. Det endelige tallet for oljeinvesteringene i 1995 var imidlertid omtrent uendret sammenlignet med anslaget for 1995 fra 2. kvartal i fjor. Dette kan indikere at investeringene i 1996 kan bli høyere enn i 1995, siden blant annet stortingsvedtaket om utbygging av Åsgardfeltet den 14. juni i år vil gi positive bidrag til 1996-anslaget allerede i neste telling (telling utført i 3. kvartal i år). Vargfeltet, som ble vedtatt utbygd i begynnelsen av mai, vil også komme med i tellingen for 3. kvartal i år.

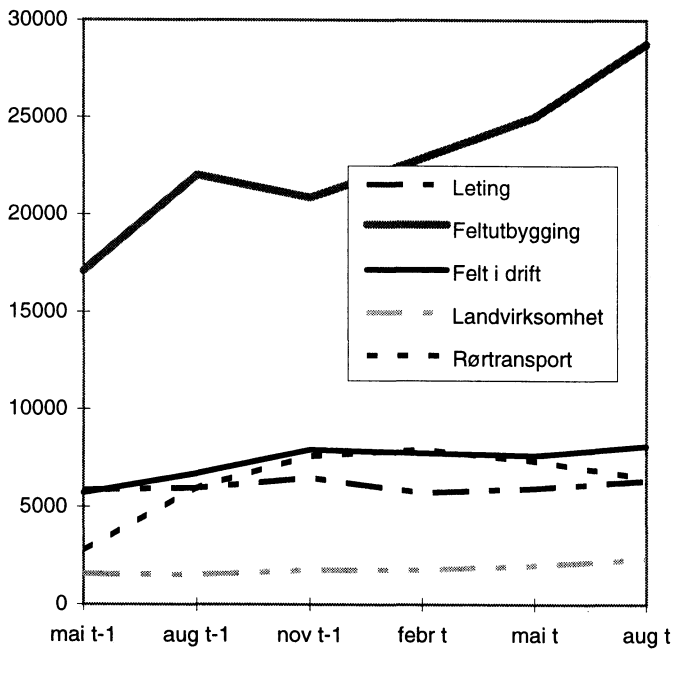
Leteinvesteringene for 1996 anslås nå til 5,9 milliarder kroner. Dette er 0,4 milliarder kroner eller 8,0 prosent høyere enn tilsvarende anslag for 1995. I de fire siste tellingene har leteanslagene for 1996 ligget over de tilsvarende leteanslagene for 1995. Dette antyder at leteinvesteringene i 1996 kan bli høyere enn i 1995. I 1995 var leteinvesteringene 4,6 milliarder kroner, og dette var det laveste investeringsnivået for leting på norsk kontinentalsokkel siden 1988 (4,2 milliarder kroner).

Investeringene til feltutbygging anslås nå til 25,0 milliarder kroner, 0,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1995. Feltutbyggingsanslaget for 1996 vil imidlertid trolig stige mer enn det gjorde gjennom de siste tellingene for 1995, og vil antakelig nå et høyere nivå enn det endelige tallet for 1995 (27,0 milliarder kroner). Dette skyldes hovedsaklig at utbyg-

Figur 1. Førstegangsanslag for investeringskostnader i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" for 1996 og 1997. Millioner kroner



Figur 2. Anslag for investeringskostnader i sektoren "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" for 1996 målt på ulike tidspunkt. Millioner kroner



gingen av feltene Varg og Åsgard nå er vedtatt. Ifølge Stortingsproposisjon nr. 50 ventes det at investeringene ved Åsgard i 1996 vil beløpe seg til om lag 2,6 milliarder 1995-kroner. Det endelige tallet for investeringer i feltutbygging for 1995 ble 1,7 milliarder kroner høyere enn anslaget fra 2. kvartal 1995.

For felt i drift anslås investeringene for 1996 nå til 7,6 milliarder kroner, 0,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende beløp for 1995. Landinvesteringsanslaget for 1996 er 2,0 milliarder kroner i 2. kvartal i år, og dette er hele 2,2 milliarder lavere enn tilsvarende tall for 1995. Nedgangen skyldes ferdigstillingen av Troll-terminalen i 1996/97.

Det nyeste rørtransportanslaget for 1996 er 7,3 milliarder kroner, 1,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1995. Gjennom 1995 ble kostnadene knyttet til utbyggingen av rørledningen Norfra og ombygging av rørledninger knyttet til Ekofisk II prosjektet inkludert. Omfanget av disse nye prosjektene var lite i 1995. For 1996 ventes det imidlertid store investeringer spesielt ved Norfra.

1.2 Produksjon og marked

Den månedlige produksjonsstatistikken fra SSB viser at produksjonen av råolje og naturgass var 64,5 mtoe (millioner tonn oljeekvivalenter) i perioden januar til april i år. Økningen fra samme tidsrom året før var på 16,4 prosent. Produksjonen av råolje, inkludert kondensat og NGL (Natural Gas Liquids) steg med 16,7 prosent, og naturgassproduksjonen økte med 15,4 prosent.

Spotprisen for referanse kvaliteten Brent Blend var i gjennomsnitt 19,20 dollar pr. fat i årets fire første måneder, tilsvarende 125,00 kroner per fat (dollarkurs 6,51). Gjennomsnittsprisen for januar-april i år er 1,90 dollar høyere pr. fat enn samme periode i fjor. Den høye oljeprisen hittil i år har bidratt til at man i Revidert nasjonalbudsjett har valgt å oppjustere oljeprisforutsetningene for 1996 med 10,00 kroner pr. fat, til 115,00 1996-kroner pr. fat.

2. Investeringskostnader

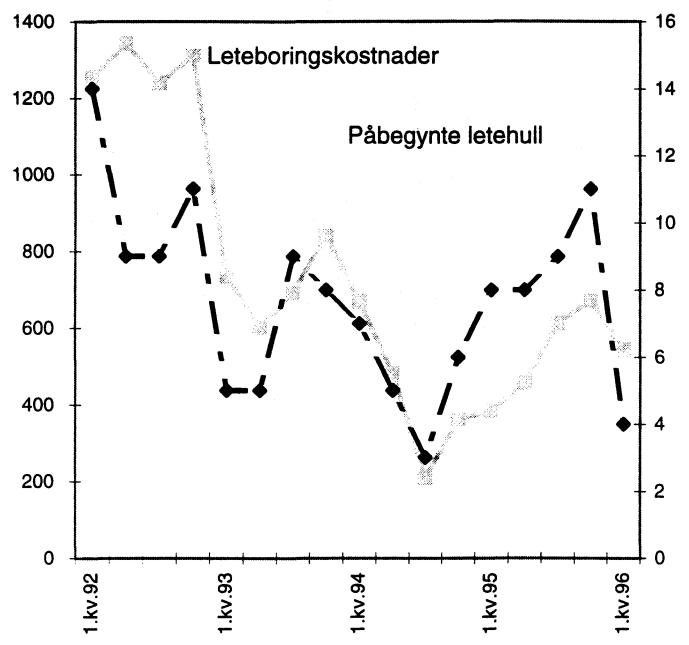
2.1 Leting

1996

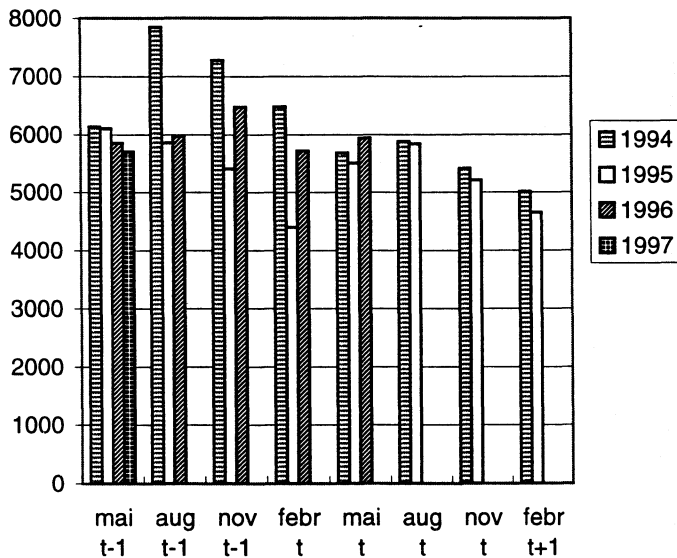
De påløpte letetekostnadene i 1. kvartal 1996 var 1,3 milliarder kroner. Dette er 0,1 milliarder kroner høyere enn i samme kvartal året før. Kostnadene til leteboring var 0,5 milliarder kroner i første kvartal i år, mot 0,4 milliarder kroner i samme periode i fjor. Økningen har sammenheng med en kraftig oppgang i riggraten (81,2 prosent) fra 1. kvartal 1995 til samme tidsrom i år. Oppgangen i riggratene skyldes den høye fysiske leteaktiviteten gjennom 1995. Riggratene økte fra henholdsvis 118 tusen kroner i 1. kvartal 1995 til 215 tusen kroner per dag i 1. kvartal 1996.

Letetekostnadene for 1996 anslås nå til 5,9 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 0,4 milliarder kroner eller 8,0 prosent fra det tilsvarende anslaget for 1995. Det nye leteanslaget for 1996 er også høyere enn tilsvarende tall for årene 1993 og 1994, men betydelig lavere enn anslagene for 1991 og 1992. Siden 1991, da leteinvesteringene nådde sitt foreløpige toppnivå på 8,1 milliarder kroner, har leteinvesteringene vist en kon-

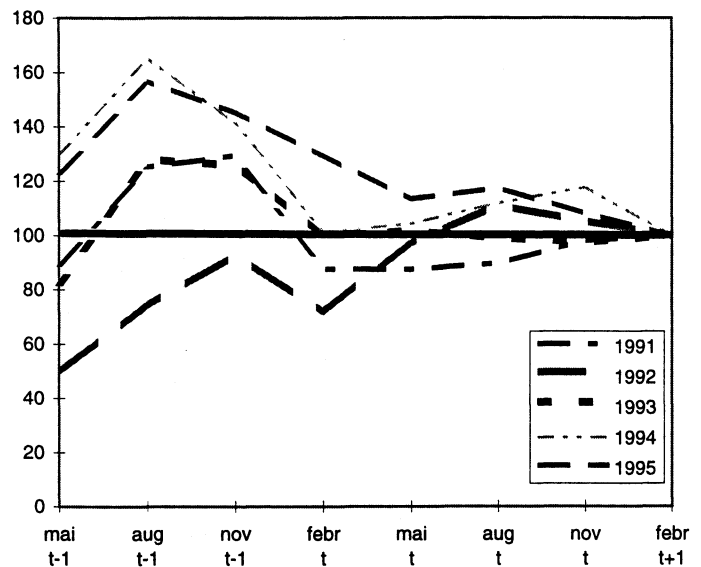
Figur 3. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte borehull. 1992-1996



Figur 4. Antatte letekostnader målt på ulike tidspunkt. Mill. kr. 1994-1997



Figur 5. Treffprosent for leteanslagene på de ulike tellingstidspunktene. 1991-1995



Ulike kostnadsarters prosentvise andel av totale letekostnader. 1995-1997

	Endelige tall 1995	Anslag ¹ 1996	1997
Leteboring	45,8	54,3	55,9
Generelle undersøkelser	14,7	21,1	20,7
Feltev./ feltutvinning	16,5	5,6	7,9
Administrasjon og andre kostnader	23,0	19,0	15,4

¹ Anslag fra tellingen utført i 2. kvartal 1996

tinuerlig nedgang. Anslaget for 1996 tyder på nedgangen i leteinvesteringene nå kan være i ferd med å snu.

Antatte investeringer til undersøkelsesboring er på hele 3,2 milliarder for 1996 mens de faktiske investeringene til undersøkelsesboring var 2,1 milliarder kroner i 1995 og 1,7 milliarder kroner i 1994. Det ble påbegynt 36 letebrønner i 1995. Det høye investeringsanslaget for i år tyder på at det vil bli påbegynt enda flere letebrønner i 1996. Oljedirektoratet og Statoil anslår at det vil bli påbegynt rundt 45 letebrønner i år. Også kostnadene til generelle undersøkelser, deriblant seismikk, antas å stige fra 1995 til 1996 (med 0,6 milliarder kroner). Kostnadene til feltevaluering og feltutvikling antas å synke med 0,4 milliarder kroner. Den antatte økningen i leteinvesteringene skyldes trolig både forventninger om høyere fysisk leteaktivitet sammenlignet med 1995, og fortsatt høye riggrater.

Det er i årets seks første måneder kun blitt påbegynt 12 nye letebrønner mot 16 i tilsvarende periode i fjor.

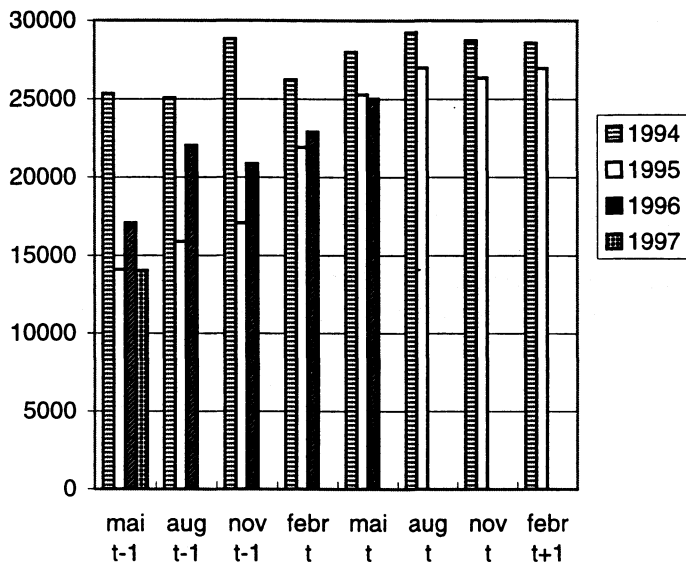
Letekostnadene omfatter alle lisenser i letefasen, definert som perioden fra letetillatelsen er gitt og fram til en eventuell utbygging er godkjent av myndighetene. Alle kostnader som påløper i denne perioden regnes som letekostnader, også kostnader til feltevaluering og feltutvikling.

Grunnen til at det blitt påbegynt så få brønner i forhold til i fjor er at det ved årsskiftet 95/96 var 7 brønner under boring, mens det var 4 ved årsskiftet 94/95. Til leteboring er det utført 854 borefartøysdøgn i perioden januar-juni i år mot 716 i fjor. Antall boremeter i dette tidsrommet i 1996 var 43 237 mot 42 663 i fjor.

Anslag for 1997

Førstegangsanslaget for samlede letekostnader for 1997 er 5,7 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1996 registrert i 2. kvartal i fjor, og også lavere enn samtlige førstegangsanslag siden 1991-anslaget. Førstegangsanslaget for leting må imidlertid betraktes som svært usikkert, blant annet fordi flere av operatørene ennå ikke har ferdig det budsjettforslaget som skal legges fram for de andre rettighetshaverne for letevirksomheten i 1997. En del av selskapene har i denne tellingen valgt å oppgi en videreføring av sitt nåværende 1996-anslag som et beste estimat for leteinvesteringer i 1997. Usikkerheten kan illustreres med å vise til utviklingen for 1991-anslaget for leting. Førstegangsanslaget for 1991 var 4,1 milliarder

Figur 6. Antatte investeringskostnader til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. Mill. kroner. 1994-1997

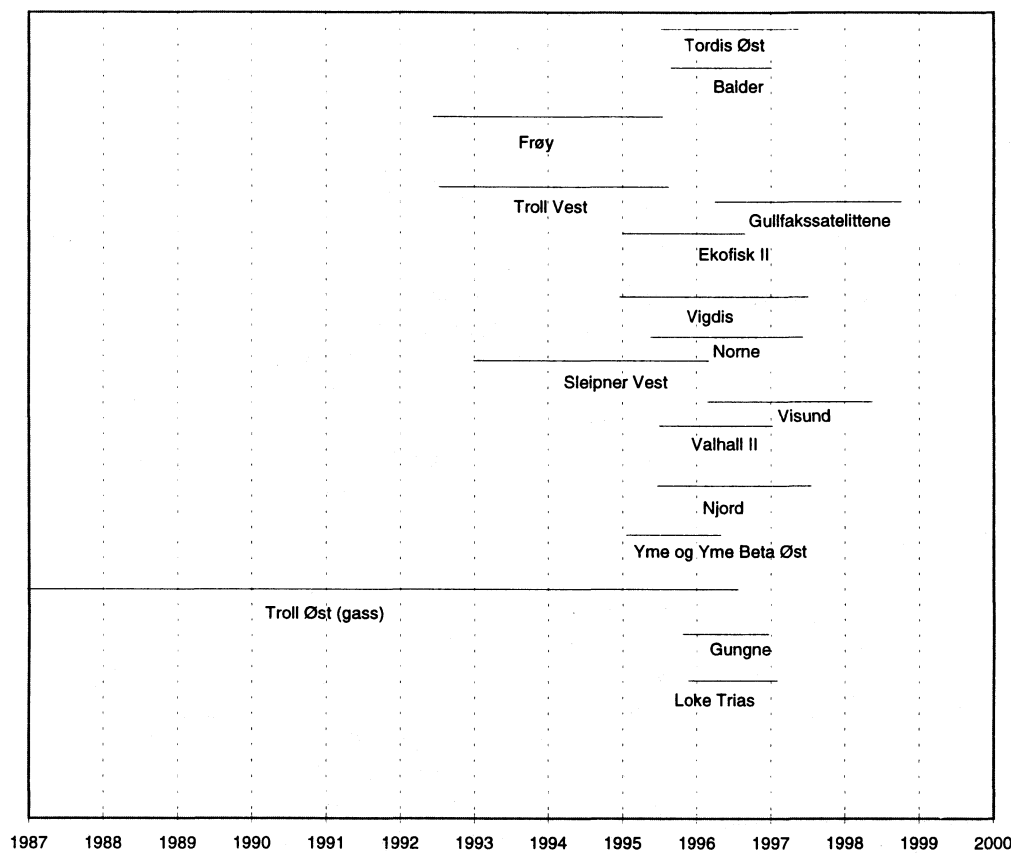


Feltutbyggingsfasen dekker perioden fra utbygging er godkjent av myndighetene og fram til driftsstart. Kostnader til alle typer varer og tjenester som inngår i lisensregnskapet regnes som investeringskostnader, også produksjonsboring, driftsforberedelseskostnader og kostnader påløpt i utlandet.

Følgende prosjekter ble regnet som feltutbygginger i 2. kvartal 1996

Valhall II	Norne	Gungne
Frøy	Sleipner Vest	Loke Trias
Troll Øst	Vigdis	Yme Beta Øst
Troll Vest	Ekofisk II	Tordis Øst
Snorre Mod	Balder	Visund
Njord	Yme	Gullfakssatelittene

Figur 7. Feltutbyggingsprosjekter. Start- og sluttidspunkt



kroner. De endelige påløpte leteinvesteringene for 1991 beløp seg til 8,1 milliarder kroner, det hittil høyeste nivået for leteinvesteringer på norsk kontinentalsokkel.

2.2 Feltutbygging 1996

De påløpte investeringene til feltutbygging i 1. kvartal i år var på 5,6 milliarder kroner, som er 0,3 milliarder kroner lavere enn i 1. kvartal 1995. For hele 1996 anslås investeringene til feltutbygging i 2. kvartalstellin-

gen til 25,0 milliarder kroner. Dette er 0,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1995. Etter tellingen i 2. kvartal ifjor ble feltutbyggingsanslaget for 1995 oppjustert med 1,7 milliarder kroner fram til det endelige tallet ved tellingen i 1. kvartal i år. Det er imidlertid trolig at feltutbyggingsinvesteringene for 1996 vil overstige nivået fra 1995. Den 3. mai og 14. juni i år ble det fattet vedtak om utbygging av feltene Varg og Åsgard. Disse har tilsammen en anslått investeringsramme på om lag 30,0 milliarder kroner. Ifølge Stortingsproposisjon nr. 50 ventes det at investeringene ved Åsgard bare i 1996 vil beløpe seg til om lag 2,6 milliarder kroner.

For 1996 er andelene av investeringene som går til henholdsvis varer, tjenester og produksjonsboring anslått til 55,7, 30,2 og 14,1 prosent. Sammenlignet med tilsvarende tall for 1995 antyder dette en oppgang i andelene for varer og produksjonsboring. Den høye vareandelen henger sammen med at flere av de store prosjektene nå er i fabrikkasjonsfasen (Njord, Ekofisk II, Norne).

Anslag for 1997

Førstegangsanslaget for feltutbyggingsinvesteringer i 1997 er 14,0 milliarder kroner. Dette er 3,1 milliarder lavere enn førstegangsanslaget for 1996, innhentet i 2. kvartal 1995. Gjennom de fire påfølgende tellingene ble feltutbyggingsanslaget for 1996 oppjustert med 8,0 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av nye utbyggingsvedtak (Njord, Visund og Balder). Det er imidlertid grunn til å tro at oppjusteringen for 1997-tallet allerede fram til neste telling vil bli minst like stor som denne oppjusteringen av 1996-anslaget. Dette skyldes at kostnadene knyttet til utbyggingen av feltet Varg og Åsgard vil komme med i det neste 1997-anslaget. I Stortingsproposisjon nr. 50 anslås investeringene til feltutbygging i 1996 bare ved Åsgard til 7,6 milliarder 1995-kroner.

2.3. Felt i drift

1996

De påløpte investeringene knyttet til felt i drift var i 1. kvartal i år på 1,7 milliarder kroner, som er 0,2 milliarder kroner lavere enn i samme periode året før. For hele 1996 anslås investeringene til felt i drift i 2. kvartalstillingen til 7,6 milliarder kroner. Dette er 0,3 milliarder kroner høyere enn det tilsvarende anslaget for 1995, og 0,7 milliarder kroner høyere enn det endelige

Felt i drift er felt som er kommet i ordinær produksjon. Investeringer i denne fasen er ombygginger som gir en verdiøkning av produksjonsutstyret, forbedringer av prosessene eller utvidelse av kapasiteten, også produksjons- og vanninjeksjonsboring.

tallet for investeringer til felt i drift for 1995. Høyere investeringer til felt i driftsfasen skyldes blant annet oppstarten av flere nye felt gjennom siste halvår av 1995 (Frøy, Troll Vest, Heidrun) og første halvår i år (Troll Øst).

At oppstarten av nye felt de siste årene ikke har medført større økning i investeringene til felt i drift skyldes trolig ny kostnadsbesparende teknologi ved de nye feltene og den betydelige innsatsen i arbeidet med kostnadsbesparelser i oljevirksomheten.

Førstegangsanslag for 1997

Anslaget for felt i drift i år er i 2. kvartalstillingen registrert til 7,9 milliarder kroner, hele 2,2 milliarder kroner høyere enn førstegangsanslaget for 1996. Anslaget for 1996 ble imidlertid betydelig oppjustert gjennom de fire påfølgende tellingene, også som følge av en omgruppering mellom investeringer i feltutbyggings- og felt i drift fasen. 1997-anslaget vil trolig ikke bli like sterkt oppjustert gjennom de neste tellingene.

2.4 Landvirksomhet

1996

Landvirksomheten i olje- og gassutvinning omfatter aktiviteten ved kontorer og baser på land og mottaksterminaler for råolje og naturgass. Landinvesteringene i 1996 anslås i 2. kvartalstillingen til 2,0 milliarder kroner. Dette er hele 2,2 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1995. Nedgangen i investeringsaktiviteten tilknyttet bygging og drift av anlegg på land mellom 1995 og 1996 skyldes først og fremst at byggingen av mottaksterminalen for Trollgassen nå nærmest er fullført, etter den offisielle åpningen av Troll Gassprosjektet den 19. juni på Kollsnes. Byggingen av gass-terminalen på Kollsnes vil fortsatt utgjøre størstedelen av landinvesteringene i 1996, men nådde sitt høyeste nivå i 1994. Ferdigstillingen av Haltenpipeterminalen i år bidrar også til reduserte landinvesteringer. I 1996 vil landinvesteringene igjen trolig være på samme nivå som i siste halvdel av 1980-tallet, da det var liten utbyggingsaktivitet knyttet til mottaksterminaler.

Førstegangsanslag for 1997

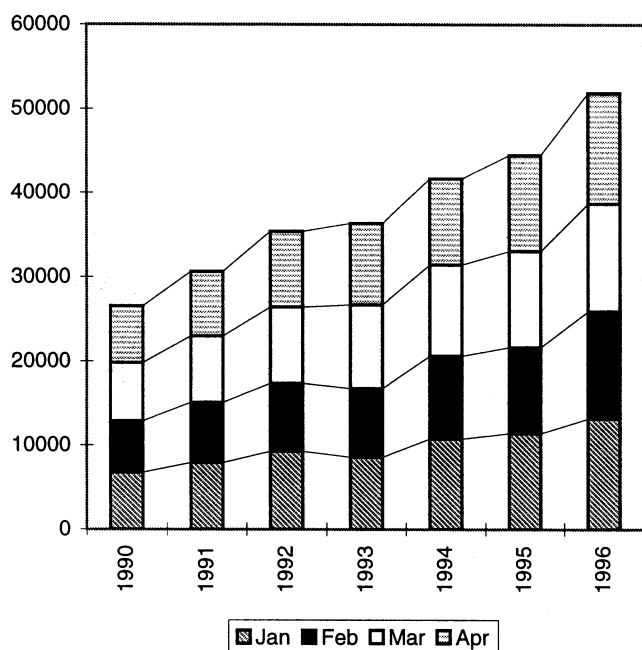
Til neste år anslås landinvesteringene å bli om lag 0,9 milliarder kroner. Dette er det laveste førstegangsanslaget siden tilsvarende tall for 1991 ble innhentet. Den kraftige nedgangen skyldes ferdigstillingen av utbyggingsprosjektene Troll Gassterminal og Haltenpipeterminalen i år. Etterhvert vil landinvesteringene knyttet til terminal og CO₂-fjerningsanslegg på Kårstø i forbindelse med Åsgardutbyggingen gi et positivt bidrag til landinvesteringene, men disse investeringene vil trolig ikke gi utslag så snart som i 1997.

2.5 Rørtransport

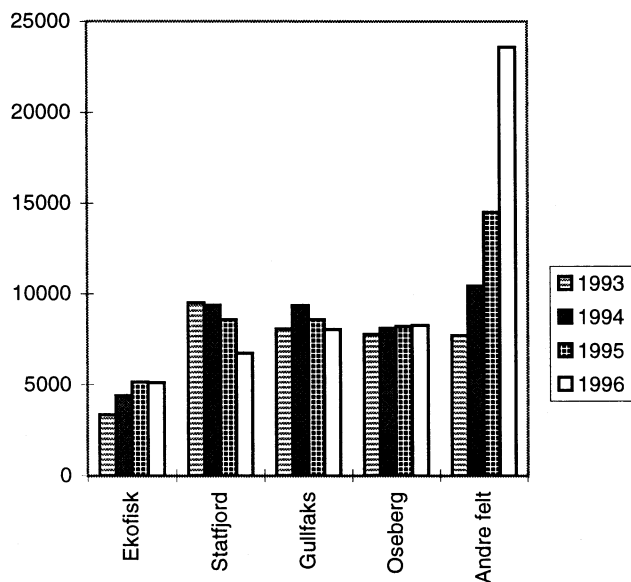
1996

De nyeste anslaget for rørinvesteringer i 1996 er ifølge 2. kvartalstillingen på 7,3 milliarder kroner. Dette er

Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-april. 1000 tonn. 1990-1996



Figur 9. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) etter felt. Januar-april. 1000 tonn. 1993-1996



1,3 milliarder høyere enn tilsvarende tall for 1995. Denne oppgangen skyldes først og fremst beslutningen om utbygging av rørledningssystemet Norfra i slutten av første halvår i 1995. Investeringene i Norfra, som er en 42 tomers rørledning mellom stigerørplattformen Draupner E i Nordsjøen og Dunkerque i Frankrike, vil utgjøre en stor del av investeringene til rørtransport i 1996. Norfra er planlagt å være ferdigstilt i 1998. Det vil også påløpe betydelige investeringer til Haltenpipe og Zeepipe fase 2B i 1996. Haltenpipe blir ferdigstilt i år mens Zeepipe fase 2B skal være ferdig neste år.

Førstegangsanslag for 1997

Rørinvesteringene i 1997 anslås i tellingen utført i 2. kvartal i år nå til 4,5 milliarder kroner. Dette er 1,7 milliarder kroner høyere enn førstegangsanslaget for 1996. Gjennom de fire neste tellingene har imidlertid investeringsanslaget for rør for 1996 blitt oppjustert med 4,5 milliarder kroner i forhold til førstegangsanslaget. Dette skyldes at rørtransportsystemet Norfra ble vedtatt utbygd i slutten av første halvår 1995. Stortingsvedtaket om utbygging av rørledningen fra Åsgardfeltet til Kårstø kan bidra til en økning også for rørinvesteringsanslaget for 1997 i senere tellingene. Samlede investeringer for dette prosjektet er anslått til 6,9 milliarder 1995-kroner i Stortingsproposisjon nr. 50. Dersom planene for utbygging av Europipe II blir vedtatt senere i år vil dette kunne bidra ytterligere til oppjustering av rørinvesteringsanslaget for 1997.

3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

Den månedlige produksjonsstatistikken fra SSB viser at produksjonen av råolje og naturgass var 64,5 mtoe i perioden januar til april i år. Økningen fra samme tidsrom året før var på 16,4 prosent.

3.1 Råolje

Samlet råoljeproduksjon, inkludert kondensat og NGL, var på 51,9 mtoe de første fire månedene i år. Dette er en økning på 16,7 prosent i forhold til samme periode i 1995. Regnet i fat utgjør gjennomsnittlig oljeproduksjon i første tertial 3,21 millioner fat pr. dag.

I forhold til samme periode i 1995, er det oppstarten av de nye feltene Troll Vest og Heidrun høsten 1995 som har bidratt til produksjonsøkningen. Disse feltene produserte henholdsvis 3,4 og 3,3 mtoe i årets fire første måneder. Uten disse nye feltene ville produksjonen vært tilnærmet uendret fra i fjor, dette til tross for en produksjonøkning på nærmere 40,0 prosent på Draugen i forhold til de fire første månedene i fjor. Årsaken til dette ligger i et lavere eller uendret produksjonsnivå fra de fire store oljefeltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks. Spesielt har Statfjord bidratt negativt, med en produksjonsnedgang på 13,9 prosent. Dette bekrefter at de små feltene etterhvert vil utgjøre en større andel av produksjonen på bekostning av de fire store. Det forventes at Statfjord i 1999 vil produsere 40,0 prosent av nivået i 1995.

De fire største andel (Oseberg, Gullfaks, Statfjord og Ekofisk) utgjorde de fire første månedene i år 54,1 prosent av den samlede produksjonen, mot 66,7 prosent samme periode i fjor. Oseberg er det mestproduserende feltet hittil i år, like foran Gullfaks. Disse feltene bidro hver for seg til ca. 15,0 - 16,0 prosent av den samlede produksjonen i årets fire første måneder,

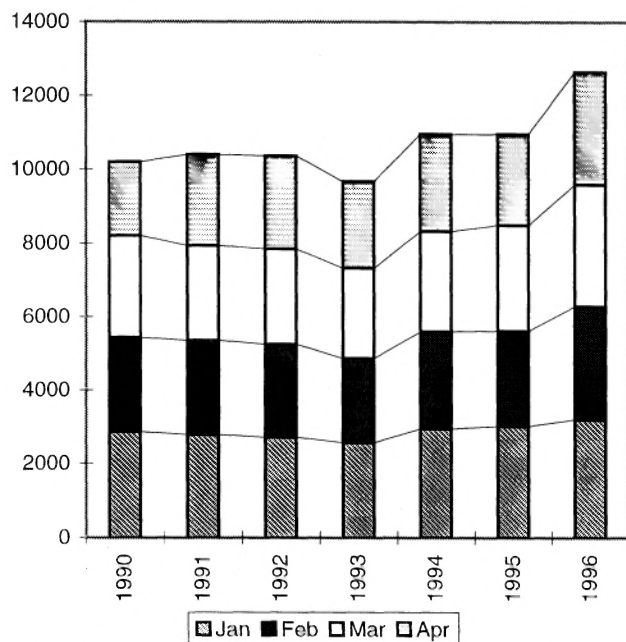
med en gjennomsnittlig produksjon pr. dag på ca. 510 tusen fat hver. Til sammenlikning produserer de to nye feltene Troll Vest og Heidrun allerede ca. 210 tusen fat pr. dag, nær sitt planlagte platånivå på ca. 220 tusen fat pr. dag. Med platånivå menes den optimale produksjonen ved et olje- eller gassfelt. I løpet av slutten av april ble kapasiteten ved Heidrun-feltet ytterligere forbedret, slik at man har oppjustert platånivået til 250 tusen fat pr. dag.

Ifølge produksjonsprognosene i Revidert nasjonalbudsjett for 1996, vil produksjonen av olje vokse ytterligere frem mot år 2000. I forhold til det opprinnelige nasjonalbudsjettet, som forventet et jevnt produksjonsnivå de neste årene, er dette i tråd med oppfatningen til det internasjonale energibyrået (IEA). IEA predikerer at den norske produksjonen vil stige fra 3,2 millioner fat pr. dag i inneværende år til 3,7 millioner fat pr. dag i 1999.

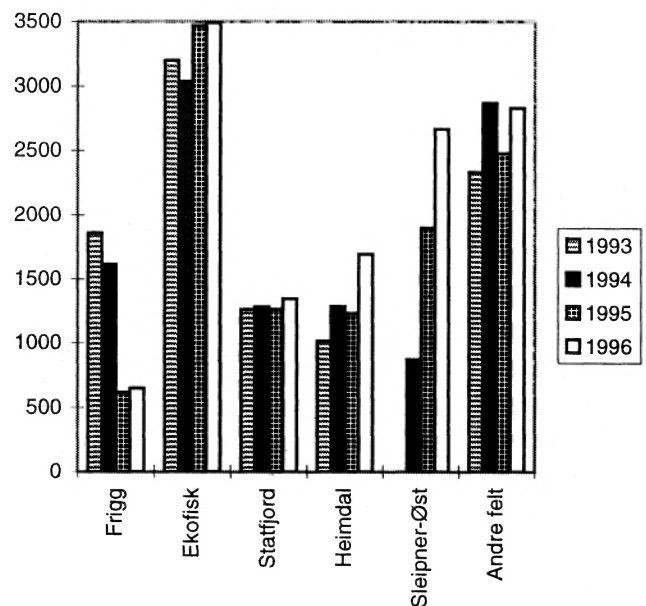
3.2 Naturgass

SSBs månedlige produksjonsstatistikk viser at den samlede produksjonen av naturgass i årets fire første måneder var på 12,6 milliarder Sm^3 . Sammenlignet med samme tidsrom i fjor er dette en økning på 15,4 prosent. Sleipner Øst sto for mer enn halvparten av denne økningen. Produksjonen fra dette feltet økte med 40,5 prosent sammenlignet med de første fire månedene i fjor. En annen vesentlig bidragsyter til produksjonsøkningen var Heimdal, der produksjonen økte med 37,3 prosent. De nye feltene Statfjord Øst, Statfjord Nord, Frøy og Troll Vest bidro også til produksjonsøkningen. Den største gassprodusenten på den norske sokkelen er fortsatt Ekofisk, med en samlet produksjon i årets fire første måneder på 3,5 milliarder Sm^3 . Sleipner Øst er

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar-april. 1000 Sm^3 . 1990-1996



Figur 11. Samlet produksjon av naturgass etter felt. Januar-april. 1000 tonn Sm^3 . 1993-1996



det nest største feltet med en produksjon i perioden på 2,7 milliarder Sm^3 .

Produksjonen ved Frigg-feltet økte marginalt sammenlignet med tilsvarende periode i fjor, men ligger fortsatt lavt i forhold til produksjonen frem til 1994. Det er ventet at gassproduksjonen ved hovedfeltet på Frigg opphører innen 1998.

Mens produksjonen av naturgass ved Frigg-feltet nærmer seg slutten, er situasjonen den motsatte for gassproduksjonen som helhet. Tall fra Revidert nasjonalbudsjett viser at produksjonen av naturgass vil vokse sterkt fra 1996/97, for så og nå en topp rundt år 2005. Hovedårsaken ligger i oppstarten av de nye store prosjektene Troll Øst og Sleipner Vest. Troll Øst ble offisielt åpnet den 19. juni, og leveransene fra feltet er antatt å komme i gang i begynnelsen av oktober i år. Sleipner Vest skal etter planen begynne produksjonen i løpet av neste år. Ifølge anslag i Nasjonalbudsjettet vil den norske produksjonen av naturgass mer enn doble seg i tiden frem mot 2005, da produksjonsnivået antas å ligge på 60,0 - 70,0 milliarder Sm^3 . Av dette er 5,0 milliarder Sm^3 solgt under de eksisterende feltuttømmingskontrakter. Etter årtusenskiftet vil det bli behov for 11,0 milliarder Sm^3 mer gass enn det som produseres fra eksisterende felt og felt som er vedtatt utbygd. På bakgrunn av dette foreslo flertallet i Forsyningsutvalget for gass å gå inn for utbygging av Åsgardfeltet på Haltenbanken, med leveranser på 11,0 milliarder Sm^3 pr. år på platånivå. Mindretallet i utvalget gikk inn for en kombinert løsning, der utbygging av nye gassprovinser i Oseberg- og Åsgardområdene samlet skal stå for de økte gassleveransene. Nærings- og energidepartementet går inn for en delt løsning, der

Åsgard og Oseberg skal levere henholdsvis 11,0 og 2,0 milliarder Sm³ pr. år på platånivå.

Den økte etterspørselen etter norsk gass i det europeiske markedet skyldes blant annet at forbrenning av naturgass medfører betydelig mindre miljøproblemer enn forbrenning av olje og kull. Samtidig blir norske gassleveranser betraktet som en sikker og stabil energikilde. To av de andre store leverandørene til det europeiske markedet, Algerie og Russland, blir betraktet som mindre sikre leverandører på grunn av tildels ustabile innenrikspolitiske forhold.

Den norske tilgangen til de europeiske markedene er avhengig av et godt utbygd rørsystem. I så måte er beslutningen fra 1995 om å bygge Norfra-ledningen en viktig faktor for å styrke de norske interessene i det vest-europeiske gassmarkedet. I tillegg til økt salg til de tradisjonelt største avtagerne av norsk naturgass, Tyskland og Frankrike, pågår det for tiden forhandlinger med interessenter i Spania, Italia og Tsjekia. Det er blitt antydnet at en avtale med tsjekkiske Transgass vil foreligge i løpet av høsten. Norsk gass vil da etterhvert kunne stå for mellom 15,0 og 20,0 prosent av det tsjekkiske forbruket. Gassforhandlingsutvalget (GFU) har det siste året forhandlet med italienske kjøpere om leveranser av 6,0 milliarder Sm³ naturgass årlig i 20 år. Både Tsjekia og Italia vil være nye avtakere av norsk naturgass dersom salgavtaler inngås. I 1995 ble 5,4 prosent av den norske naturgassen eksportert til Spania.

4. Markedet

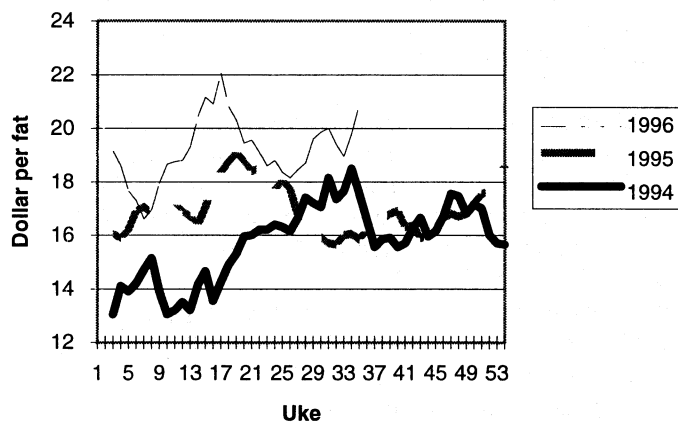
Prisutviklingen på Brent Blend

Spotprisen for referansekvantiteten Brent Blend var i gjennomsnitt 19,20 dollar pr. fat i årets fire første måneder. Dette er 1,90 dollar mer pr. fat enn samme periode i fjor. Gjennomsnittsprisen for perioden januar-april 1996 tilsvarer 125,00 kroner per fat (dollarkurs 6,51). Den stigende trenden for spotprisen siden slutten av januar i år, da prisen lå på 16,60 dollar pr. fat, ble brutt andre uken i april. Prisen på Brent Blend for øyeblikkelig levering nådde da sitt høyeste nivå på nærmere fire år med 22,05 dollar pr. fat. Med en dollarkurs på 6,51 blir dette omkring 143,50 kroner fatet. Etter denne toppen har prisene falt, og kom i slutten av april igjen under 20,00 dollar per fat.

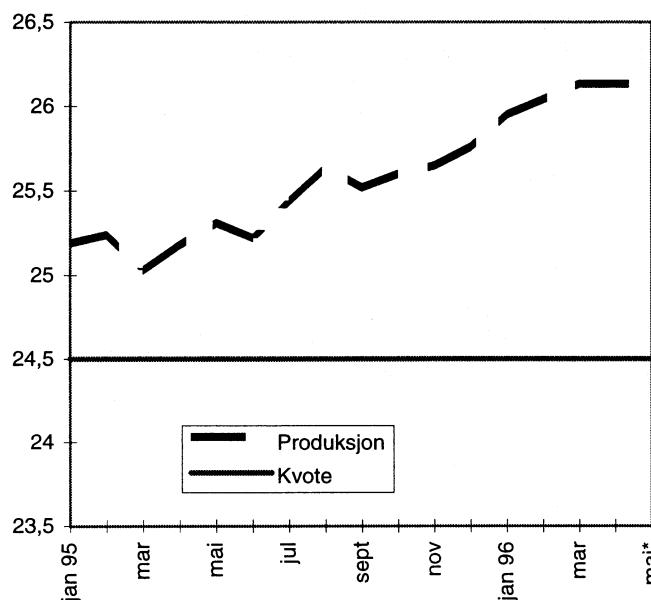
Den høye oljeprisen hittil i år har bidratt til at man i Revidert nasjonalbudsjett har valgt å oppjustere oljeprisforutsetningene for 1996 med 10,00 kroner pr. fat, til 115,00 1996-kroner pr. fat.

De høye oljeprisene frem til midten av april i år, skyldes hovedsaklig stor etterspørsel etter blant annet fyringsolje som følge av den uvanlig lange og kalde vinteren på den nordlige halvkule. Dette har også

Figur 12. Prisutviklingen på Brent Blend. Dollar pr. fat. 1994-1996



Figur 13. Produksjon av råolje i OPEC i forhold til kvoten. Millioner fat pr. dag. 1995 og 1996



bidratt til lavere lagerbeholdninger. En eventuell lageroppbygging vil kunne bidra til å holde prisene oppe også i årets andre kvartal.

Den viktigste faktoren bak det prisfallet vi opplevde fra midten av april, var usikkerhet omkring hvorvidt FN ville komme til enighet med Irak om å gjenoppta et visst nivå på oljeproduksjonen for å finansiere humanitær hjelp i landet. Alle aktørene i markedet virket enige om at en slik avtale ville føre til et prisfall. Da avtalen om salg av olje til en verdi av 2,0 milliarder dollar over seks måneder var et faktum i midten av mai, beveget prisene seg etterhvert ned mot 18,50 dollar fatet.

En annen faktor som bidro til å redusere prisen på Brent Blend en periode fra slutten av april, var den amerikanske beslutningen om å selge ut 12,0 millioner fat av sine strategiske reserver fra og med 20 mai i et antall av 600 tusen fat pr. dag.

OPEC-møtet i begynnelsen av juni drøftet hvordan den økte produksjonen fra Irak skulle håndteres av de øvrige medlemslandene. Målet var å begrense de øvrige medlemmenes produksjon for å gi plass til den økte irakiske produksjonen (800 tusen - 1 million fat pr. dag) uten at dette skal gå utover prisene. Dette viste seg som ventet vanskelig å få til. Resultatet ble at OPEC ble enige om å heve taket på sin oljeproduksjon med en halv million fat pr. dag til vel 25,0 millioner fat pr. dag. Dette lot seg gjøre ved at Gabon (300 tusen fat pr. dag) trakk seg ut av organisasjonen på møtet i juni. Både Venezuela, Nigeria og Saudi-Arabia produserer imidlertid mer enn sitt tilmålte kvantum på grunn av store økonomiske problemer i form av underskudd på de offentlige budsjettene. Samlet er disse landenes overproduksjon på ca. 1,0 million fat pr. dag. Samtidig bygger Venezuela og andre OPEC-medlemmer ut sin produksjonskapasitet i raskt tempo. Den irakiske oljen ventes å komme inn på markedet i august, da reparasjonsarbeidene på en tyrkisk oljerørledning er fullført. OPEC frykter at det økte tilbudet fra land både innen og utenfor OPEC vil kunne påvirke prisen i negativ retning videre i 1996 så lenge ikke etterspørselen øker i et tilsvarende tempo.

Produksjonen

Ifølge det Internasjonale energibyrået (IEA) var verdens samlede produksjon av råolje i april 71,6 millioner fat pr. dag, det samme som i mars. I mai økte produksjonen til 71,8 millioner fat pr. dag. Samlet produksjon i årets første kvartal var også 71,6 mill. fat pr. dag. Dette er en økning 1,9 millioner fat fra samme periode i 1995.

Veksten har som nevnt vært sterk i enkelte OPEC-land, men også Norge har bidratt sterkt til den samlede produksjonsøkningen. Vi er sammen med Venezuela landet med den sterkeste produksjonsveksten fra første kvartal i fjor til første kvartal i år. Veksten for begge land var på 410 tusen fat pr. dag. Samlet hadde OPEC ifølge IEA en overproduksjon i forhold til sine egne kvoter på hele 2,1 millioner fat pr. dag i årets første kvartal.

For Norges del er det oppstartingen av de nye feltene Heidrun og Troll Vest i 1995 som har bidratt mest til den økte produksjonen.

Etterspørselen etter olje

Etterspørselen etter olje er definert som leveranser fra raffineriene pluss lagerendring av produkter ved raffineriene. Etterspørselen første kvartal i år var på 72,7 millioner fat pr. dag. Dette er en økning på 1,8 millioner

fat pr. dag fra samme periode i 1995. Etterspørselsøkningen skyldes for en stor del en kald vinter på den nord-lige halvkule. I USA alene økte etterspørselen med 800 tusen fat pr. dag. En markert økning i etterspørselen fant sted også i Asia (700 tusen fat pr. dag), men her er den viktigste årsaken til økt etterspørsel økonomisk vekst. Veksten i energietterspørselen ventes å fortsette i dette området i årene som kommer. Spesielt Kina antas å øke sitt forbruk av oljeprodukter markert i de nærmeste årene. Det er også ting som tyder på at den fallende trenden i forbruket i Russland er i ferd med å snu, slik at vi kan oppleve en økt etterspørsel også fra dette markedet i årene som kommer.

IEA forventer en redusert etterspørsel etter olje i 2. kvartal i år i forhold til første kvartal (til 69,8 millioner fat pr. dag). For 1996 som helhet er det ventet en økning fra 1995 på 1,7 mill fat pr. dag, til 71,6 millioner fat pr. dag. Asia og Latin-Amerika forventes å stå for halvparten av denne veksten.

Level of investment in the oil sector in 1997 the same as in 1996

The overall estimate for investment costs in the oil sector next year is NOK 33.1 billion, according to the survey made in the 2nd quarter this year. The initial estimate for 1997 is thus only NOK 0.1 billion higher than the corresponding estimate for 1996.

However, the differences in the initial estimates for 1996 and 1997 vary much more widely if the investment activities are considered separately. The estimates for investments in fields on stream and in the pipeline transport sector in 1997 registered in the 2nd quarter this year were NOK 7.9 billion and NOK 4.5 billion, respectively. These figures are NOK 2.2 and 1.7 billion respectively higher than the corresponding figures for 1996.

In the course of the four subsequent surveys, however, the estimates for investments in the pipeline transport sector in 1996 have been increased by NOK 4.5 billion from the initial estimate. This is a result of the decision to construct the pipeline Norfra, taken about half-way through 1996. If the plans for the construction of Europipe II and the pipeline from the Åsgard field to either Kollsnes or Kårstø are approved by the Storting later this year, the estimate for investments in the pipeline transport sector in 1997 will also rise in later surveys.

Exploration

The estimate for investments in exploration activities for next year is NOK 5.7 billion. This is NOK 0.2 billion lower than the estimate for 1996 registered in the 2nd quarter last year. However, the initial estimate for investments in exploration activities must be regarded as very uncertain, since a number of the operating companies have not yet completed the budget proposals which are to be submitted to the other companies holding exploration rights for 1997.

Field development

The estimate for investments in field development in 1997 registered in the 2nd quarter this year was NOK 14.0 billion. This is NOK 3.1 billion lower than the corresponding figure for 1996. The development of the Varg field was approved by the King in Council on 3 May this year, and the project will therefore lead to an increase in the 1997 estimate for investments in field development in the survey in the 3rd quarter this year. If the Storting approves the plan submitted for the development of the Åsgard field by July this year, this will result in a further substantial increase in the estimate for investments in field development in 1997 in the next survey.

The current estimate for investments in onshore activities in 1997 is NOK 0.9 billion. This is the lowest initial estimate for onshore activities since 1991, and is NOK 0.6 billion lower than the corresponding figure for 1996. The reason for the low estimate is that construction of the Troll terminal is nearing completion.

Investments in the oil sector in 1996

In the survey in the 2nd quarter this year, the overall estimate for investment costs in the oil sector in 1996 was NOK 47.9 billion. This is NOK 0.5 billion lower than the estimate for 1995 registered in the 2nd quarter last year. However, the final figure for investments in the oil sector in 1995 changed very little from the figure registered in the 2nd quarter last year. This may indicate that investments in 1996 will be higher than in 1995, since a decision to develop the Åsgard field and construct new pipelines would lead to an increase in the 1996 estimate in the last three surveys for 1996. The Varg field, whose development has now been approved, will be included in the survey for the 3rd quarter this year.

The estimate for investments in exploration activities for 1996 is now NOK 5.9 billion. This is NOK 0.4 billion higher than the corresponding estimate for 1995. The estimates for investments in exploration activities in 1996 have been higher than the corresponding figures for 1995 in all of the last four surveys. This suggests that the final figure for investments in exploration activities in 1996 will be higher than the 1995 figure. In 1995, investments in exploration activities totalled NOK 4.6 billion, which was the lowest figure for this sector on the Norwegian continental shelf since 1988, when it was NOK 4.2 billion.

Investments in field development in 1996 are now estimated at NOK 25.0 billion, which is NOK 0.3 billion lower than the corresponding figure for 1995. However, if the development of fields other than Varg is approved, the 1996 estimate for investments in field development may rise more during the last few surveys than was the case for the 1995 figure. The estimate for investments in fields on stream for 1996 is now NOK 7.6 billion, which is NOK 0.3 billion higher than the corresponding figure for 1995.

The estimate for investment in onshore activities in 1996 registered in the 2nd quarter this year is NOK 2.0 billion, NOK 2.2 billion lower than the corresponding figure for 1995. The drop is explained by the fact that the Troll terminal will be completed in 1996-1997. The latest estimate for investments in pipeline transport sector in 1996 is NOK 7.3 billion, or NOK 1.3 billion higher than the corresponding figure for 1995. The increase is largely a result of the construction of the pipeline Norfra.

Tabell 1. Felt i produksjon. 30. juni 1996 *Fields on stream. 30 June 1996*

	Ekofisk ¹⁾	Frigg ²⁾	Statfjord ³⁾	Murchison ⁴⁾	Valhall	Odin
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1984
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1974
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	Elf	Statoil	Oryx UK	Amoco	Esso
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	69	103
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	505,1	-	498	12,7	94	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	24,6	0,4	15,5	0,4	4,8	-
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	283,9	112	53	0,4	25,3	26,9
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	207,4	-	128,5	1,4	57,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,1	-	8,2	-	3,3	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	136,2	1200	28,3	-	18,2	1
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	312	28	135	..	62	11
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	143	8	75	..	29	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	2
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 flytende plattform 1 steel, 1 floating platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden	Gass i rør til St. Fergus Gas pipeline to St. Fergus	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Kårstø Loading buoys for oil. Gas pipeline to Kårstø	Olje i rør via Brent to Sullom Voe Oil pipeline via Brent to Sullom Voe	Olje og gass i rør til Ekofisk Oil and gas pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	-	-	-	-	-
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	ca 79,0	ca 24 ⁸⁾	ca 72,5 ⁸⁾	ca 3,7	ca 20,0	ca 4,4

1) Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonstart i parentes *Ekofisk includes the following fields, start of production given in brackets: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992).*

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

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

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

5) Pr. 31. desember 1995. *As of 31 December 1995.*

6) Pr. 30. juni 1996. *As of 30 June 1996.*

7) Investeringer pr. 31. desember 1995. *As of 31 December 1995.*

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet

Source: The Ministry of Industry and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 30. juni 1996 *Fields on stream. 30 June 1996*

	Heimdal	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten G.	Oseberg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1986	1986	1987	1988	1988	1988
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1972	1976	1978	1971	1977	1979
Operatør <i>Operator</i>	Elf	BP	Statoil	Elf	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	116	72	142-217	100	70	110
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	6,8	69,1	308,7	-	3,8	325
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	2,6	2,5	-	0,6	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	40,6	3,6	21,9	9,3	9,5	90,9
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	2	17,3	134,3	-	0,4	159,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,5	1,2	-	0,1	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	7,6	0,2	10,1	0,8	1,6	90,9
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled⁶⁾</i>	12	26	135	5	7	98
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	9	74	0	6	38
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	3	3	-	-	3
Type <i>Type</i>	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	Havbunns- installasjoner Subsea installation	Havbunns- installasjoner Subsea installation	2 stål, 1 betong- plattform 2 steel, 1 concrete platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Ekofisk Gas pipeline to Ekofisk	Olje i rør til Ekofisk Oil pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg	Gass og kon- densat i rør til Ekofisk via Edda. Gas and cond- ensate in pipe- line to Ekofisk	Olje i rør til Sture Oil pipeline to Sture
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	20	-	73	1,46	42,38	50,8
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK⁷⁾</i>	ca 13,3 ⁸⁾	ca 13,6	69,4	ca 2,8 ⁸⁾	3,2	46

Tabell 1 (forts.) Felt i produksjon. 30. juni 1996 *Fields on stream. 30 June 1996*

	Veslefrikk	Gyda inkl. Gyda Sør	Hod	Snorre	Sleipner Øst
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1989	1991	1990	1992	1993
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1980		1988	1981
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	BP	Amoco	Saga	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	175	65	70	300-350	82
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	54,4	32,1	9,3	189,2	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1	1,9	0,3	5,5	26
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	2,7	4,8	2,3	10,1	41
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	31,3	12,9	4,3	159,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	0,9	0,2	4,5	19,1
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	1,9	2,3	1,3	8,8	31
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	27	34	13	32	18
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	13	12	6	17	13
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	2	1		1	1
Type <i>Type</i>	Flytende plattform med bunnfast brønnhode-plattform i stål Floating platform with steel jacket	Stålplattform Steel platform	Ubemannet plattform Unmanned platform	Strekkestags-plattform i stål Tension Leg Platform (TLP)	Betong-plattform Concrete platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Oseberg til Sture. Gas via Statpipe Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside Gass, Emden via Ekofisk senter Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.	Olje, gass i rør til Valhall Oil, gas in pipeline to Valhall	Olje, gass i rør til Statfjord. Oil, gas in pipeline to Statfjord	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø Gass i rør til Emden via Ekofisk og til Zeebrugge Condensate pipeline to Teesside via Kårstø Gas pipeline to Emden via Ekofisk and to Zeebrugge.
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	37	30	-	31,4	29,6
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	ca 9,7	ca 10,5	1,1	22	ca 23,5 ⁸⁾

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 30. april 1996 *Fields on stream. 30 April 1996*

	Draugen	Brage	Tordis	Lille Frigg	Heidrun	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1993	1994	1993	1995	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1984	1980	1987	1975	1985	1976
Operatør <i>Operator</i>	Shell	Hydro	Saga	Elf	Conoco	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	270	137	140 - 230	120	ca.350	180
Opprinnelige salgare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	94,5	46,2	29,6	1,7	133	24,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,8	0,7	-	-	-
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	5,4	2	2	4,2	49	3
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	83,5	33,6	23,7	0,9	133	20,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,6	0,5	-	-	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	4,7	1,5	1,6	3	49	2,8
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	15	25	9	4	18	10
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	13	4	1		4
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1		1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Bunnfast betonginnretning med integrert dekk Concrete subsea system with integrated deck	Bunnfast plattform i stål Steel-Platform	ndervanns-utbygging Subsea production	Undervanns-utbygging Subsea Production	Flytende betongplattform Tension Leg platform	Undervanns-utbygging Subsea Production
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøyelasting av olje Loading buoys for oil	Olje i rør via Oseberg til Sture Oil in Pipeline via Oseberg to Sture	Rørledning til Gullfaks C Pipeline to Gullfaks C	Rørledning til Frigg Pipeline to Frigg	Bøyelasting av olje Loading buoys for oil	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	57,88	8,3	51	-	65	40,5
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	14,7 ⁸⁾	9,6	ca. 3,8 ⁸⁾	3,8	28	3,7 ⁸⁾

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 30. juni 1996 *Fields on stream. 30 June 1996*

	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Yme	Troll øst
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Elf	Hydro	Statoil	Shell
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	290	120	300 - 340	ca. 90	300-400
Oprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	27,6	15,8	144	10,4	..
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>		0,2	-		30
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	1,9	3,2	76,4		1286
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	25,1	14,9	144	10,4	..
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>		0,2			30
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	1,8	3	76,4		1286
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	7	12	25	5	25
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	5	-			14
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Undervanns- utbygging Subsea Production	Ubemannet plattform Unmanned platform	Flytende betong- plattform Floating concrete- platform	Oppjekkbar Plattform Converted jackup	Betong plattform Concrete platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C	Gassrørledning til Frigg Oljerørledning til Oseberg Gas piped to Frigg. Oil to Oseberg	Gassrørledning til Sleipner Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad Gas piped to Sleipner Oil piped to Mongstad	Lasting til tankskip Loading to tankers	Gass/kondensat i rør til Kollsnes/Sture Gass til Zee- brugge via Zeepipe. Gas/condensat piped to Kollsnes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	30	41,616	62,7	30	62,7
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	4,1 ⁸⁾	5,9	19 ⁸⁾	0,8	35 ⁸⁾

Tabell 2. Felt under utbygging. 30. juni 1996 *Fields under development. 30 June 1996*

	Sleipner Vest	Vigdis	Norne	Njord	Balder
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1997	1997	1997	1997	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1974	1986	1991	1986	1967
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Saga	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	290-300	360-380	330	375
Salgbare reserver ¹⁾ <i>Recoverable reserves¹⁾</i>					
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	-	33,9	72,4	37,5	39,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	33,7				
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	127	2,4	15,6	6-8	-
Borede produksjonsbrønner ²⁾ <i>Production wells drilled²⁾</i>	0				
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	-	4,3	7,8	3,4	4,4
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	6,5	2,4	-	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	2	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behandlings- plattform Steel wellhead- platform, unmanned processing- platform	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre Subsea- connection to Snorre	Produksjons- skip Production ship	Flytende stålplattform Floating steel platform	Produksjons- skip Production ship
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Emden og Zeebrügge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø Gas piped to Emden and Zeebrügge Condensate via Sleipner East to Kårstø	Olje i rør til Gullfask A Oil piped to Gullfaks A	Lasting til tankskip Loading to tankers	Lasting til tankskip Loading to tankers	Lasting til tankskip Loading to tankers
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	32,37	51	55	30	0
Antatte investeringer Mrd. kroner ³⁾ <i>Estimated investments. Mrd. NOK³⁾</i>	19,2	5,1	8	6	4,7

1) Pr. 31. desember 1995

1) As of 31 December 1995

2) Pr. 31. mars 1996

2) As of 31 Mars 1996

3) Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1995-kroner.

3) Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1995 NOK.

4) Inkluderer Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig

4) Includes Gullfaks South, Rimfaks and Gullveig

Kilde: Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet

Source: The Ministry of Industry and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 2 (forts). Felt under utbygging. 30. juni 1996 *Fields under development.*
30 June 1996

	Visund	Gullfaks-sat. ⁴⁾	Varg	Åsgard
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1998	1998	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1986	1978	1984	1981
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Saga	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	135	84	240-300
Salgbare reserver ¹⁾ <i>Recoverable reserves¹⁾</i>				
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	48,4	39	5,3	123
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>		9,3		
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	56,4	60,5	10,7	232
Borede produksjonsbrønner ²⁾ <i>Production wells drilled²⁾</i>				
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	4,9	6,1	2,7	10,9
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	6,6	-	-	12
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	1	2	2
Type <i>Type</i>	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. Semi-sub installation for oil fase.	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A Subsea connection to Gullfaks A	Produksjons- skip og brønn- hodeplattform. Production ship and well- head platform.	Prod.skip for oljefasen, Semi for gassfasen Prod. ship, oil fase. Semi, gas fase.
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers	Olje i rør til Gullfaks A. Oil in pipeline to Gullfaks A.	Lasting til tankskip. Loading to tankers.	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. Gas in pipeline to Kårstø and therafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	49,6	73	30	46,95
Antatte investeringer Mrd. kroner ³⁾ <i>Estimated investments. Mrd. NOK³⁾</i>	7,3	6,5	3,2	36

Tabell 3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1995
Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1995

	Ekofisk ¹⁾	Frigg ²⁾	Statfjord ²⁾	Murchison	Valhall	Odin	Statfjord Ø	Statfjord Nord
Statoil	1,00	20,00	42,73	11,10	-	-	52,70	50,00
Norsk Hydro	6,70	32,87	-	-	-	-	4,20	-
Elf Petroleum	7,59	26,42	-	-	15,72	-	2,80	-
Saga Petroleum as	0,30	-	1,60	0,42	-	-	4,44	1,88
Total Norge	3,55	20,71	-	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	9,44	2,45	-	-	5,52	11,04
Esso Norge as	-	-	8,55	2,22	-	100,00	10,25	10,00
Mobil	-	-	12,82	3,33	-	-	7,50	15,00
Amerada Hess	-	-	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	-	-	0,89	0,23	28,09	-	0,52	1,04
Norsk Agip as	13,04	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	30,00	-	-	-	-	-	-	-
Elfrefx	0,86	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	36,96	-	-	-	-	-	-	-
Conoco (U.K.) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum as	-	-	-	-	-	-	4,80	-
Deminex as	-	-	-	-	-	-	1,40	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	-	-	-	0,35	-
Britoil Plc.	-	-	4,84	-	-	-	-	-

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 Amocogruppen (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.

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 consist of Amoco 28,33, Amerad 28,33, Enterprise Oil 28,33 and Norwegian Oil 15 per cent).

2) Norwegian share, 60,82 of Frigg and 85,24% of Statfjord.

Kilde: Nærings- og energidepartementet

Source: The Ministry of Industry and Energy.

Tabell 3 Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1995
(forts) *Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1995*

	Heimdal	Ula	Gullfaks	Øst- Frigg ¹⁾	Tomme- liten	Oseberg	Sleipner- Øst	Heidrun	Visund
Statoil	40	12,5	85	10,43	70,64	64,78	49,6	76,87	65
Norsk Hydro	6,23	-	9	32,11	-	13,68	10	-	12,6
Elf Petroleum	21,51	-	-	37,23	-	5,77	9	-	9,1
Saga Petroleum as	3,47	-	6	-	-	8,55	-	-	4,2
Total Norge as	4,82	-	-	20,23	-	2,88	1	-	-
Norske Conoco as	-	10	-	-	-	-	-	18,13	9,1
Esso Norge as	-	-	-	-	-	-	30,4	-	-
Mobil	-	-	-	-	-	4,33	-	-	-
Norske Agip as	-	-	-	-	9,13	-	-	-	-
British Petroleum	-	57,5	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	-	-	-	-	20,23	-	-	-	-
Pelican & Co	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	15	-	-	-	-	-	-	-
Marathon Petroleum Norge as	23,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company	0,17	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	5	-

1) Gjelder blokk 25/1 og 25/2 i utvinningstillatelse 024. Rettighetshavere for utvinningstillatelse 112 blokk 25/2 er Elf Aquitane 21,8, Norsk Hydro 17,3, Total Marine 10,9 og Statoil 50,0.

1) Covers the blocks 25/1 and 25/2 in licence no 024. For parts of 25/2 the licensees are Elf Aquitane 21,8, Norsk Hydro 17,3, Total Marine 10,9 and Statoil 50,0.

Tabell 3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1995
(forts) *Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1995*

	Troll Øst	Vesle- frikk	Gyda	Snorre	Draugen	Hod	Mime	Brage	Balder
Statoil	74,58	55	50	41,4	73	-	51	47	-
Norsk Hydro	7,69	9	-	8,27	-	-	24,5	22,4	-
Elf Petroleum	2,35	-	-	5,51	-	25	-	0,7	-
Saga Petroleum as	4,08	-	-	11,75	-	-	9,8	0,5	-
Total Norge as	1,35	18	-	-	-	-	-	0,3	-
Norske Conoco as	1,66	-	9,375	-	-	-	-	-	-
Esso Norge as	-	-	-	10,33	-	-	-	16,3	100
Mobil	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-
Amerada Hess	-	-	-	1,46	-	25	-	-	-
Amoco Norway as	-	-	-	-	-	25	14,7	-	-
Norske Shell	8,29	-	-	-	16,2	-	-	-	-
Enterprise Oil	-	-	-	1,46	-	25	-	-	-
Agip	-	-	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	-	-	26,625	-	10,8	-	-	-	-
AS Pelican	-	-	4	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	4,5	-	-	-	-	-	-	-
Deminex	-	11,25	-	10,03	-	-	-	-	-
Norwegian Oil Consortium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moeco Ltd	-	-	5	-	-	-	-	-	-
AEDC Ltd	-	-	5	-	-	-	-	-	-
Idemitsu	-	-	-	9,6	-	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	12,3	-
Norske Deminex A/S	-	2,25	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1995
(forts) *Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1995*

	Tordis	Lille- Frigg	Troll Vest	Frøy	Yme	Sleipner Vest	Vigdis	Njord	Norne
Statoil	55,4	5	74,576	53,96	65	49,5	55,4	50	70
Norsk Hydro	8,4	32,87	7,688	6,05	-	8,85	8,4	30	9
Elf Petroleum	5,6	41,42	2,353	24,76	-	-	5,6	-	-
Saga Petroleum as	7,7	-	4,08	-	15	8,47	7	-	9
Total Norge as	-	20,71	1	15,23	-	0,94	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	2,015	-	-	-	-	-	-
Esso Norge as	10,5	-	-	-	-	32,24	10,5	-	-
Enterprise Oil	-	-	8,288	-	-	-	-	-	6
Norsk Agip as	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Mobil	-	-	-	-	-	-	-	20	-
Norminol	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deminex	2,8	-	-	-	10	-	2,8	-	-
Phillips Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	0,7	-	-	-	-	-	0,7	-	-
Petrosaga as	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu	9,6	-	-	-	-	-	9,6	-	-

Tabell 4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1991 - 1997. Mill kr *Accrued and estimated investment costs. Crude Oil and natural gas production and pipeline transport. 1991 - 1997. Million kroner*

	1991	1992	1993	1994	1995	Anslaa ¹⁾	Anslaa ¹⁾
						<i>Estimates</i> ¹⁾	<i>Estimates</i> ¹⁾
						1996	1997
I alt Total	43 065	49 512	57 579	54 653	48 583	47 892	33 052
Utvinning av råolje og naturgass i alt							
Total oil and natural gas production	37 693	44 785	50 886	46 042	42 496	40 568	28 566
Leting Exploration	8 141	7 680	5 433	5 011	4 647	5 940	5 705
Feltutbygging Field development	22 262	28 863	35 209	28 584	26 961	25 005	14 011
Varer Commodities	12 091	14 654	18 434	15 822	12 726	13 933	7 645
Tjenester Services	9 004	12 082	13 769	10 141	11 919	7 561	3 932
Produksjonsboring Production drilling	1 167	2 127	3 006	2 721	2 316	3 511	2 434
Felt i drift Fields on stream	5 232	5 075	6 306	6 753	6 949	7 617	7 922
Varer Commodities	716	661	600	655	651	780	594
Tjenester Services	1 113	717	547	525	971	976	1 116
Produksjonsboring Production drilling	3 403	3 698	5 159	5 573	5 327	5 861	6 212
Landvirksomhet 2) Onshore activities 2)	2 058	3 167	3 937	5 694	3 940	2 007	928
Rørtransport Pipeline transport	5 372	4 727	6 693	8 611	6 086	7 324	4 486

1) Registrert 2. kvartal 1996. 1) Registered 2nd quarter 1996.

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

Tabell 5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981 - 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981 - 1996. Million kroner*

	I alt <i>Total</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>
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	...	1275			

Tabell 6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 2. kvartal 1994 - 1. kvartal 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 2 1994 - Q 1 1996. Million kroner*

	1994			1995				1996
	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	1 277	1 015	1 047	1 209	988	1 226	1 224	1 275
UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING	482	211	362	384	458	614	672	545
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	186	107	134	107	119	288	229	218
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	142	75	94	84	106	230	210	196
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	44	31	41	23	13	58	18	22
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	55	47	32	27	47	78	54	52
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	16	15	7	8	14	16	18	11
Båter <i>Vessels</i>	39	32	25	19	33	62	36	42
Varer <i>Commodities</i>	59	93	52	77	73	93	124	93
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	30	39	22	36	31	35	27	48
Sement <i>Cement</i>	4	7	3	11	8	9	7	8
Boreslam <i>Drilling mud</i>	14	25	18	15	18	22	39	17
Drivstoff <i>Fuel</i>	3	6	5	8	8	12	8	8
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	8	15	4	6	4	13	40	5
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	1			2	4	2	4	6
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	182	- 36	143	173	218	155	266	182
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	15	10	14	8	13	19	12	3
Sementtjenester <i>Cement services</i>	3	2	2	2	5	5	5	4
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	22	8	11	20		11	23	- 1
Logging <i>Logging</i>	23	19	20	18	20	39	25	35
Testing <i>Testing</i>	13	8	17	1	6	28	64	55
Dykking <i>Diving</i>	4	2	3	4	1	7	7	7
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	4	3	1	2	8	13	38	- 16
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	98	- 88	76	118	166	33	92	96
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	418	524	343	119	189	182	193	129
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	175	123	111	92	62	95	129	110
Seismikk <i>Seismic</i>	235	391	216	22	119	81	50	12
Spesielle studier <i>Special studies</i>	7	9	15	5	8	5	14	6
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	184	121	179	163	195	254	156	68
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	192	159	163	543	146	175	203	533
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	76	76	65	96	60	72	81	160
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	76	49	63	84	56	65	88	- 8
Arealavgift <i>Area fee</i>	40	34	35	363	30	38	33	382

Tabell 7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 2. kv. 1995 - 1. kv. 1996. Mill. kr *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 2 1995 - Q 1 1996. Million kroner*

	Sør for 62°		Nord for 62° <i>North of 62°</i>		
	I alt <i>Total</i>	South of 62°	I alt <i>Total</i>	Halten- banken	Tromsø- flaket
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	4 712	3 661	1 052	830	222
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	2 290	1 693	596	567	29
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	693	476	217	174	43
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	672	628	44	- 8	52
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 058	864	194	96	98

Tabell 8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje- og gass, 1985 - 1997
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration, 1985 - 1997

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 kroner</i>								
1985	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834
1986	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735
1987	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951
1988	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161
1989	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008
1990	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138
1991	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141
1992	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680
1993	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433
1994	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011
1995	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647
1996	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940
1997	5 705
Prosent <i>Per cent</i>								
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

Tabell 9. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990 - 1996. Mill. kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly 1990 - 1996. Million kroner

År og kvartal <i>Year and quarter</i>	Antatte investerings- kostnader i investerings- kvartalet. <i>Estimated invest- ment cost registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investerings- kostnader <i>Accrued investment costs</i>
1990 1. kv.	979	1 016
2. kv.	1 174	1 289
3. kv.	993	1 285
4. kv.	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	1 096
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	...

Tabell 10. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996 *Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull <i>Exploration 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	3	1	4	4

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996 *Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985	4 037	906	1 019	1 128	984
1986	3 283	1 130	878	874	401
1987	2 468	405	626	724	713
1988	2 408	602	561	592	653
1989	2 744	524	616	694	910
1990	3 509	726	723	1 020	1 044
1991	4 206	908	998	1 112	1 188
1992	3 694	980	1 107	929	678
1993	2 049	594	395	446	614
1994	1 655	686	409	277	293
1995	1 771	382	334	466	589
1996	492	362

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 12. Boremeter¹⁾ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996 *Drilling metres¹⁾ on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996	18 996	24 241

1) Lete- og avgrensningshull.

1) Exploration and appraisal wells.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 - 1996. 1000 GBP/dag
Average term fixtures rates. Quarterly. 1986 - 1996. 1000 GBP/day

År Year	PSV		AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200 + DWT	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
1986 2.kv.....	1,740	2,648	2,260	3,428
3.kv.....	1,680	2,267	2,121	2,818
4.kv.....	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	4,209	5,510
2.kv.....	3,927	5,293	4,517	6,572

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

Tabell 14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982 - 1996. Mill. kr
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982 - 1996. Million kroner

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	5 581

Tabell 17a). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹⁾. 1989 - 1996. Mill. kr *Commodity and service costs. Field development¹⁾. 1989 - 1996. Million kroner*

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996 1. kv Q 1
I alt Total	19 412	17 681	19 347	25 719	31 154	25 213	24 012	4 776
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	6 148	7 703	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	2 865
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	891	1 401	1 140	450	611	264	3 243	934
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	420	1 038	1 593	3 375	4 027	3 746	813	50
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>								148
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	93	572	71	195	539	322	106	8
Moduler <i>Modules</i>	1 717	2 049	2 713	2 227	1 497	1 937	982	258
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	2 536	1 860	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	987
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	32		52	215	25	7	71	7
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	1 121	782	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	472
Tjenester Services	2 931	4 861	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	603
Engineering	9 633	5 118	7 255	11 049	12 720	9 391	11 286	1 308
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	2 969	1 318	1 922	2 542	2 958	1 861	1 524	252
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	481	53	830	1 948	1 004	797	2 626	89
Andre tjenester <i>Other Services</i>	2 241	1 550	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	444

1) Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom.

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

**Tabell 17b). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹⁾. 1989 - 1996.
Mill. kr *Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued abroad. 1989 -
1996. Million kroner***

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996 1. kv Q 1
I alt Total	4 923	3 238	3 398	4 818	7 648	5 394	6 742	1 282
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	1 760	1 595	1 420	995	2 579	2 238	3 793	794
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	533	443	241	10	181	53	2 226	223
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>			2	31	389	374	104	
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>								148
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	15	204			187	153	78	
Moduler <i>Modules</i>	85	260	291	- 2	126	167	411	109
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	1 001	426	520	149	738	893	459	189
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	32				10		16	
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	94	262	366	807	948	597	500	124
Tjenester Services	1 996	733	680	1 183	2 272	1 392	1 263	265
Engineering	1 105	910	1 297	2 640	2 797	1 764	1 686	222
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	384	299	238	256	228	120	250	14
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	4	19	230	412	127	38	19	4
Andre tjenester <i>Other Services</i>	420	426	600	1 586	1 725	1 152	949	168

1) Se tab. 17 a) *See tab. 17a)*

**Tabell 17c). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹⁾.
1989 - 1996. Prosent *Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued
abroad. 1989 - 1996. Percent***

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996 1 kv Q 1
I alt Total	25,4	18,3	17,6	18,7	24,6	21,4	28,1	26,8
Byggekontrakter Contacts on Construction	28,6	20,7	15,0	8,6	19,9	18,6	36,8	27,7
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	59,8	31,6	21,2	2,2	29,6	20,2	68,7	23,9
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	.	.	0,1	0,9	9,7	10,0	12,8	.
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	100,0
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	15,6	35,7	.	.	34,8	47,6	73,5	.
Moduler <i>Modules</i>	5,0	12,7	10,7	-0,1	8,4	8,6	41,9	42,4
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	39,5	22,9	23,7	8,7	17,1	20,1	14,6	19,2
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	100,0	.	.	.	38,0	.	21,8	.
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on Equipment	8,4	33,5	21,6	23,6	48,7	46,6	25,5	26,2
Tjenester <i>Services</i>	68,1	15,1	25,8	38,4	41,6	36,5	52,4	44,0
Engineering	11,5	17,8	17,9	23,9	22,0	18,8	14,9	17,0
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	13,0	22,7	12,4	10,1	7,7	6,4	16,4	5,6
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	0,9	34,7	27,7	21,2	12,6	4,8	0,7	4,8
Andre tjenester <i>Other Services</i>	18,7	27,5	33,8	63,8	40,6	34,9	26,6	37,8

1) Se tab. 17a) *See tab. 17a)*

Tabell 18. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart.
Feltutbygging og felt i drift. 2. kvartal 1994 - 1. kvartal 1996. Mill. kr *Accrued*
investment costs for production drilling by cost category. Field development and fields
in production. Q 2 1994 - Q 1 1996. Million kroner

	1994			1995			1996	
	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1
PRODUKSJONSBORING I ALT PRODUCTION DRILLING, TOTAL	2 299	1 800	2 081	1 937	1 959	1 852	1 895	1 994
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	468	456	422	499	427	419	469	556
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	386	377	349	462	349	369	403	451
Andre kostnader <i>Other costs</i>	82	79	74	37	77	50	67	105
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	162	122	162	147	124	111	121	110
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	51	44	55	50	42	31	35	34
Båter <i>Vessels</i>	111	78	108	97	82	79	86	76
VARER COMMODITIES	753	484	683	534	496	540	525	480
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	273	235	236	206	208	299	268	227
Sement <i>Cement</i>	38	35	50	31	36	32	29	30
Boreslam <i>Drilling mud</i>	176	122	152	155	169	125	133	157
Drivstoff <i>Fuel</i>	12	22	18	11	5	4	6	5
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	194	58	147	94	55	41	57	40
Mindre forbruksmaterieell <i>Smaller equipme</i>	60	12	80	36	23	39	31	21
TJENESTER SERVICES	915	737	813	757	913	783	779	848
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>			1	2	- 2			4
Sementtjenester <i>Cement services</i>	21	29	26	13	2	12	16	8
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	73	26	70	33	- 4	8	14	15
Logging <i>Logging</i>	102	85	103	76	94	51	59	64
Testing <i>Testing</i>	9	28	28	43	11	46	25	17
Dykking <i>Diving</i>	16	15	5	9	5	9	11	12
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	35	25	33	33	50	37	38	35
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	659	529	548	547	757	619	616	694

Tabell 19. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet
Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980 - 1995. Kr/ time *Average*
hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries
(TBL). Quarterly. 1980 - 1995. Kroner/ hour

År Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total TBL	Skipssverft Shipyards	TBL i alt	Skipssverft Shipyards	TBL i alt	Skipssverft Shipyards	TBL i alt	Skipssverft Shipyards
1980	39,37	39,37	40,39	40,68	44,58	44,62	44,11	44,2
1981	44,6	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	53,5
1983	52,98	53,6	54,68	55,46	56,23	57,73	57,13	58,47
1984	57,37	58,8	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	66,1	68,79	68,67	69,99	70,74	72,5	72,65	73,4
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	108,6
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

Kilde: Næringslivets Hovedorganisasjon *Source: Confederation of Norwegian Business and Industry*

Tabell 20. Produksjon av råolje¹⁾ etter felt. 1 000 tonn
Crude oil¹⁾ production by field. 1 000 tonnes

År ²⁾ / måned Year ²⁾ /month	I alt Total	Ekofisk ¹⁾	Frigg ^{3),4),5)}	Statfjord ⁵⁾	Murchison ⁵⁾	Valhall	Heimdal ⁵⁾	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*	139 228	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1995 Jan-april									
Jan-April	44 457	5 142	1	7 805	64	914	139	8 206	1 119
1996 Jan-april	51 869	5 106	119	6 721	55	1 036	188	8 263	829
1994									
Jan	10 726	1 158	3	2 397	19	234	40	2 112	486
Feb	9 892	1 037	1	2 307	17	209	37	1 919	416
Mars	10 797	1 119	3	2 516	17	228	36	2 075	385
April	10 224	1 081	1	2 156	24	209	32	1 988	451
Mai	10 978	1 120	2	2 296	24	244	23	2 122	440
Juni	11 122	1 096	1	2 455	8	227	33	2 049	444
Juli	11 036	1 102	1	2 517	10	231	23	2 117	425
Aug	8 701	656	0	2 379	9	134	12	2 117	164
Sep	10 526	1 212	1	2 041	22	234	23	2 043	369
Okt	11 883	1 269	1	2 282	17	253	28	2 079	349
Nov	11 471	1 268	1	2 131	16	263	31	2 041	365
Des	11 964	1 279	1	2 218	17	253	36	2 113	361
1995									
Jan	11 395	1 293	0	2 074	17	222	43	2 119	280
Feb	10 253	1 193	0	1 785	15	217	35	1 913	262
Mars	11 413	1 343	0	2 072	17	238	32	2 121	266
April	11 396	1 313	0	2 075	15	237	28	2 053	311
Mai	11 619	1 321	0	2 079	17	234	27	2 120	294
Juni	10 369	1 317	0	1 670	8	247	21	1 686	277
Juli	12 163	1 371	1	2 278	8	262	20	2 127	296
Aug	10 632	1 272	1	1 933	9	259	28	2 107	269
Sep	11 317	1 248	0	1 841	12	247	25	2 056	216
Okt	12 939	1 335	23	2 017	14	288	23	2 122	247
Nov	12 495	1 312	28	1 810	14	279	39	2 043	249
Des	13 236	1 357	28	1 796	13	281	44	2 089	247
1996									
Jan	13 152	1 320	27	1 737	12	263	48	2 117	211
Feb	12 758	1 207	32	1 682	15	256	44	1 983	207
Mars	12 778	1 264	34	1 589	15	268	49	2 108	214
April	13 182	1 316	26	1 713	14	249	46	2 056	197

¹⁾ Inkluderer NGL. 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 produksskipet "Petrojarl" t.o.m. juni. ⁷⁾ Inkluderer Embla.

¹⁾ Includes NGL. 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 East-Frigg, North-East Frigg, Odin and Little-Frigg. ⁵⁾ Norwegian share. ⁶⁾ Production from the product ship "Petrojarl" prior to July 1988. Includes TOGI-condensate. ⁷⁾ Includes Embla.

Tabell 20 (forts.). Produksjon av råolje¹⁾ etter felt. 1 000 tonn
Crude oil¹⁾ production by field. 1 000 tonnes

År ²⁾ /måned Year ²⁾ /month	Gullfaks ³⁾	Tomme- liten	Vesle- frikk	Troll Vest	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre
1971	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	923	1 188	129	7	-	-
1991	17 642	472	2 930	113	2 682	1 309	138	111	-
1992	22 198	425	3 334	-	3 072	1 111	104	-	1 353
1993	25 432	384	3 315	-	3 169	750	55	-	6 036
1994	27 089	253	3 817	-	3 275	539	81	-	8 654
1995*	24 757	191	3 781	-	2 953	457	-	-	9 783
1995 Jan-april Jan-Apr	8 478	72	1 342	-	1 073	160	-	-	3 043
1996 Jan-apr	7 965	59	1 258	-	955	181	-	-	2 881
1994									
Jan	2 360	28	312	-	251	53	-	-	674
Feb	2 176	24	294	-	216	39	-	-	730
Mars	2 399	27	314	-	220	49	-	-	890
April	2 407	24	292	-	225	46	-	-	710
Mai	2 497	23	331	-	268	45	-	-	909
Juni	2 357	19	345	-	310	46	-	-	828
Juli	2 411	19	314	-	304	50	-	-	576
Aug	1 233	11	220	-	158	28	-	-	576
Sep	2 312	18	355	-	320	48	-	-	306
Okt	2 497	20	352	-	351	49	-	-	890
Nov	2 335	20	330	-	328	44	-	-	770
Des	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995									
Jan	2 292	20	340	-	312	42	-	-	898
Feb	1 902	17	293	-	254	38	-	-	750
Mars	2 186	18	371	-	257	40	-	-	726
April	2 194	17	368	-	251	39	-	-	717
Mai	2 288	16	364	-	242	36	-	-	654
Juni	2 157	15	177	-	232	37	-	-	883
Juli	2 303	14	336	-	229	38	-	-	830
Aug	1 350	13	348	-	244	38	-	-	911
Sep	2 012	13	301	-	227	33	-	-	797
Okt	2 188	17	340	-	242	35	-	-	927
Nov	1 971	16	287	-	229	34	-	-	852
Des	2 104	16	308	-	237	47	-	-	923
1996									
Jan	2 010	15	328	-	239	48	-	-	810
Feb	1 928	14	309	-	231	47	-	-	844
Mars	2 012	15	306	-	252	45	-	-	401
April	2 015	14	315	-	233	41	-	-	826

¹⁾ Se note 1 foregående side. ²⁾ Se note 2 foregående side. ³⁾ Inkluderer Gullfaks-Vest.

¹⁾ See note 1 the previous page. ²⁾ See note 2 the previous page. ³⁾ Includes Gullfaks-West.

Tabell 20 (forts.). **Produksjon av råolje¹⁾ etter felt. 1 000 tonn**
Crude oil¹⁾ production by field. 1000 tonnes

År ²⁾ /måned Year ²⁾ /month	Draugen	Brage	Sleipner- øst ³⁾	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord	Frøy	Troll- Vest	Heidrun
1971	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	105	891	325	-	-	-	-	-	-
1994	3 248	4 544	2 710	1 382	502	-	-	-	-
1995*	5 898	5 312	3 662	3 589	2 721	2 154	380	2 536	934
1995 Jan-apr									
Jan-Apr	1 638	1 584	1 239	1 204	781	459	-	-	-
1996 Jan-apr	2 293	1 966	1 358	1 421	929	923	611	3 426	3 335
1994									
Jan	118	351	130	-	-	-	-	-	-
Feb	29	329	111	-	-	-	-	-	-
Mars	56	359	105	-	-	-	-	-	-
April	140	340	98	-	-	-	-	-	-
Mai	108	388	137	-	-	-	-	-	-
Juni	269	392	153	90	-	-	-	-	-
Juli	290	410	120	118	-	-	-	-	-
Aug	446	407	82	68	-	-	-	-	-
Sep	440	398	185	199	-	-	-	-	-
Okt	447	407	224	269	102	-	-	-	-
Nov	446	396	214	294	183	-	-	-	-
Des	514	404	206	312	223	-	-	-	-
1995									
Jan	307	405	192	313	198	29	-	-	-
Feb	453	376	185	270	162	108	-	-	-
Mars	421	402	215	321	217	150	-	-	-
April	457	417	196	321	213	178	-	-	-
Mai	552	409	202	331	211	224	-	-	-
Juni	307	339	201	313	205	226	-	-	-
Juli	544	510	204	314	255	226	-	-	-
Aug	557	504	162	177	239	214	-	-	-
Sep	579	487	320	273	244	197	-	193	-
Okt	581	507	355	313	268	168	139	738	55
Nov	561	484	282	290	255	224	106	782	348
Des	578	501	350	338	271	220	135	823	531
1996									
Jan	567	500	354	385	254	239	114	844	714
Feb	579	460	325	348	222	178	170	813	865
Mars	624	511	345	363	231	203	170	896	865
April	522	495	334	326	222	302	158	873	891

¹⁾ Se note 1 foregående side. ²⁾ Se note 2 foregående side. ³⁾ Inkluderer Loke.

¹⁾ See note 1 the previous page. ²⁾ See note 2 the previous page. ³⁾ Includes Loke.

Tabell 21. Produksjon av naturgass etter felt. Mill.Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	I alt Total	Ekofisk ⁴⁾	Frigg ^{2),3)}	Stat- ord ³⁾	Murchi- son 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*	31 293	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1995 Jan-apr Jan-Apr	10 959	3 470	618	1 266	6	215	1 233	116
1996 Jan-apr	12 642	3 492	649	1 346	9	249	1 693	87
1994								
Jan	2 954	810	432	336	2	53	356	47
Feb	2 644	727	388	292	2	46	329	40
Mars	2 732	750	406	348	2	48	318	38
April	2 629	750	389	308	2	44	282	45
Mai	2 543	707	348	287	2	54	205	43
Juni	2 470	791	249	308	0	52	204	45
Juli	2 315	796	180	295	2	53	206	43
Aug	1 427	440	43	289	1	25	103	16
Sep	2 380	852	162	288	2	48	203	36
Okt	2 734	924	101	339	1	57	244	31
Nov	2 830	902	180	328	2	59	280	37
Des	2 974	928	168	376	1	60	315	36
1995								
Jan	3 019	897	208	371	1	52	382	31
Feb	2 597	817	110	317	1	55	314	26
Mars	2 875	905	198	321	1	56	288	27
April	2 468	850	102	257	2	53	249	32
Mai	2 545	874	70	340	2	52	239	30
Juni	2 478	889	131	303	1	59	183	28
Juli	2 364	822	124	270	1	62	178	30
Aug	2 199	815	147	241	1	61	243	28
Sep	2 415	776	127	211	2	54	223	22
Okt	2 384	795	77	348	2	70	200	25
Nov	2 824	809	144	311	2	67	347	25
Des	3 129	870	160	335	2	69	406	26
1996								
Jan	3 210	866	175	359	2	63	431	22
Feb	3 079	844	158	326	3	63	404	22
Mars	3 305	961	163	360	2	64	439	22
April	3 046	820	152	301	2	59	419	21

¹⁾ Se note 2, tabell 20. ²⁾ Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. ³⁾ Norsk andel. ⁴⁾ se note 7, tabell 20.

¹⁾ See note 2, table 20. ²⁾ Includes North-East Frigg, East-Frigg, Odin and Little-Frigg. ³⁾ Norwegian share. ⁴⁾ see note 7, table 20.

Tabell 21 (forts.). Produksjon av naturgass etter felt. Mill.Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

Ar ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	Gullfaks ²⁾	Tomme- liten	Oseberg	Vesle- frikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre
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
1994	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722
1995*	2 249	999	286	521	586	114	-	841
1995 Jan-apr Jan-Apr	789	368	97	187	185	39	-	265
1996 Jan-apr	696	324	107	175	225	39	-	221
1994								
Jan	252	118	24	47	44	14	-	67
Feb	233	102	24	44	39	8	-	72
Mars	254	111	22	40	40	13	-	64
April	258	105	23	40	41	13	-	59
Mai	275	103	24	51	46	12	-	77
Juni	187	88	25	45	52	12	-	59
Juli	195	84	26	39	52	11	-	45
Aug	94	47	25	28	25	4	-	44
Sep	196	80	25	46	52	14	-	29
Okt	193	95	24	46	57	10	-	70
Nov	186	97	23	42	54	11	-	61
Des	191	98	23	48	55	11	-	76
1995								
Jan	200	99	24	50	54	10	-	73
Feb	177	88	23	37	44	10	-	65
Mars	212	94	24	51	44	10	-	63
April	200	87	26	48	44	10	-	63
Mai	204	79	25	48	42	9	-	53
Juni	186	80	20	22	40	9	-	69
Juli	198	68	24	46	40	9	-	73
Aug	126	68	23	50	54	10	-	76
Sep	159	67	24	43	52	11	-	67
Okt	198	94	25	42	58	9	-	81
Nov	200	87	24	40	57	8	-	75
Des	190	88	23	44	56	10	-	82
1996								
Jan	165	83	28	45	57	10	-	66
Feb	177	78	26	45	54	9	-	67
Mars	173	84	27	42	59	10	-	30
April	181	79	25	44	56	9	-	58

1) Se note 2, tabell 20. 2) Se note 3, tabell 20.

1) See note 2, table 20. 2) See note 3 table 20.

Tabell 21 (forts.). **Produksjon av naturgass etter felt. Mill.Sm3**
Natural gas production by field. Million Sm3

År ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	Brage	Sleipner- øst ²⁾	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord	Frøy	Troll- Vest
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	44	844	-	-	-	-	-
1994	279	4 012	146	-	-	-	-
1995*	271	5 063	363	65	105	159	17
1995 Jan-apr							
Jan-Apr	80	1 897	129	-	-	-	-
1996 Jan-apr	129	2 665	145	81	143	113	24
1994							
Jan	19	333	-	-	-	-	-
Feb	19	280	-	-	-	-	-
Mars	21	257	-	-	-	-	-
April	21	247	-	-	-	-	-
Mai	23	285	-	-	-	-	-
Juni	22	321	11	-	-	-	-
Juli	26	250	14	-	-	-	-
Aug	26	209	7	-	-	-	-
Sep	26	299	21	-	-	-	-
Okt	28	483	29	-	-	-	-
Nov	25	513	30	-	-	-	-
Des	22	534	33	-	-	-	-
1995							
Jan	20	515	33	-	-	-	-
Feb	21	465	28	-	-	-	-
Mars	15	532	34	-	-	-	-
April	24	386	35	-	-	-	-
Mai	29	414	35	-	-	-	-
Juni	19	404	33	-	-	-	-
Juli	29	357	32	-	-	-	-
Aug	25	202	19	6	4	-	-
Sep	12	436	29	11	6	83	1
Okt	28	244	25	12	22	22	5
Nov	23	500	25	16	36	23	6
Des	27	608	35	20	37	31	6
1996							
Jan	27	678	38	22	39	23	6
Feb	25	648	36	20	32	30	6
Mars	37	692	37	21	38	28	6
April	40	646	35	19	34	32	6

1) Se note 2, tabell 20. 2) Inkluderer Loke.

1) See note 2, table 20. 2) Includes Loke.

Tabell 22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1996. 1 000 tonn
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981 - 1996. 1 000 tonnes

	I alt <i>Total</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>
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738
1996*	...	33 623	34200

Tabell 23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1996. Mill. kr
Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981 - 1996. Million kroner

	I alt <i>Total</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>
1981	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996*	...	29 275	32 584

Tabell 24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1996. Kr/tonn
Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1996. Kroner/tonnes

	Årsgj.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>
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625
1986	806	1 093	716	638	774
1987	889	898	889	923	850
1988	700	734	734	723	627
1989	911	835	974	893	942
1990	1 092	960	788	1 081	1 476
1991	978	982	942	996	993
1992	893	853	923	868	927
1993	898	941	932	900	829
1994	827	776	857	846	831
1995	804	817	844	766	791
1996*	...	870	953

Tabell 25. Skipninger¹⁾ av norskprodusert råolje, etter mottakerland²⁾. 2. kvartal 1994 - 1. kvartal 1996. 1 000 tonn Shipments¹⁾ of Norwegian produced crude oil, by receiving country²⁾. Q 2 1994 - Q 1 1996. 1 000 tonnes

	1994			1995				1996
	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1
Skipninger i alt <i>Total shipments</i>	29 930	27 727	31 734	30 641	30 092	30 544	32 119	45 326
Norge <i>Norway</i>	3 170	3 125	3 422	3 002	2 742	2 608	2 162	2 417
Belgia <i>Belgium</i>	772	358	946	959	618	767	1 021	1 212
Canada <i>Canada</i>	1 547	2 203	3 472	2 433	2 493	2 763	2 758	2 615
Danmark <i>Denmark</i>	1 052	849	1 117	605	785	690	1 017	1 646
Tyskland <i>Germany</i>	3 626	2 716	2 856	2 900	2 204	2 137	3 328	3 515
Frankrike <i>France</i>	2 429	1 473	3 485	2 737	2 847	3 175	4 242	5 744
Finland <i>Finland</i>	1 165	859	908	398	877	696	16	553
Irland <i>Ireland</i>	562	632	552	491	492	351	575	758
Israel <i>Israel</i>	259	127	124	124	126	126	250	248
Italia <i>Italy</i>	358	82	213	402	355	546	386	628
Nederland <i>The Netherlands</i>	4 470	4 462	4 503	5 520	5 899	4 461	4 697	8 629
Polen <i>Poland</i>	332	344	459	238	163	297	387	52
Portugal <i>Portugal</i>	130	202	147	134	167	84	138	163
Spania <i>Spain</i>	-	-	112	75	-33	273	136	1 341
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	5 263	5 930	6 171	6 236	5 653	6 958	6 914	8 152
Sverige <i>Sweden</i>	1 904	1 351	1 835	2 074	2 122	1 566	2 562	4 793
Sveits <i>Switzerland</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	2 890	3 000	1 412	2 312	2 341	2 761	1 522	2 860
Østerrike <i>Austria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Andre <i>Others</i>	-	15	-	-	240	284	10	-

¹⁾ Kildematerialet er bearbejdet i SSB. ²⁾ Ikke nødvendigvis endelig forbruksland, sist kjente land.

¹⁾ The source material is revised in Statistics Norway ²⁾ Not necessarily country of consumption. Last known receiving country.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 26. Skipninger¹⁾ av norskprodusert våtgass²⁾, etter mottakerland³⁾. 2. kvartal 1994 - 1. kvartal 1996. 1 000 tonn. Shipments¹⁾ of Norwegian produced NGL²⁾, by receiving country³⁾. Q 2 1994 - Q 1 1996. 1 000 tonnes

	1994			1995				1996
	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1
Skipninger i alt <i>Total shipments</i>	708	811	776	1 073	958	910	911	1 100
Norge <i>Norway</i>	205	187	258	250	224	199	145	121
Belgia <i>Belgium</i>	107	110	57	112	145	49	120	174
Danmark <i>Denmark</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	27	36	32	49	54	54	65	121
Frankrike <i>France</i>	18	34	40	121	59	59	80	99
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	39	17	20	45	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	67	80	54	146	71	105	116	117
Portugal <i>Portugal</i>	12	4	37	22	19	3	15	24
Spania <i>Spain</i>	39	34	13	133	49	34	37	103
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	110	114	123	124	142	142	126	173
Sverige <i>Sweden</i>	108	141	93	50	86	169	79	35
USA <i>USA</i>	6	34	60	20	60	52	49	131
Andre <i>Others</i>	9	37	9	7	32	22	35	1

¹⁾ Se note 1, tabell 25. ²⁾ Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. Våtgass kalles også NGL (Natural Gas Liquids). ³⁾ Se note 2), tabell 25.

¹⁾ See note 1, table 25. ²⁾ Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof. Natural Gas Liquids.

³⁾ See note 2, table 25.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 1996. Mill. Sm³
Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981 - 1996. Million Sm³

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061
1995	r27 598	7 565	r6 578	r6 139	r7 316
1996*	...	8 608	7 955

Tabell 28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass¹⁾. Kvartal. 1981 - 1996. Mill. kr
Value of Norwegian natural gas exports¹⁾. Quarterly. 1981 - 1996. Million kroner

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
1981	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996*	...	4 726	4 377

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

Tabell 29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass¹⁾. Kvartal. 1981 - 1996. Kr/Sm³
Average prices on export of Norwegian produced natural gas¹⁾. Quarterly. 1981 - 1996. Kroner/Sm³

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
1981	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	r0,55	0,55	r0,55	r0,56	r0,55
1996*	...	0,55	0,55

¹⁾ Se note 1, tabell 28. *See note 1, table 28.*

Tabell 30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1983 - 1996. USD/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1983 - 1996. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices						Spotpris Spot price
	Ekofisk	Statfjord	Murchison	Gullfaks 1)	Gullfaks C	Oseberg	Brent Blend
1983	1. kv.	31,45	31,2	31,1	.	.	28,03
	2. kv.	30,2	29,9	30	.	.	30,23
	3. kv.	30,25	30,05	30,1	.	.	30,37
	4. kv.	30	30,15	29,9	.	.	28,87
1984	1. kv.	30,1	29,66	30,1	.	.	30,18
	2. kv.	30,05	29,6	30,05	.	.	29,43
	3. kv.	29,1	28,75	29,15	.	.	28,56
	4. kv.	28	27,7	28,1	.	.	27,05
1985	1. kv.	28,05	27,89	28,15	.	.	28,28
	2. kv.	27,4	27,1	27,4	.	.	26,58
	3. kv.	27,05	26,8	27	.	.	28,15
	4. kv.	28,55	28,3	28,55	.	.	26,78
1986	1. kv.	20,18	19,93	20,29	.	.	18,38
	2. kv.	13,15	12,8	13,1	.	.	12,84
	3. kv.	12,2	11,85	12,15	.	.	12,25
	4. kv.	14,2	14,08	14,22	.	.	14,45
1987	1. kv.	17,63	17,33	17,69	.	.	17,79
	2. kv.	18,45	18,2	18,5	.	.	18,61
	3. kv.	19,1	18,9	19,90	.	.	19,07
	4. kv.	18,17	18	18,18	17,9	.	18,05
1988	1. kv.	15,87	15,8	14,8	15,63	.	15,83
	2. kv.	16,23	15,88	16,5	15,73	.	16,2
	3. kv.	14,88	14,6	14,3	14,45	.	14,57
	4. kv.	13,19	13	13,14	12,79	.	13,08
1989	1. kv.	16,94	16,89	16,92	16,72	.	16,92
	2. kv.	19,29	19,1	18,05	18,92	.	19,14
	3. kv.	17,42	17,29	.	17,1	.	17,3
	4. kv.	18,8	18,8	.	18,65	.	18,85
1990	1. kv.	20,3	20,35	.	20,17	.	20,35
	2. kv.	16,64	16,52	.	16,25	.	16,44
	3. kv.	26,6	23,47	.	23,27	.	23,42
	4. kv.	34,37	34,3	.	34,08	.	34,27
1991	1. kv.	22,27	22,42	.	22,05	.	22,3
	2. kv.	19,25	19,15	.	18,45	.	18,75
	3. kv.	19,97	19,93	.	19,35	.	19,6
	4. kv.	21,3	21,3	.	20,97	.	21,18
1992	1. kv.	18,27	18,28	.	17,85	.	18,1
	2. kv.	19,93	19,76	.	19,45	.	19,33
	3. kv.	20,37	20,33	.	20,12	.	20,27
	4. kv.	19,65	19,65	.	19,48	.	19,64
1993	1. kv.						
	1.kv.	18,37	18,32	.	18,07	.	18,28
	2.kv.	18,51	18,53	.	18,26	.	18,38
	3.kv.	16,92	16,89	.	16,58	16,72	16,73
4.kv.	15,45	15,52	.	15,38	15,45	15,45	
1994	1.kv.	13,97	14,02	.	13,93	13,97	14,03
	2.kv.	15,85	15,82	.	15,77	15,8	15,8
	3.kv.	16,83	16,76	.	16,72	16,77	16,78
	4.kv.	16,65	16,67	.	16,63	16,65	16,63
1995	1.kv.	16,8	16,82	.	16,8	16,82	16,8
	2.kv.	18,3	18,33	.	18,28	18,32	18,33
	3.kv.	16,42	16,42	.	16,52	16,38	16,35
	4.kv.	17,00	17,05	.	16,90	17,05	17,00
1996	1.kv.	18,95	19,10	19,10	19,05

¹⁾ Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. ¹⁾ Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.

Kilder: Nærings- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly. Source: The Ministry of Industry and Energy. Petroleum Intelligence Weekly.

Tabell 31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1992 - 1996. USD/fat
Crude oil prices by field. Month. 1992 - 1996. USD/barrel

År og måned Year and month	Norm prices					Spotpris	
	Ekofisk	Statfjord	Gullfaks 1)	Gullfaks C	Oseberg	Spot price Brent Blend	
1992	Januar	18,40	18,35	18,00	.	18,25	18,17
	Februar	18,65	18,70	18,30	.	18,55	18,06
	Mars	17,75	17,80	17,25	.	17,50	17,51
	April	18,75	18,70	18,20	.	18,40	18,87
	Mai	19,95	19,75	19,45	.	19,60	19,94
	Juni	21,10	20,85	20,70	.	20,80	21,20
	Juli	20,70	20,60	20,40	.	20,55	20,23
	August	20,20	20,20	19,95	.	20,15	19,99
	September	20,20	20,20	20,00	.	20,10	20,16
	Oktober	20,45	20,45	20,30	.	20,45	20,15
	November	19,70	19,70	19,55	.	19,75	19,38
	Desember	18,80	18,80	18,60	.	18,75	18,50
1993	Januar	17,75	17,75	17,50	.	17,75	17,40
	Februar	18,30	18,20	17,95	.	18,20	18,50
	Mars	19,05	19,00	18,75	.	18,90	18,78
	April	18,75	18,80	18,55	.	18,60	18,62
	Mai	18,75	18,75	18,45	.	18,60	18,53
	Juni	18,05	18,05	17,80	.	17,95	17,79
	Juli	17,20	17,20	16,90	17,00	17,05	16,81
	August	17,05	17,05	16,70	16,85	16,85	16,75
	September	16,50	16,35	16,15	16,30	16,30	16,13
	Oktober	16,70	16,65	16,50	16,60	16,60	16,79
	November	15,65	15,65	15,55	15,60	15,60	15,55
	Desember	14,15	14,25	14,10	14,15	14,15	13,98
1994	Januar	13,85	13,95	13,85	13,90	13,95	13,99
	Februar	14,40	14,40	14,35	14,35	14,45	13,83
	Mars	13,65	13,70	13,60	13,65	13,70	13,88
	April	14,80	14,85	14,65	14,80	14,80	14,79
	Mai	16,20	16,20	16,00	16,15	16,20	16,20
	Juni	16,55	16,40	16,30	16,35	16,40	16,63
	Juli	17,45	17,40	17,25	17,35	17,40	17,44
	August	17,25	17,20	17,15	17,20	17,25	17,56
	September	15,80	15,70	15,75	15,75	15,70	15,71
	Oktober	16,30	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25
	November	17,30	17,35	17,25	17,30	17,30	17,13
	Desember	16,35	16,40	16,40	16,40	16,35	16,30
1995	Januar	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,42
	Februar	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,01
	Mars	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	16,76
	April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	16,58
	Mai	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,24
	Juni	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	17,30
	Juli	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	15,85
	August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,03
	September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,55
	Oktober	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,05
	November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,74
	Desember	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,82
1996	Januar	18,15	18,20	...	18,20	18,25	17,86
	Februar	18,20	18,40	...	18,40	18,35	18,08
	Mars	20,50	20,70	...	20,70	20,55	19,93
	April	20,70
	Mai	19,01
	Juni	18,41
	Juli	19,71

¹⁾ Før juli 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. ¹⁾ Up to July 1993 Gullfaks C is included in the price.

Kilder: Se tabell 30. Source: See table 30.

Tabell 32. Priser på naturgass. 1981-1994. USD/toe
Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe

Ar og kvartal Year and quarter	Importert i rørledning ¹⁾ Imported by pipeline ¹⁾				Importert flytende ²⁾ Imported in liquid form ²⁾	Eksportert i rørledning ³⁾ Exported by pipeline ³⁾		
	Belgia Belgium	Frankrike France	Tyskland Germany	USA ⁴⁾ USA ⁴⁾	Frankrike France	Japan Japan	Nederland The Netherlands	Norge Norway
1981	138,25	151,88	150,03	189,94	200,41	243,89	137,83	..
1982	168,00	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,60	166,97	216,67	142,80	129,97
1984	163,44	150,73	143,49	162,18	168,56	205,65	146,25	123,97
1985	162,53	150,02	150,91	126,60	163,90	211,48	143,56	135,89
1986	155,61	136,47	146,29	99,48	140,98	165,72	138,92	136,54
1987	106,44	95,33	99,87	85,20	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90,00	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,90	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,40	119,64	152,91	111,43	93,33
1991	133,78	127,37	127,27	81,58	136,93	166,97	124,49	100,56
1992	116,18	110,16	108,76	77,62	121,41	151,43	110,50	100,30
1993	95,31	103,71	100,45	77,49	108,12	148,38	123,43	84,27
1994	77,49	...	133,54	...	81,85
1991								
1 kv Q1	137,12	127,42	132,37	83,17	138,79	190,90	130,53	96,76
2 kv Q2	145,99	136,89	137,02	80,72	148,21	174,24	136,09	89,22
3 kv Q3	144,86	131,07	129,69	74,38	137,83	149,03	130,50	123,36
4 kv Q4	118,44	115,69	114,29	86,53	124,00	151,91	111,18	103,71
1992								
1 kv Q1	117,04	106,49	108,73	74,46	122,06	149,50	108,40	93,23
2 kv Q2	126,74	111,29	112,09	76,86	120,87	147,74	111,74	100,93
3 kv Q3	129,90	118,96	118,25	74,75	126,98	153,13	132,05	110,14
4 kv Q4	102,36	104,83	101,44	82,48	115,08	155,29	105,59	98,13
1993								
1 kv Q1	105,69	0,00	102,07	74,36	104,42	153,08	98,31	86,03
2 kv Q2	99,02	0,00	105,64	82,00	119,44	155,24	139,21	79,16
3 kv Q3	88,00	0,00	98,80	77,88	111,07	147,35	127,28	73,83
4 kv Q4	88,00	0,00	95,88	76,42	97,55	138,67	100,04	91,02
1994								
1 kv Q1	85,08	0,00	92,23	77,49	105,46	132,42	97,69	76,37
2 kv Q2	71,06	0,00	93,97	...	102,23	129,29	109,24	79,85
3 kv Q3	76,84	0,00	96,09	...	101,94	135,28	142,50	87,48
4 kv Q4	...	0,00	136,53	...	85,54

¹⁾ Gjennomsnittsverdi, CIF. ²⁾ Omfatter noe LNG fram til 1984. ³⁾ Gjennomsnittsverdi, FOB.
¹⁾ Average unit value, CIF. ²⁾ Until 1984 including some LNG. ³⁾ Average unit value, FOB.
 Kilde: Energy Prices and Taxes, IEA. Source: Energy Prices and Taxes, IEA.

Tabell 33. Fraktindekser ¹⁾ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1996
Shipping freight indices ¹⁾ for crude carriers by size. 1976 - 1996

Ar og måned Year and month	151 000 dvt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	71 000 - 150 999 dvt. for råolje Medium sized crude carriers	36 000 - 70 999 dvt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 35 999 dvt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil 50 000 dvt. 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	
1994	Januar	38	91	134	162	212
	Februar	34	89	144	171	221
	Mars	37	88	131	175	219
	April	38	88	126	172	204
	Mai	37	93	125	169	199
	Juni	34	88	126	176	183
	Juli	38	92	130	185	189
	August	46	89	124	199	182
	September	48	93	134	202	186
	Oktober	45	97	142	200	196
	November	48	102	153	189	199
	Desember	47	118	173	209	215
1995	Januar	52	116	176	184	251
	Februar	53	105	155	170	226
	Mars	48	99	146	163	216
	April	50	101	142	159	215
	Mai	45	95	140	176	187
	Juni	45	101	145	217	211
	Juli	56	95	147	242	218
	August	63	108	145	214	213
	September	64	107	148	192	..
	Oktober	54	100	135	166	189
	November	49	101	143	175	207
	Desember	61	97	132	163	215
1996	Januar	61	103	137	162	234
	Februar	60	120	158	178	228
	Mars	67	120	154	202	230
	April	61	114	178	228	233
	Mai	57	114	153	215	212
	Juni	67	106	160	241	204

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 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.

Tabell 34. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag, 1991-1996
World oil supply and demand. Million barrels per day, 1991-1996

	1991	1992	1993	1994	1995	1994		1995		1996		
						3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1. kv. Q 1
SAMLET ETTERSPORSSEL ¹⁾ TOTAL DEMAND ¹⁾	66,9	67,5	67,7	68,7	69,9	67,9	70,5	70,9	68,3	68,7	71,9	72,7
OECD	38,2	38,9	39,1	40,0	40,3	39,7	40,8	41,0	39,8	39,7	41,4	42,1
Nord-Amerika <i>North America</i>	18,6	19,0	19,2	19,7	19,8	19,8	19,7	19,6	19,5	19,8	20,1	20,4
Europa <i>Europe</i> ²⁾	13,4	13,6	13,6	13,6	13,8	13,5	14,0	14,0	13,5	13,6	14,3	14,3
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	6,2	6,3	6,3	6,6	6,7	6,4	7,0	7,3	6,2	6,3	7,0	7,4
IKKE-OECD NON OECD	28,8	28,7	28,6	28,7	29,6	28,2	29,7	29,9	29,1	28,9	30,6	30,6
Tidligere Sovjet ³⁾ <i>Former USSR</i> ³⁾	8,3	7,1	5,7	4,8	4,8	4,6	4,9	5,1	4,5	4,5	4,8	4,7
Kina <i>China</i>	2,5	2,7	3,0	3,1	3,3	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4
Europa <i>Europe</i>	1,4	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,5
Latin Amerika <i>Latin America</i>	5,3	5,5	5,7	5,9	6,0	5,9	6,0	6,0	5,9	6,0	6,0	6,0
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	5,9	6,5	7,0	7,4	8,0	7,1	7,9	8,1	7,8	7,6	8,5	8,6
Midt-Østen <i>Middle East</i>	3,4	3,6	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1
Afrika <i>Africa</i>	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1	2,1	2,2	2,0	2,2	2,2
SAMLET TILBUD TOTAL SUPPLY ⁴⁾	66,9	67,1	67,4	68,5	70,0	68,3	69,9	69,7	69,4	70,1	70,7	71,6
SUM IKKE-OPEC TOTAL NON-OPEC	41,9	40,9	40,5	41,1	42,1	41,1	42,3	42,2	41,7	42,1	42,5	43,0
OECD	16,3	16,6	16,8	17,6	18,0	17,4	18,3	18,1	17,7	17,7	18,3	18,3
Nord-Amerika <i>North America</i>	11,1	11,1	11,0	10,9	11,0	10,9	11,1	11,1	11,0	10,9	11,0	10,9
Europa <i>Europe</i>	4,5	4,8	5,1	6,0	6,3	5,8	6,5	6,4	6,0	6,2	6,7	6,6
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7
IKKE-OECD NON OECD	25,6	24,3	23,7	23,4	24,3	23,7	23,9	24,1	24,1	24,4	24,2	24,8
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	10,4	8,9	7,9	7,2	7,2	7,3	7,3	7,1	7,2	7,1	7,2	7,1
Kina <i>China</i>	2,8	2,8	2,9	2,8	3,0	2,8	3,0	3,0	2,9	3,0	3,0	3,1
Europa <i>Europe</i>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Latin Amerika <i>Latin America</i>	5,6	5,7	5,8	5,9	6,1	6,0	6,0	6,1	6,0	6,3	5,9	6,5
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	1,7	1,8	1,8	1,9	2,1	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,4	1,5	1,6	1,8	1,9	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Nettotilvekst prosessering ⁵⁾ <i>Processing Gains</i> ⁵⁾	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
OPEC	25,0	26,2	26,9	27,4	27,8	27,3	27,6	27,5	27,6	28,0	28,1	28,5
Råolje <i>Crude Oil</i>	23,0	24,1	24,7	25,0	25,4	24,9	25,2	25,2	25,2	25,6	25,6	26,0
NGL NGLs	2,1	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5
LAGERENDRING OG ANNET ⁶⁾ STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS ⁶⁾	0,0	-0,4	-0,2	-0,2	0,0	0,4	-0,6	-1,2	1,1	1,4	-1,3	-1,1

¹⁾ Leveranser fra raffinierene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder.
Deliveries from refineries plus international marine bunkers, refinery fuel and crude for direct burning. Includes oil from non-conventional sources and other sources of supply.

²⁾ Øst-Tyskland er inkludert i OECD Europa for årene 1991-93. *Eastern-Germany is included in OECD Europe throughout 1991-93.*

³⁾ Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. *Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data.*

⁴⁾ Består av råolje, kondensat, NGL, olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Comprises crude oil, condensates, NGLs, oil from non-conventional sources and other sources of supply.*

⁵⁾ Nettotilvekst i volum gjennom raffineringssprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).*

⁶⁾ Omfatter i tillegg til registrert lagerendring endringer i ikke-innrapporterte lager og tapt råolje til havs. *Includes changes in non-reported stocks and crude ocean losses.*

K i l d e: IEA Monthly Oil Market Report. *S o u r c e: IEA Monthly Oil Market Report.*

Tabell 35. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 15. juni 1996 *Areas with production licences as of 15 June 1996*

Tildelingsår <i>Year of assignment</i>	Areal i alt <i>Total area</i>	Tilbakelevert areal <i>Relinquished area</i>	Konsesjonsbelagt areal <i>Area under licence</i>	Antall utvinnings- tillatelser <i>Number of production</i>
		Km2	Km2	Antall <i>Number</i>
I alt <i>Total</i>	119 209	65 341	53 894	162
1965	42 106	38 210	3 896	22
1969	5 879	3 175	2 703	13
1971	524	262	262	1
1973	587	295	262	1
1975	2 330	1 879	451	5
1976	2 069	1 860	209	4
1977	1 793	897	896	4
1978	501	152	349	1
1979	4 008	2 435	1 573	8
1980	1 108	999	109	2
1981	4 319	2 615	1 704	11
1982	4 497	3 751	745	12
1983	1 521	726	795	1
1984	6 338	2 035	3 695	15
1985	8 629	2 992	5 637	20
1986	4 053	428	3 625	9
1987	7 140	1 818	5 322	13
1988	4 701	-	4 701	11
1989	5 031	603	4 428	9
1990	-	-	-	-
1991	12 103	-	12 103	22
1992	-	-	-	-
1993	10 510	-	10 510	17
1994	-	-	-	-
1995	-	-	-	-
1996	17 406	-	17 406	18

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 36. Funn på norsk kontinentalsokkel 1995 *Significant discoveries on the Norwegian continental shelf 1995*

Operatør <i>Operator</i>	Blokk/brønn <i>Block/well</i>	Utv. tilatelse <i>Production license</i>	Innhold <i>Contents</i>
Hydro	15/5-5	048	Olje/ Oil
Elf	17/3-1	188	Gass/ Gas
Elf	25/5-5	046	Olje/ Oil
Conoco	25/7-3	103	Olje/ Oil
Esso	25/8-8 S	027 P	Olje/ Oil
Statoil	30/3-7 S	052	¹⁾
Hydro	30/8-1 S	190	¹⁾
Statoil	34/10-37	050	Olje/ Oil, Gass/ Gas
Statoil	34/10-40	050	Gass/ Gas
Saga	6406/2-1	199	Gass/ Gas
			Kondensate/ Condensate

1) Planlagt formasjonstestet i 1996.

1) Planned formation tested in 1996.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 37. Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd. 31. desember 1995⁶⁾
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31
December 1995⁶⁾

Feltnavn/Name of field	Opprinnelig/Original			Resterende/Residual		
	Olje, millioner Sm ³ Oil, million Sm ³	NGL, millioner tonn NGL, million tonnes	Gass, milliarder Sm ³ Gas, billion Sm ³	Olje, millioner Sm ³ Oil, million Sm ³	NGL, millioner tonn NGL, million tonnes	Gass, milliarder Sm ³ Gas, billion Sm ³
I alt Total	2 835,2	145,1	1 767,7	1 518,2	104,6	1 352,2
Albuskjell	7,4	1,0	16,1	0,2	-	1,1
Brage	46,2	0,8	1,9	33,6	0,6	1,5
Cod	2,9	0,5	7,4	0,1	-	0,5
Draugen	94,5	-	-	83,5	-	-
Edda	4,9	0,2	2,1	0,4	-	0,2
Ekofisk	404,0	15,0	157,4	198,9	6,5	61,8
Eldfisk	79,2	4,7	58,3	20,7	2,0	32,3
Embla	7,3	0,5	4,8	4,0	0,4	3,8
Frigg ¹⁾	-	0,4	111,5	-	-	0,8
Frøy	15,8	0,2	3,2	14,9	0,2	3,0
Gullfaks	308,7	2,5	21,9	134,3	1,2	10,1
Gullfaks Vest	2,9	-	0,3	1,8	-	0,3
Gungne	-	0,9	2,1	-	0,9	2,1
Gyda ²⁾	30,6	1,7	3,9	11,4	0,7	1,4
Gyda Sør ²⁾	1,5	0,2	0,9	1,5	0,2	0,9
Heidrun	133,0	-	12,5	132,1	-	12,5
Heimdal	6,8	-	40,6	2,0	-	7,6
Hod	9,3	0,3	2,3	4,3	0,2	1,3
Lille-Frigg	1,7	-	4,2	0,9	-	3,0
Loke ³⁾	-	1,4	3,4	-	1,4	3,4
Murchison ⁴⁾	12,5	0,4	0,4	0,8	-	0,1
Njord	37,5	-	14,0	37,5	-	14,0
Norne	76,2	-	15,6	76,2	-	15,6
Oseberg	325,0	-	90,9	159,2	-	90,9
Oseberg Vest	2,0	-	7,5	1,1	-	7,5
Sleipner Vest	-	33,7	126,9	-	33,7	126,9
Sleipner Øst ³⁾	-	26,0	41,0	-	19,1	31,0
Snorre	189,2	5,5	10,1	159,5	4,5	8,8
Statfjord ⁵⁾	538,0	15,0	57,0	110,2	6,3	26,2
Statfjord Nord	27,6	0,4	1,9	25,1	0,4	1,8
Statfjord Øst	24,7	0,7	3,0	20,9	0,7	2,8
Tommeliten						
Gamma	3,8	0,6	9,5	0,4	0,1	1,6
Tor	25,0	1,2	11,3	5,3	0,1	1,0
Tordis	29,6	0,7	2,0	23,9	0,5	1,6
Tordis Øst	5,4	0,5	0,5	5,4	0,5	0,5
Troll Vest olje (fase 2)	71,0	-	19,3	67,0	-	19,3
Troll Øst (fase 1)	-	20,0	825,0	-	20,0	825,0
Ula	69,1	2,6	3,6	17,3	0,5	0,2
Valhall	130,9	5,1	32,0	88,1	3,4	23,4
Veslefrikk	54,4	1,0	2,7	31,3	0,3	1,9
Vest-Ekofisk	12,2	1,5	27,0	0,2	0,1	1,5
Vigdis	33,9	-	2,4	33,9	-	2,4
Yme	10,5	-	-	10,5	-	-
Øst-Frigg	-	0,1	9,3	-	-	0,8

1) Dette er norsk andel: 60,82 prosent. 2) Produksjonen fra Gyda og Gyda Sør måles samlet. Totalt produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Gyda. 3) Salg fra Sleipner Øst og Loke foregår samlet. Total produsert mengde fra de to feltene er fratrukket Sleipner Øst.

4) Dette er norsk andel: 22,2 prosent. 5) Dette er norsk andel: 85,47 prosent. 6) Nedstengte felt er ikke inkludert.

1) This is the Norwegian share: 60.82 per cent. 2) The production from Gyda and Gyda South is stated together. Total produced amount from these two fields is deducted from Gyda's residual reserves. 3) Sales from Sleipner East and Loke is regulated in common. Total produced amount from these two fields is deducted from Sleipner East's residual reserves. 4) This is the Norwegian share: 22.2 per cent.

5) This is the Norwegian share: 85.47 per cent. 6) Abandoned fields are not included.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 38. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenørsatte på faste innretninger. 1989-1995 Injuries and Working hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1989-1995

Yrkesgruppe Occupation		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	
Administrasjon/ Produksjon Administration/ Production	Årsverk/Manyyears	2 099	2 259	2 366	2 499	2 607	3 021	2 939	Operatør/Operator (O)
	Skader/Injuries	294	500	424	369	482	468	661	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader pr. 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	43	49	53	54	59	76	72	O
		6	12	14	15	14	15	20	E
		20,5	21,7	22,4	21,6	22,6	25,2	24,5	O
	20,4	24	33	40,7	29	32,1	30,3	E	
Boring Drilling	Årsverk/Manyyears	0	0	0	0	0	0	0	Operatør/Operator (O)
	Skader/Injuries	2 128	2 027	2 239	2 340	2 590	2 648	2 901	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader pr. 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	0	0	0	0	0	0	0	O
		131	132	147	115	142	140	152	E
		0	0	0	0	0	0	0	O
	61,6	65,1	65,7	49,1	54,8	52,9	52,4	E	
Forpleining Catering	Årsverk/Manyyears	340	396	447	464	498	454	439	Operatør/Operator (O)
	Skader/Injuries	888	868	953	887	956	839	857	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader pr. 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	3	13	13	17	12	10	19	O
		36	34	31	34	25	23	26	E
		8,8	32,8	29,1	36,6	24,1	22	43,3	O
	40,5	39,2	32,5	38,3	26,2	27,4	30,3	E	
Konstruksjon/ Vedlikehold Construction/ Maintenance	Årsverk/Manyyears	2 381	2 364	2 481	2 536	2 694	1 985	1 954	Operatør/Operator (O)
	Skader/Injuries	4 237	3 901	4 900	4 679	5 937	3 949	3 836	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader pr. 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	70	61	65	80	39	48	45	O
		307	267	266	268	351	242	246	E
		29,4	25,8	26,2	31,5	14,5	24,2	23	O
	72,8	68,4	54,3	57,3	59,1	61,3	64,1	E	
I alt Total	Årsverk/Manyyears	4 820	5 019	5 294	5 499	5 799	5 460	5 332	Operatør/Operator (O)
	Skader/Injuries	7 547	7 296	8 516	8 275	9 965	7 904	8 255	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader pr. 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	116	123	131	151	110	134	136	O
		480	445	458	432	532	420	444	E
		24,1	24,5	24,7	27,5	19	24,5	25,5	O
	63,6	61	53,8	52,2	53,4	53,1	53,8	E	

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 39. Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989-1995 Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyyears. Mobile installations. 1989-1995

År Year	Arbeidstimer Working hours	Timer per årsverk Working hours per Manyyears	Årsverk Manyyears	Antall skadde (inkl. forulykkede) Number of Injuries (accidents incl.)	Antall skadde per 1000 årsverk Number of Injuries per 1000 Manyyears	Antall forulykkede Number of accidents	Antall forulykkede per 1000 årsverk Number of Accidents per 1000 Manyyears
1989	3 584 740	1 612	2 224	92	41,4	2	0,90
1990	4 328 907	1 612	2 685	139	51,8	1	0,37
1991	4 878 152	1 612	3 026	159	52,5	0	0,00
1992	4 380 013	1 612	2 717	140	51,9	0	0,00
1993	4 205 431	1 612	2 609	138	52,9	2	0,77
1994	3 513 753	1 612	2 180	111	50,9	0	0,00
1995	2 821 541	1 612	1 750	90	51,4	0	0,00
Totalt/gjennomsnitt Total/Average	27 712 537	1 612	17 191	870	50,6	5	0,29

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 40. Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner¹⁾ i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1987 - 1995
Accidents on petroleum producing installations¹⁾. Injury occurrences. 1987 - 1995

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
I alt Total	831	637	592	658	574	577	635	545	599
Kontakt med gjenst./maskindel i bevegelse <i>Contact w/objects, machine part in motion</i>	100	77	115	105	130	111	113	100	106
Brann, eksplosjon ol. <i>Fire, explosion etc</i>	1	-	3	4	4	3	-	3	-
Fall til lavere nivå <i>Fall to lower level</i>	46	34	30	29	27	31	38	22	30
Fall på samme nivå <i>Fall on same level</i>	69	47	36	43	23	26	24	31	24
Tråkking på ujevnheter, Feiltrykk <i>Stepping on uneven surface, stumbling</i>	99	63	58	45	51	33	57	37	57
Fallende gjenstander <i>Falling objects</i>	38	34	32	31	37	29	22	33	29
Kontakt med gjenstander i ro <i>Contact with stationary objects</i>	75	34	53	45	53	68	75	57	65
Håndteringsulykke <i>Accident related to handling</i>	151	126	93	84	74	85	100	100	89
Kontakt med kjemisk/fysisk forbindelse <i>Contact with chemical/physical compounds</i>	36	27	18	19	24	39	20	17	28
Overbelastning av kroppsdel <i>Overexertion of part of the body</i>	69	71	51	44	49	48	31	50	63
Splinter, sprut <i>Splinters, splash</i>	129	113	94	109	95	90	146	84	99
Elektrisk strøm <i>Electric current</i>	3	2	1	3	0	1	-	-	1
Ekstreme temperaturer <i>Extreme temperatures</i>	11	9	5	6	7	13	9	11	8
Mann over bord <i>Man overboard</i>	-	-	1	1	0	-	-	-	-
Annet <i>Other</i>	4	-	2	-	-	-	-	1	1

1) Faste innretninger.

1) Non-mobile installations.

K i l d e: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 41. Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner¹⁾ i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1987 - 1995
Accidents on petroleum producing installations¹⁾. By occupation. 1987 - 1995

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
I alt Total	831	637	592	658	568	577	635	545	599
Administrasjon <i>Administration</i>	14	9	18	17	28	17	22	17	24
Boredeksarbeider <i>Drillfloor worker</i>	25	45	35	40	43	35	41	44	42
Borer <i>Driller</i>	5	6	9	7	11	4	11	10	11
Elektriker <i>Electrician</i>	57	37	26	37	18	37	37	35	41
Forpleining <i>Catering</i>	51	35	32	32	28	39	22	37	41
Hjelpearbeider <i>Helper</i>	116	83	98	73	102	96	65	67	64
Instrumenttekniker <i>Instrument technician</i>	10	10	13	17	15	11	19	9	12
Kranfører <i>Crane driver</i>	12	6	4	4	2	16	11	10	11
Maler/sandblåser <i>Painter/sandblaster</i>	54	77	39	38	38	42	63	30	33
Mekaniker/motormann/repairatør <i>(Motor)mechanics/ repairman</i>	64	51	54	46	46	46	54	65	81
Operatør <i>Operator</i>	34	48	17	34	25	28	29	37	47
Platearbeider/isolatør <i>Plateworker/insulator</i>	86	60	49	51	38	37	45	23	34
Rørlegger <i>Plumber</i>	75	45	48	36	37	30	50	36	43
Servicetekniker <i>Service technician</i>	22	19	22	27	31	21	28	33	33
Stillasbygger <i>Scaffold builder</i>	96	50	41	42	34	39	46	36	26
Sveiser <i>Welder</i>	99	42	46	37	52	59	70	45	40
Tårnmann <i>Derrickman</i>	7	13	9	12	10	7	10	7	14
Uspesifisert <i>Unspecified</i>	4	1	32	4	3	1	0	4	2

1) Faste innretninger.

1) Non-mobile installations.

K i l d e: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 42. Sysselsetting¹⁾ i oljevirkomheten etter bedriftstype. 1987 - 1995²⁾ Employment¹⁾ in oil activities by type of establishment. 1987 - 1995²⁾

Bedriftstype Type of Establishment	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
I alt Total	64 864	64 250	57 764	58 752	63 648	71 821	78 228	73 986	70 072
Oljeselskaper Oil companies	13 946	14 408	15 297	15 037	17 788	17 878	20 179	19 162	18 269
Boreselskaper Drilling companies	3 229	3 731	3 875	3 812	3 373	3 075	3 528	3 267	3 246
Transport- og rederivirkomhet Transport and shipping	3 917	3 493	3 709	4 079	3 813	3 943	3 132	3 158	3 120
Industri, bygg og anlegg Manufacturing construction	23 601	21 808	15 108	16 784	18 321	24 016	27 503	25 596	23 844
Serviceselskaper Service companies	3 151	3 258	3 109	3 465	3 857	4 503	4 512	4 762	4 907
Ingeniørselskaper Engineering companies	7 375	8 151	7 476	6 824	7 528	8 671	9 771	8 139	7 449
Baser Bases	522	459	439	436	501	566	683	545	558
Forpleining Catering	1 398	1 556	1 391	1 226	1 131	1 455	1 583	1 747	1 517
Drift av ilandførings- og foredlingsanlegg Operatinon of pipelines and refineries	3 085	3 237	3 406	3 552	3 489	3 595	3 592	3 437	2 908
Offentlig administrasjon Public administration	630	622	638	619	609	544	618	632	628
Forskning og opplæring Research and educatio	1 887	1 592	1 596	1 530	1 495	1 801	1 700	1 773	1 651
Diverse varer og tjenester Other commodities and services	2 123	1 935	1 720	1 588	1 744	2 028	2 267	1 768	1 975
Antall enheter The number of establishments polled	ca 956	ca 1 000	ca 900	ca 850	ca 800	ca 800	ca 800	ca 800	ca 800

1) Denne tabellen bygger på oppgaver fra Arbeidsdirektoratet. Tallene er ikke sammenlignbare med sysselsettingstall fra SSB fordi definisjonene er forskjellige. 2) Tallene er hentet fra en årlig undersøkelse i august.

1) This table is based on material from The Directorate of Labour. The Figures are not comparable with employment figures from CBS because they are based on different definitions. 2) The figures are based on an annual survey in August.

K i l d e: Arbeidsdirektoratet. Source: The Directorate of Labour.

**Tabell 43. Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirkomheten. 1986 - 1996. Faste 1996-priser. Mrd. kr
Central government expences and income from The Governments Direct Economic Engagemet in the oil activities. 1986 - 1996. 1996-prices. Billion kroner**

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995*	1996*
Investeringer Investments	16,16	15,64	12,54	10,60	9,76	13,69	16,45	25,47	27,83	23,52	15,90
Netto innbetalinger Net Payments	-17,39	-14,32	-11,45	0,91	8,46	6,55	3,94	0,17	0,01	7,44	22,90

* Anslag Estimate

K i l d e: Faktaheftet NOE Source: The Fact Sheet MIE

Tabell 44. Nøkkeltall for rettighetshavere¹⁾ på norsk kontinentalsokkel²⁾. 1985-1994
Financial highlights for licensees¹⁾ on the Norwegian Continental Shelf²⁾. 1985-1994

År	Antall foretak	Drifts- inntekter Mill. kr.	Driftsres. i pst. av driftsinnt.	Res. før EOP i pst. av driftsinnt.	Total- rentabilitet	Egenkapital- rentabilitet	Egenkapital- andel	Likviditets- grad
Year	Number of enterprises	Operating income Bill. kroner	Operating profit in per cent of op. income	Profit before extrao. items in per cent of op. income	Return on total assets Pst.	Return on equity Pst.	Equity ratio Pst.	Current ratio
1985	60	131 477	41,3	41,4	44,8	94,3	14,2	0,81
1986	54	100 888	19,9	17,1	18,2	33,4	15	0,96
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	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	19,9	28,2	30,4	0,71
1992	51	137 078	25	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

1) Omfatter all virksomhet i foretakene, også virksomhet som ikke er oljetilknyttet. 1) Incl. all activities in the enterprises, also not oil related.

2) Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 2) Not included the direct government involvement.

Fra 1987 brudd i tidsserien pga. endret behandling for avskrivninger og anleggsreserve. Avskrivninger i følge Petroleumsskatteloven er fra dette året fordelt på ordinære og ekstraordinære avskrivninger i samsvar med foretakenes egne oppgaver, mens de tidligere konsekvent ble regnet som ordinære avskrivninger. Anleggsreserve (akkumulerte ekstraordinære skatteavskrivninger) er fra samme år registrert som egen post under gruppen betinget skattefrie avsetninger på gjeld og egenkapitalsiden i balansen, og medregnet i anleggsmiddelverdiene på eiendelssiden. Anleggsreserven ble tidligere holdt utenom i disse oppgavene.

Fra 1992 brudd pga. endret regnskapsføring knyttet til egenkapital og skatt, jf. tabell 46. I balansen er tidligere oppgaver for betinget skattefrie avsetninger tatt ut og fordelt på egenkapital og utsatt skatt (langsiktig gjeld). I resultatregnskapet vises endring i utsatt skatt som del av foretakenes skattekostnad.

Tabell 45. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1993 og 1994
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1993 and 1994

Hoved- og nøkkeltall 1) Key figures	Alle rettighetshavere All licensees		Av dette Statens direkte økonomiske engasjement Of this the governments direct involvement	
	1993	1994	1993	1994
1) Tallet på foretak	53	48	1	1
2) Sysselsetting pr 31. desember	25 437	23 974	-	-
3) Driftsinntekter	Mill.kr 183 030	192 863	37 101	39 109
4) Driftsresultat	" 52 527	54 951	16 987	18 532
5) Resultat av finansielle poster	" -8 908	1 228	21	-88
6) Resultat før ekstraordinære poster	" 43 619	56 179	17 008	18 444
7) Resultat før årsoppgjørdisp	" 43 570	54 068	17 008	18 444
8) Årsoverskudd	" 24 243	31 327	17 008	18 444
9) Omløpsmidler	" 40 745	42 702	4 875	5 578
10) Anleggsmidler	" 296 080	325 701	87 797	105 011
11) Kortsiktig gjeld	" 63 458	69 694	5 878	5 008
12) Langsiktig gjeld	" 130 356	128 103	253	446
13) Egenkapital	" 143 011	170 605	86 541	105 135
14) Totalkapital	" 336 825	368 402	92 672	110 589
15) Totalrentabilitet	Prosent 13,4	15,9	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet	" 17,9	21,3	.	.
17) Egenkapitalandel	" 42,5	46,3	.	.
18) Likviditetsgrad	" 0,64	0,61	.	.

1) Hovedtall 9-14 gjelder per 31.12.

1) Key figures 9-14 per 31.12.

Tabell 46. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾. 1991-1994
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹⁾. 1991-1994

	1991		1992		1993		1994	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
RESULTATREGNSKAP INCOME STATEMENT								
Driftsinntekter Operating income	138 694	100,0	137 078	100,0	145 929	100,0	153 754	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) Sales (less taxes)	122 371	88,2	116 603	85,1	121 510	83,3	130 296	84,7
Øvrige driftsinntekter Other operating income	16 323	11,8	20 474	14,9	24 419	16,7	23 458	15,3
Driftskostnader Operating expenditure	101 977	73,5	102 752	75,0	110 389	75,6	117 335	76,3
Vareforbruk Cost of goods	26 249	18,9	24 910	18,2	28 415	19,5	36 874	24,0
Lønnskostnader Compensation of employees	11 823	8,5	13 207	9,6	13 879	9,5	12 701	8,3
Øvrige driftskostnader Other operating expenses	47 492	34,2	47 698	34,8	49 759	34,1	47 968	31,2
Av- og nedskrivninger Depreciation	16 413	11,8	16 937	12,4	18 337	12,6	19 792	12,9
Driftsresultat Operating profit	36 717	26,5	34 326	25,0	35 540	24,4	36 419	23,7
Finansinntekter Financial income	7 121	5,1	4 435	3,2	3 322	2,3	7 804	5,1
Aksjeutbytte og renteinntekter Dividends and interest received	3 435	2,5	2 079	1,5	1 985	1,4	1 042	0,7
Øvrige finansinntekter Other financial income	3 686	2,7	2 357	1,7	1 337	0,9	6 763	4,4
Finanskostnader Financial expenditure	9 208	6,6	12 123	8,8	12 251	8,4	6 488	4,2
Rentekostnader Interest paid	7 109	5,1	6 228	4,5	6 238	4,3	5 439	3,5
Øvrige finanskostnader Other financial expenses	2 099	1,5	5 895	4,3	6 012	4,1	1 049	0,7
Resultat av finansielle poster Financial items, net	-2 087	-1,5	-7 688	-5,6	-8 929	-6,1	1 316	0,9
Resultat før ekstraordinære poster Profit before extraordinary items	34 630	25,0	26 638	19,4	26 611	18,2	37 735	24,5
Resultat før skattekostnad/årsopp.disp. Profit before taxes/year-end adjustments	35 427	25,5	26 290	19,2	26 562	18,2	35 624	23,2
Skattekostnad/årsopp.disp. Taxes/Year-end adjustments	24 924	18,0	20 717	15,1	19 327	13,2	22 741	14,8
Betalbar skatt o.l. Payable tax etc.	17 232	12,4	17 233	12,6	14 764	10,1	18 484	12,0
Endring utsatt skatt Change in deferred tax	.	.	3 483	2,5	4 563	3,1	4 257	2,8
Årsoppgjørdisposisjoner Year-end adjustments	7 692	5,5
Årsoverskudd Annual profit	10 503	7,6	5 574	4,1	7 235	5,0	12 883	8,4
Avsatt til egenkapital Transferred to equity	1 595	1,2	-7 330	-5,3	-592	-0,4	7 072	4,6
Utbytte o.l. Proposed dividends etc.	8 908	6,4	14 259	10,4	10 458	7,2	5 726	3,7
Konsebidrag o.l. Contribution to group companies etc.	.	.	-1 356	-1,0	-2 630	-1,8	85	0,1
BALANSE PR. 31. DESEMBER BALANCE SHEET AT 31 DECEMBER								
Omløpsmidler Current assets	36 434	17,0	49 383	20,5	35 870	14,7	37 124	14,4
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner Cash, deposits, shares, bonds	5 128	2,4	10 509	4,4	4 395	1,8	3 405	1,3
Kundefordringer Accounts receivable from customers	12 440	5,8	12 908	5,4	12 974	5,3	15 639	6,1
Øvrige fordringer Other accounts receivable	15 715	7,4	22 839	9,5	15 301	6,3	14 467	5,6
Varelager Stock of goods	3 151	1,5	3 127	1,3	3 200	1,3	3 613	1,4
Anleggsmidler Fixed assets	177 395	83,0	191 373	79,5	208 283	85,3	220 690	85,6
Aksjer, andeler og obligasjoner Shares and bonds	19 106	8,9	20 819	8,6	25 835	10,6	29 690	11,5
Fordringer Accounts receivable	4 169	1,9	4 208	1,7	4 466	1,8	5 277	2,0
Varige driftsmidler etc. Fixed tangible assets etc.	154 121	72,1	166 346	69,1	177 982	72,9	185 723	72,0
Kortsiktig gjeld Short-term liabilities	51 014	23,9	67 589	28,1	57 580	23,6	64 686	25,1
Leverandørgjeld Accounts payable to suppliers	12 517	5,9	12 169	5,1	11 204	4,6	14 776	5,7
Kassekreditt Bank overdraft	227	0,1	245	0,1	767	0,3	522	0,2
Øvrig kortsiktig gjeld Other short-term liabilities	38 270	17,9	55 175	22,9	45 608	18,7	49 388	19,2
Langsiktig gjeld Long-term liabilities	64 880	30,3	114 697	47,6	130 103	53,3	127 657	49,5
Betinget skattefrie avsetninger Conditional tax-free alloc.	65 823	30,8
Egenkapital Equity	32 112	15,0	58 470	24,3	56 470	23,1	65 470	25,4
Aksjekapital o.l. Share capital and the like	11 189	5,2	11 705	4,9	11 979	4,9	12 448	4,8
Bundet egenkapital ellers Other restricted equity	16 514	7,7	18 001	7,5	19 348	7,9	24 906	9,7
Fri egenkapital Distributable equity	4 409	2,1	28 764	11,9	25 142	10,3	28 117	10,9
Sum gjeld og egenkapital Total liabilities and equity	213 829	100,0	240 756	100,0	244 153	100,0	257 813	100,0
FINANSIERINGSANALYSE SOURCE AND APPLICATION OF FUNDS								
Tilførsel Source of funds	20 965	100,0	26 914	100,0	31 523	100,0	27 486	100,0
Tilførsel fra årets virksomhet Generated from operations	25 250	120,4	13 452	50,0	22 167	70,3	32 291	117,5
Egenkapital tilført utenfra Externally supplied equity	226	1,1	220	0,8	-178	-0,6	217	0,8
Økning i langsiktig gjeld Increase in long-term liabilities	-4 512	-21,5	13 243	49,2	9 535	30,2	-5 022	-18,3
Investering i anleggsmidler Investment in fixed assets	27 546	131,4	30 752	114,3	35 000	111,0	33 523	122,0
Endring i arbeidskapital Change in working capital	-6 581	-31,4	-3 838	-14,3	-3 477	-11,0	-6 037	-22,0
NØKKELTALL KEY FIGURES								
Tallet på foretak Number of enterprises	53		51		52		47	
Sysselsetting pr. 31. desember Number of persons engaged at 31 December	25 047		25 459		25 437		23 974	
Totalrentabilitet Return on total assets	Pst. P.c.	19,9	14,2	13,6	12,8	17,2		
Egenkapitalrentabilitet Return on equity	Pst. P.c.	28,2	9,5	12,8	24,5			
Egenkapitalandel Equity ratio	Pst. P.c.	30,4	24,3	23,1	25,4			
Likviditetsgrad Current ratio		0,71	0,73	0,62	0,57			

1) Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement

1) Not included the direct government involvement

Tabell 47. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1994 *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹⁾. 1994*

Resultatregnskap <i>Income statement</i> ²⁾	Mill.kr	Pst.
Driftsinntekter	153 754	100,0
Salgsinntekter, avgiftspliktig	16 678	10,8
Salgsinntekter, avgiftsfritt	123 564	80,4
- Offentlige avgifter ³⁾	9 947	6,5
Off tilskudd, tilv/solgte varer	2	0,0
Andre off tilskudd/refusjoner	-	-
Aktiverte egne investeringsarbeider	1 179	0,8
Leieinntekter, fast eiendom	27	0,0
Andre driftsinntekter ⁴⁾	22 227	14,5
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	22	0,0
Driftskostnader	117 335	76,3
Forbruk av innkjøpte varer	37 058	24,1
Lønninger mv	10 173	6,6
Arbeidsgiveravgift til folketrygden	1 606	1,0
Pensjonskostnader o.a. personalkostn.	922	0,6
Frakt og spedisjon vedr salget	13 846	9,0
Energi, brensel mv vedr produksjon	1 152	0,7
Leiekostnader fast eiendom	472	0,3
Lys, varme, vann og renovasjon	68	0,0
Leie driftsmidler	65	0,0
Verktøy, inventar etc	29	0,0
Vedlikehold/repasasjon	236	0,2
Kontorrekvisita, trykksaker mv	198	0,1
Telefon og porto	120	0,1
Bilkostnader	23	0,0
Reise- og diettkostnader, bilgodtgj	667	0,4
Provisjonskostnader	123	0,1
Salgs-, reklame og repr.kostnader	163	0,1
Kontingenter og gaver	66	0,0
Forsikringer og garantikostnader	1 577	1,0
Patent-, lisenskostn. og royalties	889	0,6
Diverse driftskostnader	28 150	18,3
Tap ved avgang av anleggsmidler	80	0,1
Tap på fordringer	46	0,0
Beholdningsendr. egentilvirkede varer	- 184	-0,1
Ordinære avskrivninger	19 791	12,9
Nedskrivning på anleggsmidler	1	0,0
Driftsresultat	36 419	23,7

1) Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1) *Not included the direct government involvement.*

2) For English translation, see annex 2.

3) Medregnet royalty. 3) *Incl. royalty.*

4) Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens. 4) *Incl. inter-income in licenses on the same license.*

5) Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. 5) *Incl. transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head office.*

6) Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon 6) *Incl. production equipment for fields in production.*

7) Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper 7) *Incl. equity in the Norwegian branch of a foreign company.*

Tabell 47 (forts.) Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1994 *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹⁾. 1994*

Resultatregnskap <i>Income statement</i> ²⁾	Mill.kr	Pst.
Finansinntekter	7 804	5,1
Utbytte på aksjer ol	258	0,2
Andel overskudd i deltagerlign. sel.	-	-
Renteinntekter fra konsernselskaper	326	0,2
Andre renteinntekter	458	0,3
Valutagevinst (agio)	6 629	4,3
Andre finansinntekter	133	0,1
Finanskostnader	6 488	4,2
Andel underskudd i deltagerlign. sel.	-	-
Rentekostnader, også til konsernselsk.	5 439	3,5
Valutatap (disagio)	915	0,6
Andre finanskostnader	134	0,1
Resultat av finansielle poster	1 316	0,9
Resultat før ekstraordinære poster	37 735	24,5
Ekstraordinære inntekter	144	0,1
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	136	0,1
Ekstraordinære offentlige tilskudd	1	0,0
Andre ekstraordinære inntekter	6	0,0
Ekstraordinære kostnader	2 254	1,5
Tap ved avgang av anleggsmidler	122	0,1
Nedskrivning på anleggsmidler	1 127	0,7
Andre ekstraordinære kostnader	1 006	0,7
Resultat av ekstraordinære poster	- 2 111	-1,4
Resultat før skattekostnad	35 624	23,2
Skattekostnad	22 741	14,8
Betalbar skatt	18 484	12,0
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-
Endring utsatt skatt	4 257	2,8
Årsoverskudd	12 883	8,4
Oppskrivning av anleggsmidler	1 453	0,9
Overført fra oppskrivningsfond	1 259	0,8
Anvendelse av oppskrivningsbeløp	1 453	0,9
Overført fra tilbakeføringsfond	250	0,2
Overført fra reservefond mv.	1 520	1,0
Avsatt til reservefond	3 610	2,3
Fondsemisjon med overskuddsmidler	393	0,3
Overf. fra fri egenkap/udekket tap	- 573	-0,4
Avsatt til fri egenkapital	5 524	3,6
Avsatt til utbytte ol. ⁵⁾	5 726	3,7
Konsernbidrag (-mottatt)	85	0,1
Aksjonærbidrag (-mottatt)	-	-

Tabell 47 (forts.) Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1994 *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹⁾. 1994*

Balanse <i>Balance sheet</i> ²⁾	per.01.01		per 31.12.	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
EIENDELER				
Omløpsmidler	37 718	15,5	37 124	14,4
Kasse, innskudd i bank og postgiro	2 143	0,9	3 084	1,2
Aksjer og andeler	492	0,2	166	0,1
Obligasjoner og andre verdipapirer	1 744	0,7	155	0,1
Kundefordringer	12 911	5,3	15 639	6,1
Opptjente, ikke fakt. driftsinntekter	-	-	-	-
Kortsiktige fordringer konsernselsk.	11 423	4,7	9 106	3,5
Andre kortsiktige fordringer	5 570	2,3	5 065	2,0
Lager av råvarer og innkj. halvfabr.	1 059	0,4	1 297	0,5
Lager av varer under tilvirkning	177	0,1	139	0,1
Lager av ferdigvarer, egentilvirkede	1 850	0,8	2 110	0,8
Lager av ferdigvarer, kjøpte	61	0,0	66	0,0
Forskudd til leverandører	263	0,1	249	0,1
Andre omløpsmidler	25	0,0	46	0,0
Anleggsmidler	206 230	84,5	220 690	85,6
Andeler i deltagerlignede selskaper	33	0,0	156	0,1
Aksjer og andeler i datterselskaper	23 447	9,6	27 031	10,5
Andre aksjer og andeler	2 317	0,9	2 491	1,0
Obligasjoner og andre verdipapirer	11	0,0	12	0,0
Lån til aksjonærer mv og ansatte	363	0,1	214	0,1
Langsiktige fordringer konsernselsk.	1 394	0,6	876	0,3
Utsatt skattefordel	116	0,0	132	0,1
Andre langsiktige fordringer	2 367	1,0	4 029	1,6
Forskudd til leverandører	18	0,0	25	0,0
Patenter og liknende rettigheter	72	0,0	155	0,1
Goodwill	1 898	0,8	1 796	0,7
Aktiverte kostnader	5 864	2,4	5 350	2,1
Skip og andre fartøyer	868	0,4	1 352	0,5
Andre transportmidler	79	0,0	45	0,0
Maskiner, verktøy, inventar ol.	18 078	7,4	17 578	6,8
Bygninger og bygningsmessige anl. ⁶⁾	120 892	49,6	119 768	46,5
Anlegg under utførelse	25 541	10,5	36 655	14,2
Grunnarealer	2 123	0,9	2 237	0,9
Boliger (inkl tomter)	745	0,3	782	0,3
Andre anleggsmidler	4	0,0	4	0,0
Krav på aksjeinnskudd/egne aksjer	-	-	-	-
Totalkapital	243 948	100,0	257 813	100,0

Tabell 47 (forts.) Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1994 *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf¹⁾, 1994*

Balanse <i>Balance sheet</i> ²⁾	per.01.01		per 31.12	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
GJELD OG EGENKAPITAL				
Kortsiktig gjeld	59 244	24,3	64 686	25,1
Leverandørgjeld	11 159	4,6	14 776	5,7
Vekselgjeld	-	-	-	-
Kassekreditt	767	0,3	522	0,2
Skyldig skattetrekk	350	0,1	396	0,2
Skyldig arbeidsgiveravgift	182	0,1	304	0,1
Skyldig merverdiavgift	395	0,2	180	0,1
Andre offentlige avgifter	419	0,2	432	0,2
Påløpt lønn, feriepenger ol.	691	0,3	708	0,3
Påløpte ikke forfalte gjeldsrenter	166	0,1	502	0,2
Betalbar skatt, ikke utlignet	6 916	2,8	9 777	3,8
Betalbar skatt, utlignet	19	0,0	4	0,0
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-	-	-
Forskudd fra kunder	117	0,0	82	0,0
Regnskapsmessige avsetninger	5	0,0	123	0,0
Avsatt konsernbidrag	-	-	155	0,1
Kortsiktige valutalån	3 300	1,4	2 897	1,1
Avsatt utbytte	3 409	1,4	3 935	1,5
Annen kortsiktig gjeld	31 348	12,9	29 891	11,6
Langsiktig gjeld	127 976	52,5	127 657	49,5
Utsatt skatt	41 180	16,9	45 883	17,8
Ihendehaverobligasjonslån	11 767	4,8	12 323	4,8
Pantelån	5 304	2,2	4 880	1,9
Pensjonsforpliktelser	518	0,2	1 041	0,4
Regnskapsmessige avsetninger	80	0,0	293	0,1
Langsiktig gjeld til konsernselskap	37 100	15,2	43 137	16,7
Langsiktige valutalån	15 923	6,5	10 326	4,0
Annen langsiktig gjeld	15 026	6,2	8 712	3,4
Ansvarlig lånekapital	1 078	0,4	1 063	0,4
Egenkapital	56 728	23,3	65 470	25,4
Aksjekapital ol.	13 016	5,3	12 448	4,8
Reservefond, andelskapital	18 528	7,6	22 226	8,6
Oppskrivningsfond	2 007	0,8	2 202	0,9
Tilbakeføringsfond	728	0,3	478	0,2
Fri egenkapital (- udekket tap) ⁷⁾	22 449	9,2	28 117	10,9
Totalkapital	243 948	100,0	257 813	100,0

Tabel 48. Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten. 1987-1995. Mill. kr
Central government tax- and royalty income from oil activities. 1987-1995. Million kroner

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
I alt Total	18 081	11 866	13 890	26 058	32 092	25 484	26 615	24 497	27 637
Ordinær skatt på formue og inntekt. <i>Ordinary tax on property, capital and income</i>	7 137	5 129	4 832	12 366	15 021	7 558	6 411	6 238	7 853
Særskatt på oljeinntekter <i>Special tax on oil income</i>	3 184	1 072	1 547	4 963	6 739	7 265	9 528	8 967	10 789
Produksjonsavgift <i>Royalty</i>	7 517	5 481	7 288	8 471	8 940	8 129	7 852	6 596	5 884
Arealavgift mv. <i>Area tax etc</i>	243	184	223	258	582	616	553	139	552
Avgift på utslipp av CO ₂ <i>Taxes on CO₂-outlets</i>	-	-	-	-	810	1916	2271	2557	2 559

Kilde: Stortingsmelding nr.3 - Statsregnskapet
 Source: Stortingsmelding nr. 3 - The Central government account

Tabell 49. Skipninger¹⁾ av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland²⁾. 1987-1995. 1000 tonn
Shipments¹⁾ of Norwegian produced crude oil, by receiving country²⁾. 1987-1995. 1000 tonnes

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Skipninger i alt Total shipments	47 360	53 832	72 705	78 170	91 248	104 176	110 419	120 115	123 395
Norge Norway	6 632	7 091	8 952	11 458	10 896	12 715	12 007	12 712	10 514
Belgia Belgium	681	1 568	1 905	1 494	2 242	2 981	1 120	2 781	3 365
Canada Canada	500	1 295	3 740	5 457	6 610	6 121	5 283	8 475	10 447
Danmark Denmark	870	878	1 095	1 374	3 987	4 087	3 557	4 220	3 097
Tyskland Germany	2 208	2 863	2 340	3 249	4 198	10 421	14 283	12 546	10 569
Frankrike France	4 700	4 606	9 486	7 251	7 162	7 806	8 875	9 990	13 001
Finland Finland	-	-	-	1 946	2 953	2 368	3 490	4 052	1 987
Irland Ireland	64	-	-	331	1 560	1 911	1 861	2 366	1 909
Israel Israel	682	617	501	252	750	755	625	759	626
Italia Italy	965	834	618	887	556	813	1 334	2 144	1 689
Nederland Netherlands	6 859	6 818	7 306	9 766	12 024	12 514	13 821	17 904	20 577
Polen Poland	-	234	106	350	1 031	1 373	1 314	1 416	1 085
Portugal Portugal	-	295	303	204	271	646	627	747	523
Spania Spain	-	427	282	-	71	141	262	379	451
Storbritannia og Nord-Irland									
United Kingdom	14 132	16 776	20 816	19 625	24 368	24 003	26 797	24 033	25 761
Sverige Sweden	4 434	5 389	7 069	7 395	7 217	7 183	6 882	6 638	8 324
Sveits Switzerland	-	97	68	-	-	-	-	-	-
USA USA	4 222	3 927	7 765	6 979	5 269	8 339	8 199	8 849	8 936
Østerrike Austria	325	115	137	-	-	-	-	-	-
Andre Other	85	-	214	151	82	-	81	104	534

1) Kildematerialet er bearbejdet i SSB 1) The source material is revised in SN

2) Ikke nødvendigvis endelig forbruksland, sist kjente land. 2) Not necessarily country of consumption. Last known receiving country

Kilde: Oljedirektoratet Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabel 50. Skipninger¹⁾ av norskprodusert våtgass²⁾ etter mottakerland³⁾. 1987-1995. 1000 tonn
Shipments¹⁾ of Norwegian produced NGL²⁾, by receiving country³⁾. 1987-1995. 1000 tonnes

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Skipninger i alt Total shipments	1 925	2 300	2 381	2 417	2 339	2 387	2 611	3 140	3 851
Norge Norway	818	962	916	948	925	852	927	906	818
Belgia Belgium	109	173	140	110	176	267	336	341	426
Danmark Denmark	-	3	-	-	-	-	3	-	-
Tyskland Germany	87	86	58	83	118	194	179	136	222
Frankrike France	72	64	90	90	52	90	159	137	319
Italia Italy	7	15	2	4	6	-	4	-	121
Nederland Netherlands	200	307	346	474	357	272	144	282	438
Portugal Portugal	10	35	30	51	45	50	156	90	59
Spania Spain	51	3	15	9	32	22	99	183	253
Storbritannia og Nord-Irland United Kingdom	285	488	536	414	406	402	385	447	534
Sverige Sweden	178	151	240	199	211	192	212	428	384
USA USA	79	-	-	-	2	-	1	125	181
Andre Other	28	14	9	35	8	46	5	65	96

1) Kildematerialet er bearbejdet i SSB 1) The source material is revised in SN

2) Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. Våtgass kalles også NGL (Natural Gas Liquids)

2) Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof. Natural Gas Liquids.

3) Ikke nødvendigvis endelig forbruksland, sist kjente land. 3) Not necessarily country of consumption. Last known receiving country

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

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 lønns-kostnader 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 Stor-

britannia. 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. En del av disse har ikke vært drevet i Norge tidligere. 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 1981statistikken 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, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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 "Olje-boring" 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, for-

syningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1 Foretak

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

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

3.2 Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives aktiviteter som faller innenfor en bestemt næringsgruppe. I oljevirksom-

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

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

3.3 Hjelpeavdeling

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

Ytes det tjenester til flere bedrifter i foretaket med ulike næringsgrupper, 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.

Realinvesteringer vil for letevirksomheten tilsvare de påløpte investeringskostnadene i samme periode, fordi letekostnadene regnes som realinvestert i takt med utført arbeid. En oljeplattform regnes derimot som realinvestering på det tidspunkt og med den verdi den har når den plasseres på produksjonsstedet. Alle påløpte investeringskostnader blir regnet som lager av varer under arbeid, fram til plattformen blir plassert på feltet. For feltutbygging vil det derfor normalt være betydelig avvik mellom påløpte investeringskostnader og realinvesteringer i samme periode.

4.2 Eksport

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

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

4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiearbeid

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

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

Beregnet inntekt for grensefelt

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

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4 Vareinnsats

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

4.5 Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6 Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

The statistical treatment of the oil activity

1. National borderline

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 import 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 Borderline areas

On the Norwegian and British sectors of the continental shelf there are three borderline 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 export 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. The numbers employed on each field are registered according to the operator's nationality.

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, some of which are new to Norway. These activities have been included in the Standard Industrial Classification in accordance with international recommendations.

Statistics Norway will from the yearly statistic for 1993 be using 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 were 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 productionwells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. This code replace 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 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.

Gross fixed capital formation will for the exploration activity coincide with the accrued investment costs for the same period, since exploration costs are regarded as investment in accordance with progress of work. A production platform is, however, treated as an investment at the moment of delivery and with the value at that time. All current costs are regarded as increase in the stock of work in process, until the platform is placed on the continental shelf. For this reason there will usually be great discrepancies between accrued investment costs and gross fixed capital formation for the same period.

4.2 Export

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. Export of natural gas to Emden is recorded as export 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 CBS 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 borderline 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 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 export 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 1
Annex 1

Måleenheter

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

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 omtrentlig omregning 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 1995:

Ekofisk:	0,827
Gullfaks:	0,864
Oseberg:	0,842
Statfjord:	0,832
Gjennomsnitt norsk sokkel:	0,840

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 tons, 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 divided by 48.80744.

Specific weights, stabilizes crude, for some oilfields in 1995:

Ekofisk:	0,827
Gullfaks:	0,864
Oseberg:	0,842
Statfjord:	0,832
Average Norwegian Shelf:	0,840

Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer*Connections and approximate direct conversion factors***Tabell a.**

Gass Gas	1 Sm ³ scm	35.3 kubikkfot cubic feet
Råolje	1 Sm ³ scm	6.29 fat barrels
Crude oil	1 Sm ³ scm	0.841 tonn oljeekvivalenter (toe) tonne oil equivalents (toe)
	1 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	0.0236	0.000176
1 kWh (kilowatttime)						
1 kWh (kilowatt hour)	3.6	1	0.000123	0.000085	0.0927	0.000635
1 TKE (tonn kullekvivalent)						
1 TCE (tonne coal equivalent)	29 300	8 140	1	0.69	695	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	40.52	11.79	0.00143	0.00084	1	0.007168
1 fat råolje						
1 barrel of crude oil	5 670	1 575	0.193	0.134	139.5	1

Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema

Income statement and balance sheet in English. References to the questionnaire

Postnr. i skjema
Item no. in the
questionnaire

Resultatregnskap		Income statement
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/repasasjon	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

Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994, 1995 og 1996

Norges offisielle statistikk (NOS)

C 157	Elektrisitetsstatistikk 1992
C 161	Statistisk årbok
C 188	Historisk statistikk 1994
C 249	Regnskapstatistikk 1993
C 260	Energistatistikk 1994
C 311	Elektrisitetsstatistikk 1993

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.
95/12	K. Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO ₂ , Nox, NMVOC and NH ₃ in Norway.
95/13	O.T. Djupskås og R. Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993. Data fra forbruksundersøkelsen.
95/14	B.M. Larsen og R. Nesbakken: Norske CO ₂ -utslipp 1987-1993. En studie av CO ₂ -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.

Statistiske analyser (SA)

6	Naturressurser og miljø 1996
10	Natural resources and the Environment 1996

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 CO ₂ Taxation and Petroleum Wealth
174	H.C. Bjørnland: The Dynamic Effects of Oil Price Shocks.

Notater

95/15	T. Karlsen: Optimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumformue.
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.

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.

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 265 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1995: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 1995: Statistics and Analysis*. 1995. 112s. 85 kr. ISBN 82-537-4206-1
- C 266 Skogstatistikk 1994 *Forestry Statistics 1994*. 1995. 94s. 80 kr. ISBN 82-537-4217-7
- C 267 Varehandelsstatistikk 1993 *Wholesale and Retail Trade Statistics 1993*. 1995. 82s. 70 kr. ISBN 82-537-4218-5
- C 298 Strukturertall for kommunenes økonomi 1994 *Structural Data from the Municipal Accounts 1994*. 1996. 160s. 95 kr. ISBN 82-537-4237-1
- C 299 Jordbruksstatistikk 1994 *Agricultural Statistics 1994*. 1996. 176s. 95 kr. ISBN 82-537-4247-9
- C 300 Veiviser i norsk statistikk. 1996. 96s. Gratis. ISBN 82-537-4248-7
- C 301 Levekårsundersøkelsen 1995 *Survey of Level of Living 1995*. 1996. 221s. 115 kr. ISBN 82-537-4264-9
- C 302 Sosialstatistikk 1994 *Social Statistics 1994*. 1996. 57s. 70 kr. ISBN 82-537-4265-7
- C 303 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1995: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 1995: Statistics and Analysis*. 1996. 64s. 85 kr. ISBN 82-537-4266-5
- C 304 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1996: Tillegg til Månedstatistikk over utenrikshandelen 1996 og Utenrikshandel 1996. 1996. 208s. 115 kr. ISBN 82-537-4267-3
- C 305 Commodity List: Edition in English of Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1996: Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 1996 and External Trade 1996. 1996. 172s. 95 kr. ISBN 82-537-4270-3
- C 306 Utslipp til luft i norske kommuner 1993. 1996. 19s. 95 kr. ISBN 82-537-4273-8
- C 307 Befolkningsstatistikk 1996: Hefte I Endringstal for kommunar 1994-1996 *Population Statistics 1996: Volume I Population Changes in Municipalities 1994-1996*. 1996. 49s. 70 kr. ISBN 82-537-4274-6
- C 308 Fiskeristatistikk 1992-1993 *Fishery Statistics 1992-1993*. 1996. 121s. 80 kr. ISBN 82-537-4275-4
- C 309 Reiselivsstatistikk 1994 *Statistics on Travel 1994*. 1996. 102s. 80 kr. ISBN 82-537-4276-2
- C 310 Byggearealstatistikk 1995 *Building Statistics 1995*. 1996. 51s. 70 kr. ISBN 82-537-4280-0
- C 311 Elektrisitetsstatistikk 1993 *Electricity Statistics 1993*. 1996. 51s. 70 kr. ISBN 82-537-4281-9
- C 312 Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1996: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 1st Quarter 1996: Statistics and Analysis*. 1996. 63s. 85 kr. ISBN 82-537-4283-5
- C 313 Lakse- og sjøaurefiske 1993-1995 *Salmon and Sea Trout Fisheries 1993-1995*. 1996. 58s. 70 kr. ISBN 82-537-4288-6
- C 314 Statistisk årbok 1996. 1996. 447s. 120 kr. ISBN 82-537-4289-4
- C 315 Kriminalstatistikk 1994: Straffereaksjoner og fengslinger *Crime Statistics 1994: Sanctions and Imprisonments*. 1996. 76s. 70 kr. ISBN 82-537-4290-8
- C 316 Utenrikshandel 1995 *External Trade 1995*. 1996. 380s. 140 kr. ISBN 82-537-4291-6
- C 317 Forbruksundersøkelsen 1992-1994 *Survey of Consumer Expenditure 1992-1994*. 1996. 144s. 80 kr. ISBN 82-537-4292-4
- C 318 Utdanningsstatistikk: Universiteter og høyskoler 1. oktober 1994 *Education Statistics: Universities and Colleges 1 October 1994*. 1996. 152s. 80 kr. ISBN 82-537-4293-2
- C 320 Befolkningsstatistikk 1996: Hefte II Folkemengd 1. januar *Population Statistics 1996: Volume II Population 1 January*. 1996. 140s. 80 kr. ISBN 82-537-4295-9
- C 322 Regnskapsstatistikk 1994: Industri og varehandel *Statistics of Accounts 1994: Manufacturing, Wholesale and Retail Trade*. 1996. 143s. 80 kr. ISBN 82-537-4302-5
- C 323 Fylkesfordelt nasjonalregnskapsstatistikk 1992 *National Accounts Statistics by County 1992*. 1996. 44s. 60 kr. ISBN 82-537-4303-3



Returadresse:
Statistisk sentralbyrå
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Publikasjonen kan bestilles fra:

Statistisk sentralbyrå
Salg- og abonnementservice
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Telefon: 22 00 44 80
Telefaks: 22 86 49 76

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 4311 4
ISSN 0802 0477

Pris kr 85,00
Arsabonnement, pris kr 320,00



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway

