



Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1995

Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
2nd Quarter 1995
Statistics and Analysis



Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1995
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity 2nd Quarter 1995
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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 82-537-4182-0
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

42 Oljeutvinning, bergverk, Industri og kraftforsyning
Ny emnegruppe 1995: 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 konsulent Jarle Olaf Thalberg og førstekonsulent Lise Dalen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for utenriks-handel, energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,
Oslo, 31. august 1995

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. Jarle Olaf Thalberg and by Miss Lise Dalen. Responsible head of division is Bjørn Bleskestad, Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,
Oslo, 31 August 1995

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Tabellregister	7
Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1995	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringskostnader	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel	16
4. Markedet	18
Engelsk sammendrag	20
Tabelldel	21
Statistisk behandling av oljevirksomheten	
1. Nasjonal avgrensing	65
2. Næringsklassifisering	65
3. Statistiske enheter	66
4. Kjennemerker	67
Engelsk tekst	69
Vedlegg	
Måleenheter.	73
Utkomne publikasjoner	
Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994 og 1995	74
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	75

Contents

Index of tables	9
Oil activity 2nd quarter 1995 (in Norwegian only)	11
Summary in English	20
Tables	21
The statistical treatment of the oil activity	69
1. National borderline	69
2. Industrial classification	69
3. Statistical units	70
4. Characteristics	71
Annexes	
Units of measurement	73
Publications	
Oil- and gasrelated publications from Statistics Norway in 1994 and 1995	74
The most recent publications in the series Official Statistics of Norway	75

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 1. august 1995	21
2. Felt under utbygging. 1. august 1995	26
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1994.	28

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1989-1995. Mill.kr.	30
--	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1980-1995. Mill.kr	30
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1995. Mill.kr	31
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 1994-1. kvartal 1995 Mill.kr	31
8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1984-1995.	32
9. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1989-1995. Mill.kr	32
10. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	33
11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	33
12. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	33
13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1995. 1 000 GBP/dag	34

Feltutbygging og felt i drift

14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	34
15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 2. kvartal 1993-1. kvartal 1995. Mill.kr	35
16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1984-1995	35
17. Investeringskostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1988-1995	36
18. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 2. kvartal 1993-1. kvartal 1995. 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 metriske tonn	39
21. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	42

Eksport

22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. 1 000 metriske tonn	45
23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	45
24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Kr/tonn.	45
25. Skipninger av norskprodusert råolje, etter mottakerland. 2. kvartal 1993-1. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn	46
26. Skipninger av norskprodusert våtgass, etter mottakerland. 2. kvartal 1993-1. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn	46
27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill. Sm ³	47
28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	47
29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Kr/Sm ³	47

Priser

30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1982-1995. USD/fat	48
31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1991-1995. USD/fat	49
32. Priser på naturgass. 1981-1995. USD/toe	50
33. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1995	51

Internasjonale markedsforhold

34. Verdens tilbud og etterspørsel etter råolje. 1991-1995. Millioner fat per dag	52
---	----

Funn og reserver

35. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1994.	53
36. Funn på norsk kontinentalsokkel. 1994	53
37. Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd. 31. desember 1994.	54

Personskader

38. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1989-1994	55
39. Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989-1994	55

Syssetting

40. Syssetting i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1987-1994	56
---	----

Hovedtall for utvinningssektoren

41. Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten. 1986-1995. Mill. kr.	56
42. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1981-1993. Mill. kr.	57
43. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1992 og 1993	57
44. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1990-93	58
45. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel for 1993.	59
46. Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten. 1987-1994. Mill. kr.	63

Skipninger av petroleum

47. Skipninger av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland. 1987-1994. 1000 tonn	63
48. Skipninger av norskprodusert våtgass etter mottakerland. 1987-1994. 1000 tonn	64

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Nasjonalregnskapstall for alle næringer og "oljenæringene"	2/93	3/95
Vareinnsats for felt i drift. 1990-1993. Mill. kr.	3/94	3/95
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1990-1993. Mill. kr.	3/94	3/95
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993	3/94	3/95
Hovedtall for rørtransport. 1990-1993	3/94	3/95
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1993.	3/94	3/95
Ikke-operatørkostnader. Mill. kr.	3/94	3/95
Verdi av produsert råolje og naturgass. Mill. kr.	3/94	3/95
Syssetting i utvinning av råolje og naturgass	3/94	3/95

Index of tables

Survey of fields

1. Fields on stream. 1 August 1995	21
2. Fields under development. 1 August 1995	26
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1994.	28

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Crude oil and natural gas production and Pipeline transport. 1989-1995. Million kroner	30
---	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1980-1995. Million kroner	30
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 2 1993-Q 1 1995. Million kroner	31
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Q 2 1994 - Q 1 1995. Million kroner	31
8. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1984-1995	32
9. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1989-1995. Million kroner	32
10. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995	33
11. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995	33
12. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995	33
13. Average rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1995. 1 000 GBP/day	34

Field development and field on stream

14. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	34
15. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 2 1993 - Q 1 1995. Million kroner	35
16. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1984-1995	35
17. Investment costs for field development accrued in Norway and abroad. 1988-1995	36
18. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field developmeny and fields in production. Q 2 1993 - Q 1 1995. 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. 1981-1995. 1 000 tonnes	45
23. Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	45
24. Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1995. Kroner/tonnes	45
25. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. Q 2 1993 - Q 1 1995. 1 000 tonnes	46
26. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 2 1993 - Q 1 1995. 1 000 tonnes	46
27. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Million Sm ³	47
28. Value of Norwegian natural gas exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	47
29. Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Kroner/Sm ³	47

Prices

30. Crude oil prices by field. Quarterly. 1982-1995. USD/barrel	48
31. Crude oil prices by field. Month. 1991-1995. USD/barrel	49
32. Natural gas prices. 1981-1995. USD/toe.	50
33. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1995	51

International oil markets

34. World oil supply and Demand. 1991-1995. Million barrels per day	52
---	----

Significant discoveries and reserve

35. Areas with production licences as of 31 December 1994	53
36. Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 1994	53
37. Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1994	54

Injuries

38. Injuries and Working hours per year on non-mobile installations. Operators and contractors. 1989-1994	55
39. Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyears. Mobile installations. 1989-1994	55

Employment

40. Employment in oil activities by type of establishment. 1987-1994	56
--	----

Principal figures for the group crude petroleum and natural gas production

41. Central government expenses and income from the Government Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986-1995. Million kroner	56
42. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1981-1993. Million kroner	57
43. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1992 and 1993	57
44. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1990-1993	58
45. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1993	59
46. Central government tax- and royalty income from oil activities	63

Shipment of petroleum

47. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. 1987-1994. 1000 tonnes	63
48. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. 1987-1994. 1000 tonnes	64

Tables not published in this issue

	Last published	Next publish- ing
Figures from the national accounts for all industries and the "oil industries"	2/93	3/95
Intermediate Consumption for Fields on Stream. 1990-93. Million kroner	3/94	3/95
Principal Figures for Service Activities Incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying	3/94	3/95
Principal Figures for Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas; Service Activities Incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying	3/94	3/95
Principal Figures for Oil Pipeline Transport. 1990-1993	3/94	3/95
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1993	3/94	3/95
Non-operator costs. Million kroner	3/94	3/95
Value of produced Oil and Natural Gas. Million kroner	3/94	3/95
Persons engaged in Crude Oil and Natural Gas Production	3/94	3/95

1. Hovedpunkter

1.1 Investeringene

Anslag for 1995

De samlede oljeinvesteringene i 1995 blir i investerings-tellingen utført i 2. kvartal i år anslått til 48,4 milliarder kroner. Dette er 1,8 milliarder kroner høyere enn anslått i forrige telling. Økningen skyldes først og fremst høyere feltutbyggingsanslag som følge av at Norne nå er vedtatt utbygd, samt en kraftig økning av leteanslaget. Anslaget for samlede oljeinvesteringer er imidlertid 6,5 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1994, registrert i 2. kvartal i fjor.

Leteinvesteringene for 1995 anslås nå i 2. kvartal til 5,5 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på hele 25 prosent fra forrige kvartal. En grunn til at det kan være store variasjoner i disse anslagene er det nå går kortere tid fra en beslutning om f.eks et nytt borehull tas til boringen utføres. Boring av et ekstra borehull vil gjøre store utslag i leteanslaget. Leteanslaget er nå på nivå med de tilsvarende anslag for 1993 og 1994. Det kan dermed se ut som om nedgangen vi har sett i investeringene til letevirksomheten siden 1991 nå flater ut.

Investeringene til feltutbygging anslås til 25,3 milliarder i 1995. Dette er 3,4 milliarder kroner høyere enn anslaget fra forrige kvartal, vesentligst som følge av at Norne nå er vedtatt utbygd. Det nye feltutbyggingsanslaget for 1995 er 2,7 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1994.

Anslaget for investeringer til felt i drift for 1995 er på 7,3 milliarder kroner som er en oppjustering på 0,3 milliarder fra forrige kvartal. Anslaget er 0,5 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 1994.

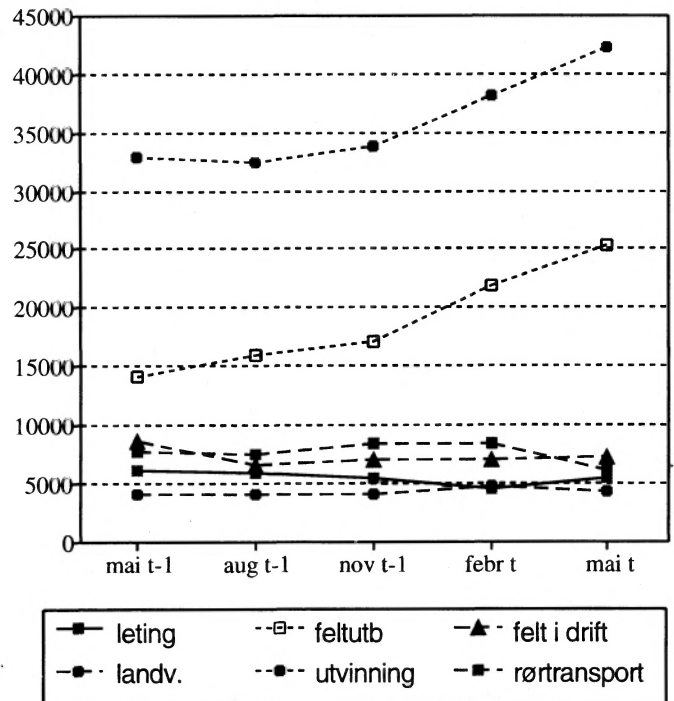
Investeringene til rørtransportsektoren i 1995 er nå på 6,0 milliarder kroner, som er 1,4 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1994.

Anslag for 1996

I investeringsundersøkelsen utført i 2. kvartal 1995 henter vi inn anslag for 1996 for første gang. Det knytter seg stor usikkerhet til disse tallene. De samlede påløpte oljeinvesteringene i 1996 blir anslått til 33,0 milliarder kroner. Det tilsvarende anslaget for 1995 var på 40,7 milliarder. I dette tallet lå anslaget for rørtransport 1,5 milliarder kroner for høyt pga. en feilrapportering. Norfra som nå er vedtatt er ikke med i 96-anslaget. Her vil det ifølge den offisielle planen for anlegg og drift for Norfra påløpe ca. 3,2 milliarder kroner neste år. Hvis vi justerer for dette så ligger førstegangsanslaget for 1996 nært opptil førstegangsanslaget for 1995.

Feltutbyggingsanslaget for 1996 er på 17,1 milliarder kroner. Dette er det eneste investeringsanslaget som er høyere

Figur 1. Anslag for investeringskostnader i sektoren utvinning av råolje og naturgass for 1995 målt på ulike tidspunkt. Mill. kroner.



re enn tilsvarende beregninger for 1995 (3 milliarder kroner eller 21 prosent). Dette må ses på bakgrunn av at det siden desember 1994 er vedtatt flere nye feltutbygginger på norsk sokkel (Ekofisk II, Yme, Vigdis og Norne). Anslaget for feltutbygging i 1995 er etter førstegangsanslaget derfor blitt relativt kraftig oppjustert, hele 11,2 milliarder kroner siden 2. kvartal 1994.

Førstegangsanslaget for investeringer til felt i drift i 1996 er på 5,7 milliarder kroner. Dette er 3,0 milliarder kroner, eller 34 prosent lavere enn tilsvarende anslag for 1995 gjort i 2. kvartal i fjor.

Leteinvesteringene neste år anslås til 5,9 milliarder kroner. Det er 4 prosent lavere enn tilsvarende anslag for i år gjort i 2. kvartal 1994. Andelen av leteanslaget som gjelder undersøkelsesboring er høyt. Dette kan tyde på at det blir en aktiv fysisk letevirksomhet neste år.

Investeringene til rørtransport anslås til 2,8 milliarder kroner i 1996. Dette er det laveste førstegangsanslaget siden 1990, og det er hele 64 prosent lavere enn førstegangsanslaget for 1995. Det lave anslaget for 1996 skyldes at Europipe ferdigstilles i år og at Troll oljerørledning ble ferdig lagt i sommer. Samtidig er Zeepipe fase IIA planlagt å være i drift fra 1996. Det vil også bare være små investeringer igjen ved Troll Rør. Norfra ble vedtatt i våres, slik at anslaget for 1996 vil øke med rundt 3,2 milliarder kroner i senere tellinger. Det er også muligheter for at andre rørutbyggingsprosjekter kan bli

vedtatt i løpet av året eller neste år slik at anslaget kan øke ytterligere.

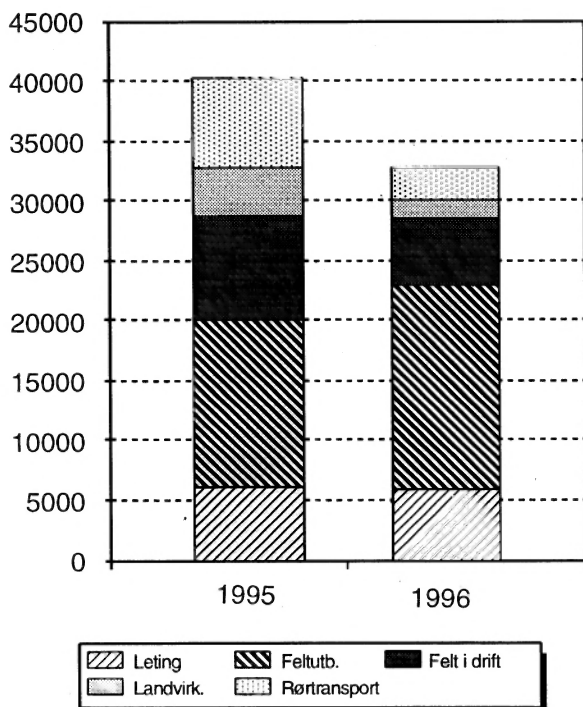
Investeringene på land anslås for 1996 til 1,6 milliarder kroner. Dette er 2,5 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1995 gjort i 2. kvartal i fjor. Det lave anslaget skyldes betydelig lavere investeringer ved Troll prosessterminal neste år i forbindelse med at dette prosjektet da fullføres.

1.2 Produksjon og marked

Den samlede produksjonen av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel i første halvår av 1995 var 82,4 millioner tonn oljeekvivalenter. Dette er en økning på 3,3 prosent i forhold til produksjonen samme periode i 1994. Råoljeproduksjonen økte med 4,1 prosent, mens gassproduksjonen var uendret.

Gjennomsnittsprisen på Brent Blend (spot) ble for 1. halvår i år notert til 17,39 dollar per fat. Dette var en oppgang på 2,55 dollar per fat sammenlignet med samme periode i 1994. Mot slutten av 1. halvår 1995 viste noteringene for Brent Blend nedgang, trolig som følge av at OPEC vurderer å ikke videreføre den nåværende produksjonskvoten etter årsskiftet 1995/96. I juli måned var prisen for Brent Blend på sitt laveste nivå siden januar 1990, målt i norske kroner, med en notering på 97,00 kroner per fat.

Figur 2. Investeringsanslagene for sektorene utvinning av råolje og naturgass og rørtransport for 1995 og 1996, registrert i mai året før investeringsåret. Mill. kroner



2. Investeringskostnader

2.1 Leting

1995

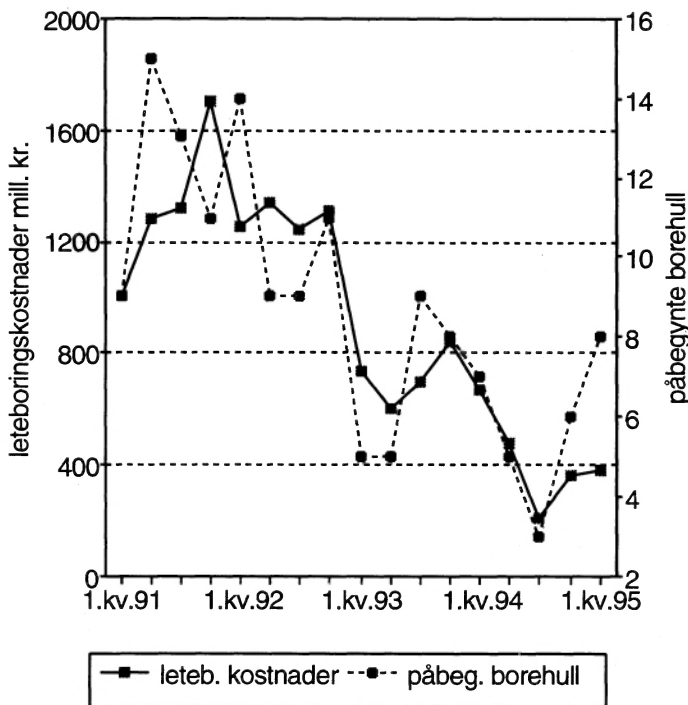
De påløpte investeringene knyttet til leting i 1. kvartal i år var 1,2 milliarder kroner. Dette er omtrent 0,5 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1994. Oljedirektoratets fysiske leteindikatorer viser også en nedgang i leteaktiviteten i første kvartal i år i forhold til 1. kvartal i fjor. Antall boremeter og borefartøysdøgn var i 1. kvartal i år henholdsvis 19 854 og 382. Dette utgjør en betydelig nedgang fra 1. kvartal i fjor da antall boremeter og borefartøysdøgn var henholdsvis 33 761 og 686. Det ble likevel påbegynt 8 borehull i 1. kvartal i år mot 7 i 1. kvartal i fjor. I annet kvartal i år ble det også påbegynt 8 borehull mot 5 i annet kvartal i fjor. Dette indikerer at aktiviteten nå er på vei opp. Antall riggdager var i 1. halvår i år 716 mot 1 095 i 1. halvår i fjor. Tilsvarende tall for antall boremeter er henholdsvis 42 663 i 1995 og 48 957 i 1994. Vi ser at aktiviteten for boremeter og riggdager var større i 1. halvår i fjor enn i 1. halvår i år. Forskjellen har særlig sammenheng med stor aktivitet i 1. kvartal i fjor sammenlignet med 1. kvartal i år. Bruk av tredimensjonal seismikk i forkant av boring øker presisjonsgraden og sannsynligheten for å påvise olje under boring, slik at det ikke vil bli like mange boremeter og riggdager per borehull som tidligere. Totalt forventes det at det blir påbegynt mellom 28 og 30 letehull i år mot 21 i 1994.

Leteanslaget for 1995 er oppjustert med hele 25 prosent fra forrige kvartal og er nå på 5,5 milliarder kroner ifølge 2. kvartalsundersøkelsen. Dette er 0,2 milliarder lavere enn anslaget for 1994 fra 2. kvartal i fjor. At leteanslaget for 1995 er lavere enn tilsvarende anslag for 1994 skyldes at det blir stadig billigere å bore letebrønner. I følge Statoil kostet det i 1992-1993 32 000 kroner, og i 1994 24000 kroner å bore en meter letebrønn, mens gjennomsnittsprisen i dag er nede i 12500 kroner. Tempoet har samtidig økt, slik at man bruker kortere tid på bore en brønn nå enn tidligere. I dag borer man i gjennomsnitt 150 meter brønn per dag mot under 100 meter tidligere. Det har vært en kraftig stigning i riggratene det siste halvåret. På grunn av at letekontraktene i stor utstrekning inngås en god stund før brønnen bores så vil denne stigningen i riggratene først begynne å få en merkbar virkning på kostnadene ved boring i annet halvår i år. Dette sammens med reviderte leteprogrammer med høyere aktivitet enn tidligere antatt er hovedgrunnene til den kraftige oppjusteringen av leteanslaget for 1995.

Anslag for 1996

I investeringsundersøkelsen utført i 2. kvartal 1995 er leteinvesteringene i 1996 anslått til 5,9 milliarder kroner. Dette er på omtrent samme nivå som tilsvarende anslag for 1994 og 1995. Det har vært en kontinuerlig nedgang i de påløpte leteinvesteringene siden toppnivået i 1991. Førstegangsanslaget for 1996 samt oppjusteringen av

Figur 3. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte borehull. 1991-1995



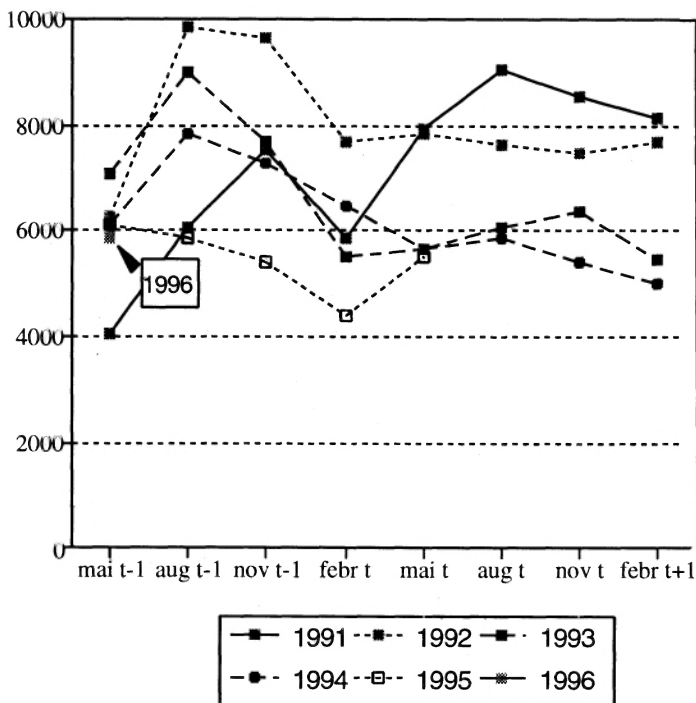
Letekostnadene omfatter alle lisenser i letefasen, definert som perioden fra letetillatelsen er gitt og fram til en eventuell utbygging er godkjent av myndighetene. Alle kostnader som påløper i denne perioden regnes som letekostnader, også kostnader til feltevaluering og feltutvikling.

2.2 Feltutbygging

1995

De påløpte kostnadene til feltutbygginger utgjorde i første kvartal 5,9 milliarder kroner. Dette er 0,9 milliarder lavere enn i de 3 første månedene 1994, og 0,6 milliarder lavere enn i forrige kvartal. Nedgangen skyldes en nedgang i investeringene til varer på 1,1 milliarder fra forrige kvartal. Investeringene til varer var i 1. kvartal i år på 2,4 milliarder, som er 1,7 milliarder lavere enn i 1. kvartal 1994. Det er varegruppene "bærestrukturer i stål" og "moduler" som har den største nedgangen. Investeringene til tjenester var i 1. kvartal på 3,0 milliarder kroner. Dette er hele 0,8 milliarder høyere i 1. kvartal i år enn i kvartalet før, og 1,1 milliarder høyere enn i 1. kvartal 1994. Det er spesielt høye investeringer i tjenester knyttet til oppkobling ved land. Dette skyldes mye tjenestekostnader knyttet til Troll-Øst, Frøy og Troll-Vest, som i 1. kvartal 1995 var i avslutningsfasen. På Ekofisk II, som er i en tidlig fase av utbyggingen, var tjenestekostnadene også relativt høye.

Figur 4. Antatte letekostnader målt på ulike tidspunkt. Mill. kr. 1992-1996



1995-anslaget kan tyde på at denne nedgangen er i ferd med å stoppe opp. Siden det har vært store kostnadsreduksjoner de siste årene tyder dette på en forholdsvis aktiv letevirksomhet i 1995 og 1996.

Andelen av feltutbyggingsinvesteringene i 1. kvartal 1995 som gikk til henholdsvis varer, tjenester og produksjonsboring var henholdsvis 40,6, 51,9 og 7,6 prosent. De tilsvarende andelen for hele 1994 var 55,4, 35,1 og 9,5 prosent.

I 1. kvartal 1995 var de utenlandske leveransene til feltutbygging på 1,1 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder lavere enn i 4. kvartal i fjor. Utenlandsandelen, når produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom, var på 20,1 prosent i 1. kvartal mot 22,7 prosent i kvartalet før. For hele 1994 lå utenlandsandelen på 21,6 prosent.

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 1995

Heidrun	Norne
Frøy	Sleipner-Vest
Troll-Øst	Vigdis
Troll-Vest	Ekofisk II
Tordis	Yme

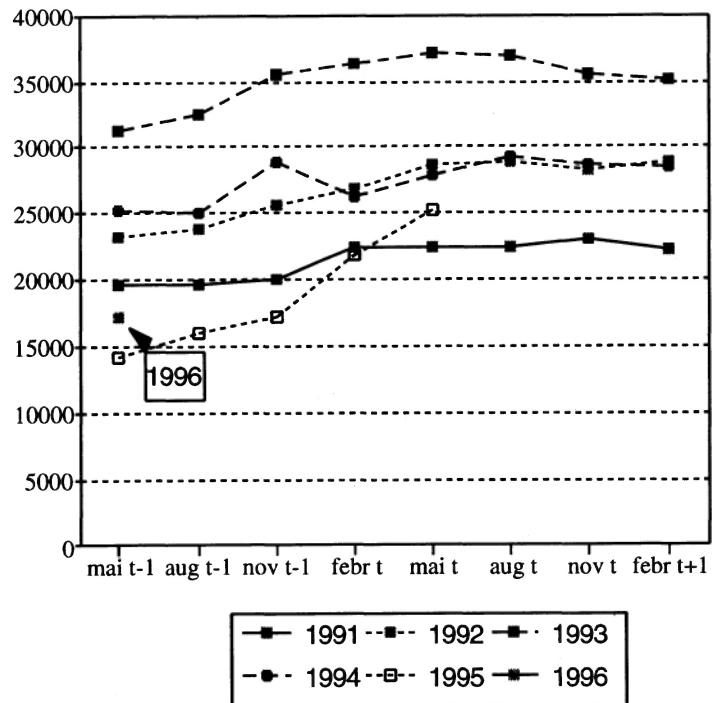
sent. For byggekontrakter var utenlandsandelen 28,5 prosent, og for tjenester var den 10,1 prosent. Under kategorien tjenester er det som vanlig ved oppkobling til havs hvor vi finner den største utenlandsandelen, nemlig på hele 61 prosent. Oppkobling til havs utgjør hele 66 prosent av de utenlandske tjenesteleveransene. Den høyeste utenlandsandelen blant de tre hovedkostnadsartene byggekontrakter, operatørens egne varekjøp og tjenester finner vi for operatørens egne varekjøp. Den var i 1. kvartal på 44,2 prosent

Feltutbyggingsanslaget for 1995 er i 2. kvartalstillingen registrert til 25,3 milliarder kroner. Dette er 3,4 milliarder høyere enn anslaget fra forrige kvartal. Oppjusteringen skyldes at utbyggingen av Norne ble vedtatt i Stortinget 9. mars i år og for første gang er med i investeringsstillingen. De største utbyggingskostnadene påløper i 1995 ved Troll fase II, Heidrun og Sleipner Vest. Anslaget for 1995 er 9,7 prosent lavere enn tilsvarende anslag for 1994. Dette skyldes først og fremst lavere investeringer ved Heidrun i år enn i fjor.

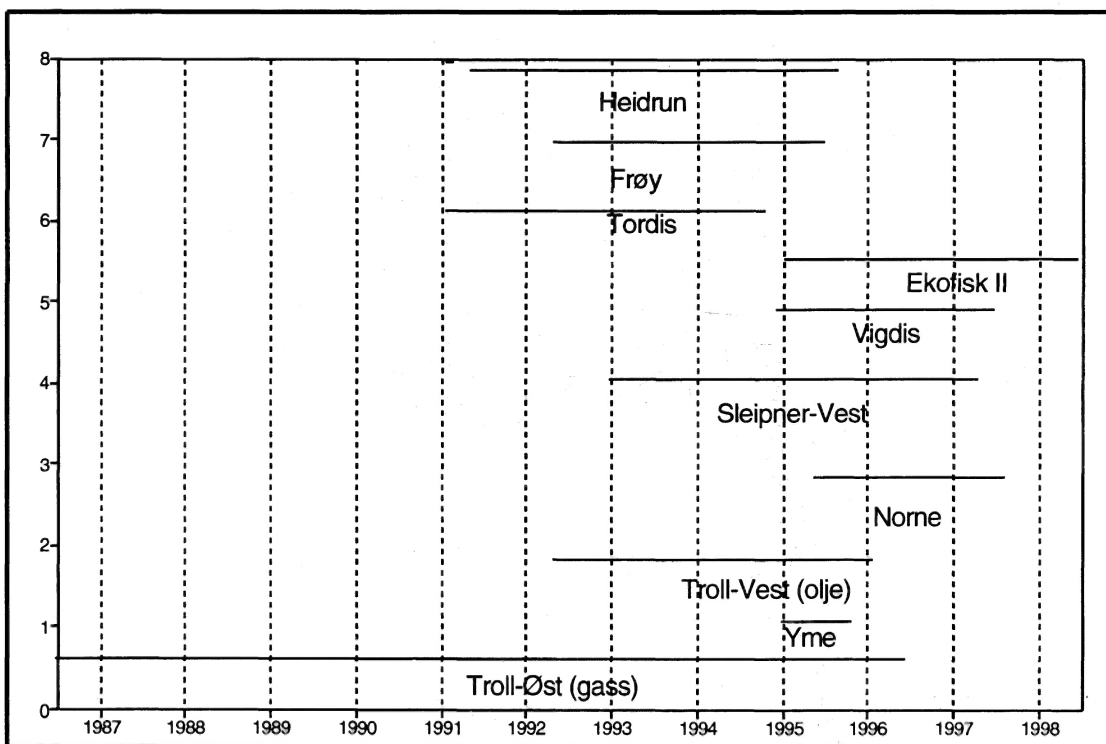
Anslag for 1996

I investeringsundersøkelsen utført i 2. kvartal 1995 blir førstegangsanslaget for feltutbyggingsinvesteringer i 1996 registrert til 17,1 milliarder kroner. Dette er 21,2 prosent høyere enn førstegangsanslaget for 1995 gjort i 2. kvartal i fjor. Det er siden desember 1994 vedtatt flere

Figur 5. Antatte investeringskostnader til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. Mill. kroner. 1992-1996



Figur 6. Feltutbyggingsprosjekter. Start- og sluttidspunkt



nye feltutbygginger på norsk sokkel (Ekofisk II, Yme, Vigdis og Norne). Anslaget for feltutbygging i 1995 er etter førstegangsanslaget derfor blitt kraftig oppjustert, hele 11,2 milliarder kroner siden 2. kvartal 1994. Det tyder på at feltutbyggingsinvesteringene i 1996 ikke vil bli over 20 prosent høyere enn i 1995, men heller ligge på nivå med 95-investeringene. De største investeringene neste år finner vi ved Ekofisk II og Norne. Nye utbyggingsvedtak vil bidra til at også anslaget for 1996 vil øke i senere tellinger. Njord ble vedtatt utbygd 12. mai i år og vil komme med i neste kvartalstelling. Ifølge operatøren Norsk Hydro Produksjon AS sin plan for utbygging og drift av Njord vil dette øke feltutbyggingsanslaget for 1996 med rundt 2,5 milliarder kroner alene.

2.3 Felt i drift

1995

I første kvartal i år var de påløpte investeringene til felt i drift 1,9 milliarder kroner. Det er 12,8 prosent høyere enn investeringene i 1. kvartal i fjor, og 11 prosent høyere enn investeringene i 4. kvartal 1994. Den største økningen er ved investeringer knyttet til tjenester. Her er økningen på 65,7 prosent fra 1. kvartal i fjor og på 91,1 prosent fra forrige kvartal. Investeringsandelen for varer, tjenester og produksjonsboring for felt i drift var i 1. kvartal på henholdsvis 7,7, 12,7 og 79,7 prosent. Tendensen vi har sett gjennom 1993 og 1994 om økt investeringsandel til produksjonsboring fortsetter dermed i 1. kvartal 1995. Investeringene til produksjonsboring ligger på et høyt nivå også absolutt. Det er tidligere kun to kvartaler (1. og 3. kvartal 1994) hvor det er registrert høyere investeringer til produksjonsboring enn i dette kvartalet. Kostnader knyttet til produksjonsboring er kostnader forbundet med å øke og opprettholde olje- og gassproduksjonen.

Anslaget for hele 1995 er nå på 7,3 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 0,3 milliarder fra forrige kvartal. Anslaget er 6,7 prosent lavere enn tilsvarende anslag for 1994 gjort i 2. kvartal i fjor. Mot slutten av 1993 startet produksjonen ved flere store felt, deriblant Sleipner-Øst, Brage og Draugen. I 1994 hadde feltene Tordis, Lille-Frigg og Statfjord-Øst produksjonsstart. I 1995 har foreløpig Statfjord Nord og Frøy startet produksjonen. At dette ikke har resultert i en større økning i investeringene knyttet til felt i drift skyldes ny, kostnadsbesparende teknologi ved de nye feltene og den utstrakte satsingen på kostnadsreduksjoner i oljevirksomheten. I samme periode er produksjonen blitt avsluttet ved 3 mindre felt (Mime, Nordøst Frigg og Odin).

Anslag for 1996

For 1996 anslås investeringene til felt i drift til 5,7 milliarder kroner, som er 3,0 milliarder kroner lavere enn 1. gangsanslaget for 1995. Dette skyldes delvis at 1995-anslaget fra 2. kvartal i fjor inkluderte kostnader til en Ekofiskmodifikasjon som ikke ble gjennomført. Nedgangen skyldes imidlertid også at ny teknologi og nye kostnadsbesparende kontraktsforhold og rutiner i tida framover

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.

vil bidra til lavere investeringskostander i driftsfasen. I sommer/høst planlegges produksjonsstart ved feltene Yme og Heidrun.

2.4 Landvirksomhet

1995

Landinvesteringene, som omfatter investeringer i kontorer, baser og terminaler knyttet til olje- og gassutvinning, var i 1. kvartal på 1,0 milliarder kroner. Dette er det samme nivået som i 1. kvartal 1994. Anslaget for hele 1995 er registrert til 4,2 milliarder kroner. Dette er 0,6 milliarder lavere enn hva som ble anslått i forrige kvartal. Anslaget for 1995 er 1,7 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 1994. I fjor nådde landinvesteringene et foreløpig toppnivå på 5,7 milliarder kroner. De høye investeringene i 1994 skyldtes først og fremst omfattende arbeider ved byggingen av Trollterminalen. Investeringene på dette prosjektet nådde da sitt toppnivå. Også byggingen av Haltenpipeterminalen på Tjeldbergodden i Aure kommune bidro til de høye landinvesteringene. I 1995 er det Trollterminalen som står for de klart største landinvesteringene.

Anslag for 1996

Investeringene på land i 1996 anslås i 2. kvartalstillingen til 1,6 milliarder kroner. Dette er hele 2,5 milliarder kroner eller 61,1 prosent lavere enn tilsvarende tall for i fjor. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere investeringer ved Trollterminalen siden denne ferdigstilles i 1996.

2.5 Rørtransport

1995

I 1. kvartal 1995 var de påløpte investeringene til rørtransport på 0,8 milliarder kroner. Dette er 51,6 prosent lavere enn i 1. kvartal i fjor. Totalanslaget for 1995 er på 6,1 milliarder kroner. Det er 1,4 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 1994. Nedgangen fra 1994 skyldes ferdigstillelsen av Europipe i 1995. Totalanslaget for 1995 er nedjustert med hele 2,4 milliarder fra forrige kvartal. Dette skyldes mye en tidligere feilrapportering, som har gjort tidligere 1995 anslag for høye.

Anslag for 1996

For 1996 anslås investeringene i rørtransport til 2,8 milliarder kroner. Dette er hele 64 prosent lavere enn førstegangsanslaget for 1995. Det lave anslaget for 1996 skyldes ferdigstillelse av flere av de store rørtransportprosjektene. Europipe blir lagt ferdig i år og Troll oljerørledning ble ferdiglagt 18. juli i år og skal være klar for

drift innen 1. oktober. Troll oljerørledning går fra Mongstad-terminalen til Troll-feltet og er den dypeste rørledningen som er lagt i Nordsjøen. På det dypeste ligger den 540 meter under havflaten. Samtidig er Zeepipe fase IIA planlagt å være i drift fra 1996. De største investeringene i 1996 vil være ved Zeepipe fase IIB og ved Haltenpipe. Norfra-rørledningen som bygges for transport av gass til Frankrike fra og med høsten 1998 ble vedtatt utbygd 7. april i år. Norfra vil derfor komme med i neste investeringsstilling. Den totale investeringen for Norfra er anslått til 8,4 milliarder kroner hvorav 3,2 milliarder vil påløpe i 1996. Norfra og andre mulige nye rørtransportprosjekter vil dermed bidra til at 1996-anslaget vil kunne øke kraftig ved senere tellinger.

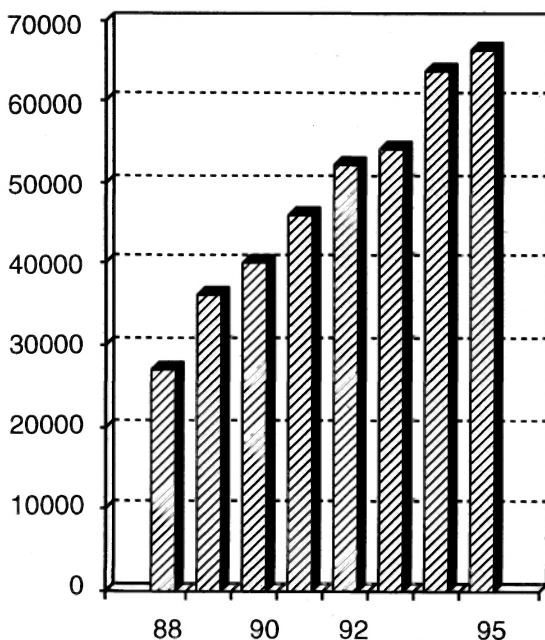
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

I første halvår 1996 var den samlede produksjonen av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel 82,4 millioner tonn oljeekvivalenter. Dette er 3,3 prosent høyere enn i det samme tidsrommet året før. Råoljeproduksjonen viste en økning på 4,1 prosent, mens gassproduksjonen var like høy i første halvår i år som i tilsvarende periode i 1994.

3.1 Råolje

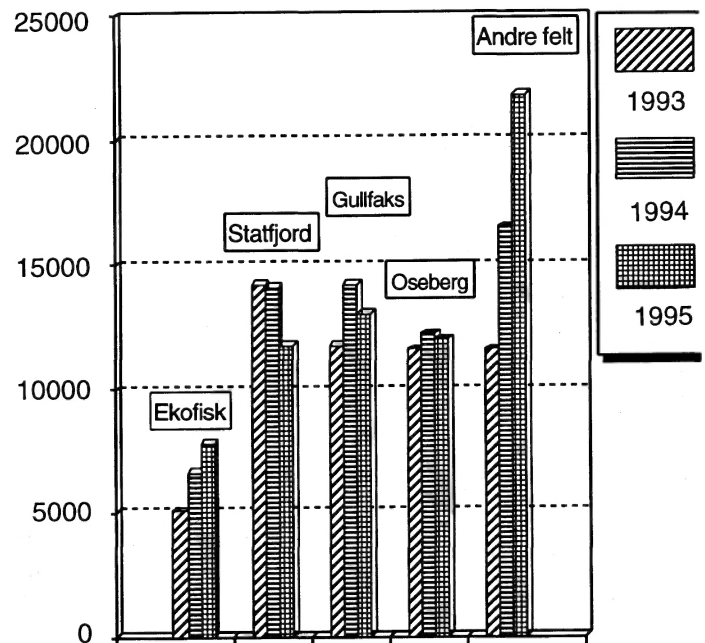
Total produksjonen av råolje, inkludert NGL og kondensat, var 66,4 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe) i perioden januar-juni 1995. Dette er 2,6 mtoe høyere enn

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. NGL). Januar-juni. 1000 tonn. 1980-1995



i samme tidsrom året før. Norges gjennomsnittlige dagsproduksjon av råolje var hele 2,74 millioner fat per dag i første halvår 1995, mot 2,64 i tilsvarende periode året før. I april og mai måned har produksjonen vært i overkant av 2,8 millioner fat per dag. Produksjonen av råolje var vesentlig lavere i juni måned i år enn i samme måned året før. Dette skyldes at det i juni i år ble utført vedlikeholdsarbeid ved flere store felt, deriblant ved Statfjord og Oseberg. Det ventes en betydelig økning i råoljeproduksjonen i andre halvår i år som følge av produksjonsstart ved Heidrunfeltet i september 1995. Ved Frøyfeltet startet produksjonen som planlagt den 15. mai i år. Disse to feltene antas å ha et forventet platånivå for produksjonen av råolje på henholdsvis om lag 200 tusen og 38 tusen fat per dag. Platånivået er nivået for den optimale produksjonen på olje- og gassfelt.

Figur 8. Produksjon av olje (inkl. NGL). Januar-juni. 1992-1995



Norge var, ifølge det internasjonale energibyråets (IEA), verdens sjuende største produsent av råolje i 2. kvartal i år:

Produksjon av råolje 2. kvartal 1995	
Millioner fat per dag	
USA	8,65
Saudi Arabia	7,88
Russland	6,07
Iran	3,65
Mexico	3,14
Kina	2,95
Norge	2,81
Storbritannia	2,54
Venezuela	2,51
Canada	2,34

Kilde: "Oil Market Report" 7 August 1995, IEA

Gullfaksfeltet hadde den høyeste produksjonen av råolje på norsk kontinentalsokkel de seks første månedene i år med en gjennomsnittlig produksjon på 529 tusen fat per dag. Dette var 8,3 prosent lavere enn feltets produksjon i samme periode i 1994. Forsinkelser i boreprogrammene, dårlig vær ved lastestans og fulle lagerceller, problemer med tre havbunnsbrønner samt nødvendighet skifte av rør og ventiler har forårsaket den lavere produksjonen. Den 24. mai nådde Gullfaks en akkumulert produksjon på 1 milliard fat siden produksjonsstarten på Gullfaks A i desember 1986. Hittil er det bare Statfjord og Ekofisk som har produsert mer enn de tre plattformene på Gullfaks. Ifølge operatøren Statoil ser det ut til at 1994 blir stående som toppåret for produksjonen på Gullfaksfeltet, men det ventes at det er økonomisk lønnsomt å utvinne olje fra Gullfaks i 10-15 år framover.

Statfjordfeltets produksjon viste med en produksjon på 478 tusen fat i gjennomsnitt per dag i første halvår 1995 en nedgang på 16,8 prosent fra samme tidsrom i fjor. Operatøren Statoil regner med et produksjonsfall på om lag 10 prosent samlet fra 1994 til 1995. Statfjords produksjon vil trolig være nede på om lag en tredjedel av dagens nivå i løpet av en femårsperiode. Den 13. mars passerte Statfjordfeltet 3 milliarder fat produsert egenolje. Sammen med olje fra feltene Snorre, Statfjord-Nord og Statfjord-Øst er det tatt i mot og behandlet om lag 3,1 milliarder fat råolje siden starten i november 1979. Produksjonen på Oseberg og Ekofisk var henholdsvis gjennomsnittlig 488 og 316 tusen fat per dag (en nedgang på 2,1 prosent for Oseberg og en oppgang på 17,7 prosent for Ekofisk fra de seks første månedene i 1994).

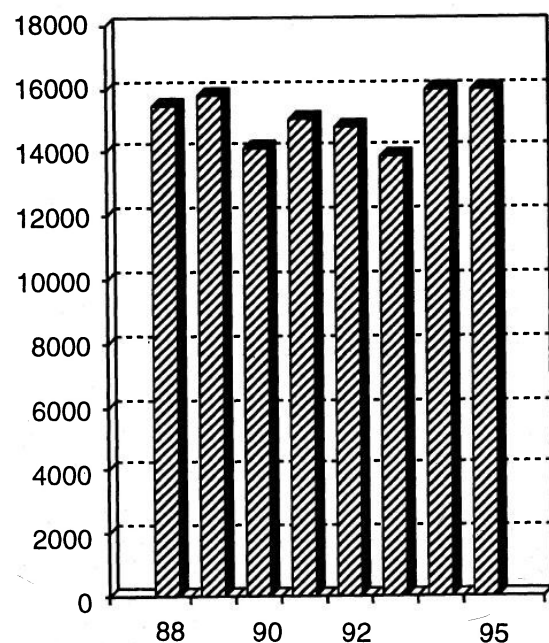
Produksjonen ved de fire største feltene Gullfaks, Oseberg, Statfjord og Ekofisk utgjorde 67,1 prosent av den samlede råoljeproduksjonen i perioden januar-juni 1995, mot 74,0 prosent i samme tidsrom i fjor. Av de mindre

og mellomstore oljefeltene er det først og fremst produksjonen ved Draugen som har ført til økt produksjonsandel for disse feltene. Produksjonsstart ved Tordis i juni 1994, ved Statfjord-Øst i oktober 1994 og ved Statfjord-Nord i januar 1995 sammen med høyere produksjon ved Brage og Sleipner-Øst har også bidratt til denne utviklingen. Produksjonen ved de større feltene, da spesielt ved Statfjord, ventes å synke mot tusenårsskiftet. Dette sammen med produksjonsstart ved flere nye mindre og mellomstore felt de neste årene vil medføre ytterligere økning i de små og mellomstore feltenes andel av samlet norsk råoljeproduksjon. Råoljeproduksjonen vil trolig nå sitt høyeste nivå i 1996 for så å avta noe mot tusenårsskiftet.

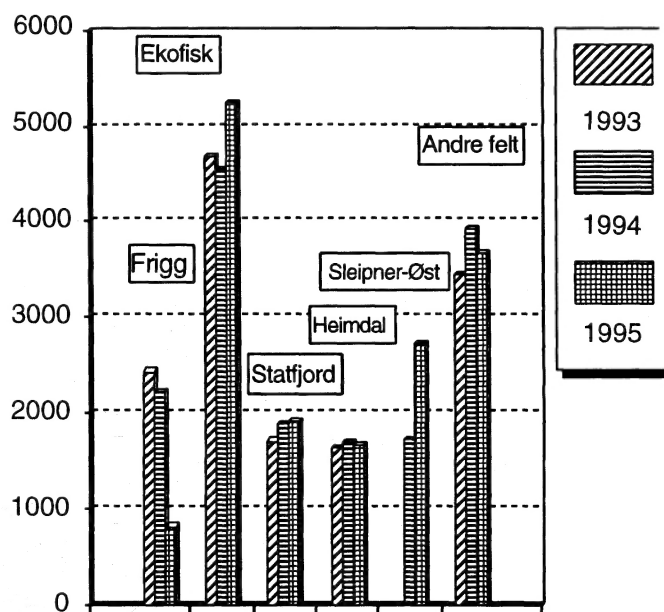
3.2 Gass

Den samlede produksjonen av naturgass var på 16,0 milliarder Sm³ i de seks første månedene i 1995. Det er uendret fra det samme tidsrommet i fjor. Ved de enkelte feltene har det imidlertid vært til dels store endringer i gassproduksjonen mellom de to periodene. Spesielt har produksjonen fra Friggområdet falt betydelig (med hele 63,0 prosent). Friggområdet gassproduksjon i første halvår i år var lavere enn gassproduksjonen ved Gullfaksfeltet, noe som medfører at det nå er fem felt på norsk kontinentalsokkel som produserer mer naturgass enn Frigg. På selve hovedfeltet i Friggområdet ventes produksjonen å løpe ut i år 2000. Også ved feltene Heimdal og Gullfaks viste gassproduksjonen en nedgang på henholdsvis 2,3 og 19,2 prosent.

Figur 9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-juni. 1000 Sm³. 1980-1995



Figur 10. Produksjon av naturgass etter felt. Januar-juni. 1000 Sm³. 1992-1995



Produksjonen fra Sleipner-Øst, som startet i september 1993, økte med hele 57,6 prosent til 2,7 milliarder Sm³ fra januar-juni 1994 til samme periode i år. Etter Ekofisk som hadde en produksjon på 5,2 milliarder Sm³ de seks første månedene i år var Sleipner-Øst det feltet som produserte mest naturgass i første halvår i år. Operatøren Statoil regner med at Sleipner-Øst vil nå platåproduksjonen på 7,0 milliarder Sm³ i løpet av 1996. Dette feltet vil stå for en stadig større del av Norges gassleveranser de nærmeste årene. Ekofisk produserte 15,4 prosent mer naturgass i januar-juni i år enn i samme periode i fjor. Statfjords produksjon økte med 1,6 prosent til 1,9 milliarder Sm³.

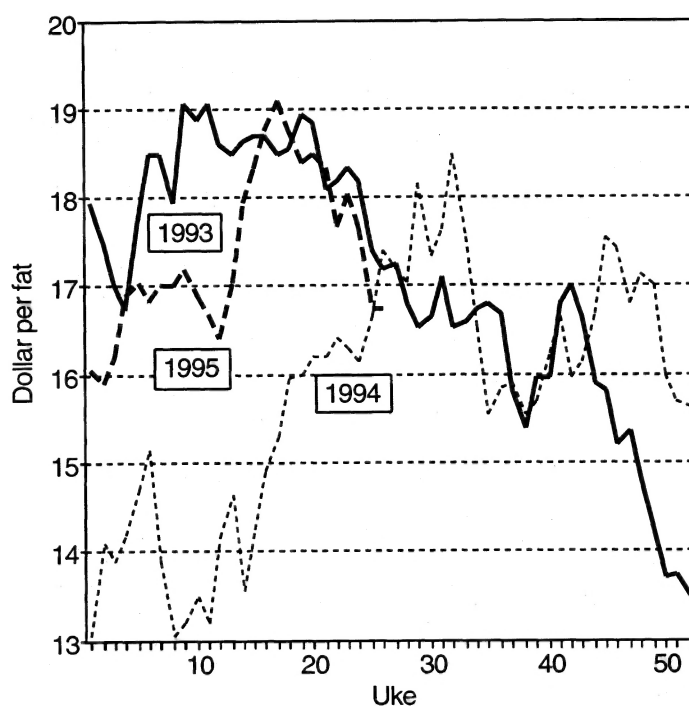
Produksjonen av naturgass vil vise en annen fremtidig utvikling enn råoljeproduksjonen: Fra en kraftig økning i 1996/1997 i forbindelse med oppstarten av de to store gassfeltene Troll-Øst og Sleipner-Vest, ventes over en dobling av fjorårets produksjonsnivå frem mot år 2005. I 1996 vil de kontraktsfestede leveransene for norsk naturgass ligge i overkant av 30 milliarder Sm³, mens norske gassprodusenter har leveringsforpliktelser i størrelsesorden 60 milliarder Sm³ i år 2005. Av dette er 5 milliarder Sm³ solgt under eksisterende feltuttømmingskontrakter. Forsyningsutvalget har gitt operatørene på Haltenbanken og i nordre Nordsjøen frist til 15. august 1995 for å legge frem forslag til hvilke felt som skal bygges ut for å sikre gassleveransene i inngåtte kontrakter.

4. Markedet

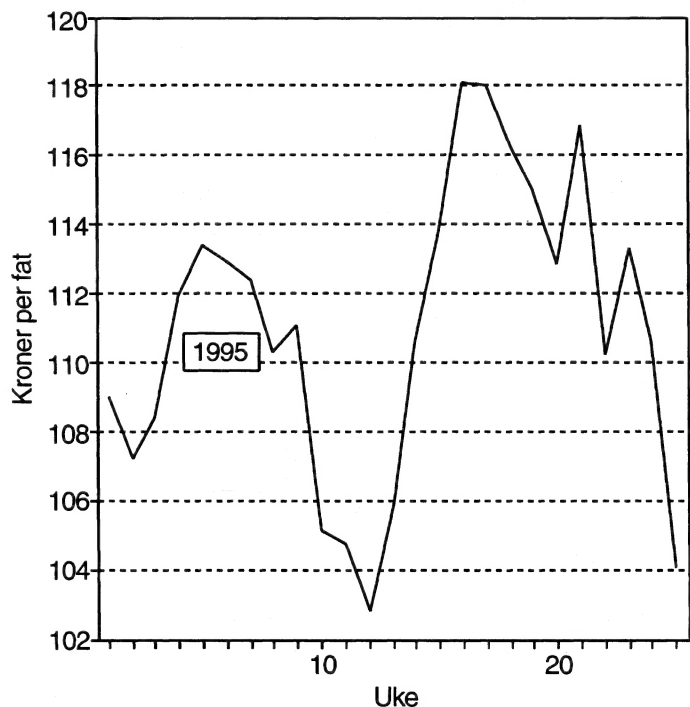
Oljeprisen Brent Blend

Gjennomsnittsprisen på Brent Blend (spot), som brukes som referansepris for Nordsjøolje, var i 1. halvår i år 17,39 dollar per fat. Dette var 2,55 dollar per fat høyere enn i 1. halvår 1994. Den positive tendensen for oljeprisutviklingen som har funnet sted siden midten av 2. kvartal 1994 fortsatte også gjennom 2. kvartal 1995. Den gjennomsnittlige prisen på Brent Blend ble for dette kvartalet notert til 18,08 dollar per fat. Mellom de siste to ukene av juni måned sank imidlertid prisen med 0,95 dollar per fat. Dette skjedde trolig som følge av diskusjoner mellom OPEC-landene på ministermøtet i juni om en oppløsning, eller i beste fall en heving av den nåværende produksjonskvoten på 24,52 millioner fat per dag i 1996. OPEC besluttet på ministermøtet i juni å videreføre den nåværende kvoten ut 1995, men vil diskutere eventuelt nytt nivå for produksjonskvoten for 1996 på sitt ministermøte i november i år. Gjennom 1. halvår i år har dollarkursen falt fra 6,79 i uke 1 til 6,21 i uke 26, og dette har bidratt ytterligere til at oljeprisen i norske kroner har sunket. Ved utgangen av 1. halvår i år var prisen 104,00 kroner per fat, og dette er 11,00 kroner lavere enn forutsatt i Revidert nasjonalbudsjett. Prisen på Brent Blend falt til i underkant av 16,00 dollar per fat i juli, tilsvarende om lag 97,00 kroner per fat basert på gjennomsnittlig valutakurs for måneden. Målt i norske kroner er dette den laveste månedsprisen for Brent Blend siden januar 1990.

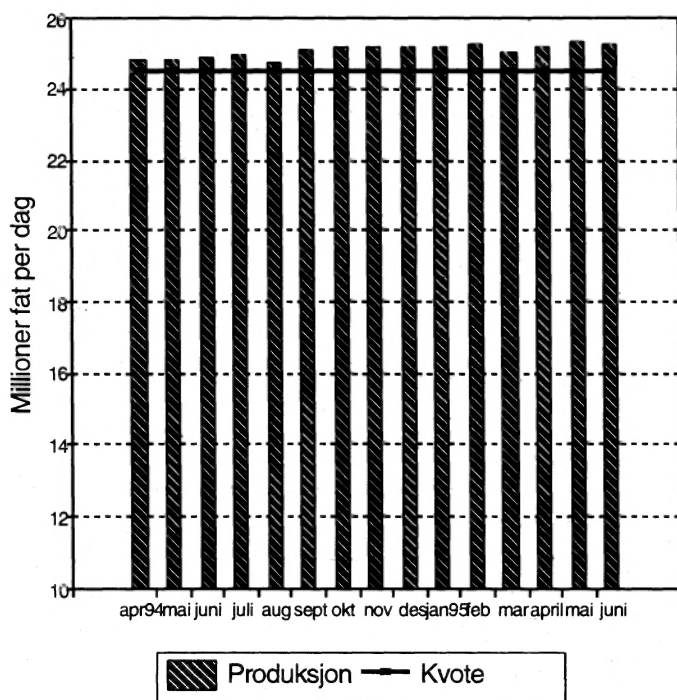
Figur 11. Prisutviklingen på Brent Blend. Dollar per fat. 1993-1995



Figur 12. Prisutviklingen på Brent Blend. Kroner per fat. 1995



Figur 13. Produksjon av råolje i OPEC i forhold til kvoten. Millioner fat per dag



Produksjonen

Produksjonen av råolje på verdensbasis i 1. kvartal 1995 var ifølge IEA 69,6 millioner fat per dag. Dette er 2,2 prosent høyere enn i samme periode i 1994. I OECD-om-

rådet steg råoljeproduksjonen med 3,4 prosent mellom 1. kvartal 1994 og 1. kvartal 1995, mens den tilsvarende økningen i området utenfor OECD også var 3,4 prosent. OPECs produksjon viste kun en svak økning (1,1 prosent). I OECD-området var det produksjonen i Europa som viste den sterkeste veksten (8,5 prosent). Utenfor OECD-området var det spesielt sterk vekst i Midt-Østen og i Asia utenom Kina (henholdsvis 11,8 og 11,1 prosent). Det er også verdt å merke seg at produksjonen av råolje i Det tidligere Sovjetunionen var om lag den samme i 1. kvartal 1995 som i tilsvarende tidsrom i fjor (henholdsvis 7,0 og 7,1 millioner fat per dag). Det er første gang siden oppløsningen av Sovjetunionen at produksjonen ikke har vist relativt sterk nedgang, målt mot samme periode i det foregående året.

Ifølge IEA anslås verdens samlede produksjon av råolje å bli om lag 69,2 millioner fat per dag i 2. kvartal i år, 1,9 prosent høyere enn for samme kvartal i 1994. Produksjonen i OPEC, OECD-området og i området utenfor OECD forventes å stige med henholdsvis 1,4, 1,9 og 2,6 prosent. Det er spesielt i Midt-Østen og i Asia utenom Kina det ventes relativt sterk produksjonsvekst.

Etterspørselen

Den samlede etterspørselen på verdensbasis, definert som leveranser fra raffineriene pluss lagerendring av produkter ved raffineriene, var i 1. kvartal i år 70,8 millioner fat per dag. Dette er en økning på 1,6 prosent sammenlignet med etterspørselen for 1. kvartal 1994. Det var høyere etterspørsel i området utenfor OECD (2,8 prosent) som i første rekke bidro til veksten. Det var sterk vekst i etterspørselen for Asia utenom Kina (6,8 prosent) som i første rekke bidro til dette, men også i Midtøsten og Kina steg etterspørselen betydelig. Nedgangen i etterspørselen for Det tidligere Sovjetunionen var på 3,8 prosent. Etterspørselen i OECD-området økte med 0,7 prosent fra 1. kvartal 1994 til samme tidsrom i 1995. Det var høyere etterspørsel i Europa og Stillehavsområdet som bidro til dette da etterspørselen i Nord-Amerika sank. Den samlede etterspørselen i 1. kvartal 1995 var høyere enn samlet produksjon, noe som medførte en lagernedbygging på om lag 1,7 millioner fat i gjennomsnitt per dag.

Ifølge IEA ventes den samlede etterspørselen i 2. kvartal 1995 å bli om lag 67,9 millioner fat per dag, en økning på 2,0 prosent fra 2. kvartal 1994. I OECD-området antas veksten i etterspørselen å bli på om lag 1,3 prosent, og i området utenfor OECD på 2,9 prosent. Det ventes spesielt sterk oppgang i etterspørselen i Stillehavsområdet og i Asia.

For hele 1995 anslår IEA etterspørselen til 69,6 millioner fat per dag. Dette er 1,6 prosent høyere enn i 1994. Det er spesielt Asia som ventes å bidra til denne veksten, men også i Nord-Amerika og Europa antas etterspørselen å øke gjennom 1995.

Drop in investments in the oil sector expected to continue in 1996

The estimate for overall investment costs in the oil sector in 1996 made in the 2nd quarter was NOK 33 billion. This is 19 per cent lower than the initial estimate for 1995 made in spring last year. The drop is explained mainly by an expected decrease in investments in fields on stream and in the pipeline transport sector in 1996.

It thus seems that the decline in investments in the oil sector which started in 1994 will continue in 1996. Overall investments in the oil sector in 1995 are now estimated at NOK 48.4 billion. This is NOK 1.8 billion higher than estimated in the survey in the previous quarter.

The estimate for investments in field development in 1996 is NOK 17.1 billion. This is the only estimate that is higher than the corresponding estimates for 1995 (by NOK 3 billion or 21 per cent). This must be considered in the light of the fact that several new field development projects have been approved on the Norwegian continental shelf since December 1994 (Ekofisk II, Yme, Vigdis and Norne). The estimate for investments in field development in 1995 has been quite substantially increased since the initial estimate; it is now NOK 11.2 billion higher than in the 2nd quarter 1994. It therefore seems likely that the final figure for 1996 will be lower than that for 1995.

Ekofisk II is much the largest project in the 1996 estimate. A new wellhead platform and a new platform for processing and transport will be constructed on the Ekofisk field. Substantial investments will also be made in Sleipner West, Norne and Troll phase II next year.

The estimate for investments in field development projects this year has been increased by NOK 3.4 billion since the survey in the 1st quarter, and is now NOK 25.3 billion. The estimate has been raised because the development of Norne was approved by the Storting in March this year, and this is the first time the project has been included in the quarterly investment surveys. However, overall field development activity appears to be lower in 1995 than last year. This is mainly because investments in Troll East, Frøy and Heidrun are considerably lower in 1995, and because the development of Tordis, Lille-Frigg and the Statfjord satellites was completed in 1994.

Investments in onshore activities in 1996 are estimated at NOK 1.6 billion. This is NOK 2.5 billion lower than the estimate for 1995 made in the 2nd quarter last year. This is because investments in the Troll processing terminal

will be much lower next year, when the project will be completed. The estimate for investments in onshore activities in 1995 is NOK 4.2 billion. This is NOK 0.6 billion lower than the estimate made in the previous quarter and NOK 1.7 billion lower than the corresponding estimate for 1994.

Fields on stream

The initial estimate for investments in fields on stream in 1996 is NOK 5.7 billion. This is NOK 3 billion, or 34 per cent, lower than the corresponding estimate for 1995 made in the 2nd quarter last year. The estimate for 1995 is now NOK 7.3 billion. This is NOK 0.3 billion higher than the estimate made in the 1st quarter, and NOK 0.5 billion lower than the 1994 figure.

Investments in the pipeline transport system are estimated to total NOK 2.8 billion in 1996. This is the lowest initial estimate since 1990, and is 64 per cent lower than the corresponding initial estimate for 1995. The estimate for 1996 is so low because Europipe will be completed this year and the Troll oil pipeline is being laid this summer. At the same time, Zeepipe phase IIA is scheduled to come on stream from 1996, and only small investments will be required in the Troll pipeline. There is a strong possibility that new major pipeline development projects will be approved during the course of the year, in which case the estimate will be substantially increased in later surveys. Investments in the pipeline transport sector in 1995 are estimated at NOK 6.1 billion.

Steep rise in the estimate for exploration activities in 1995

The estimate for investments in exploration activities in 1995 made in the 2nd quarter was NOK 5.5 billion. This is 25 per cent higher than the estimate made in the previous quarter. Investments in exploration activities next year are estimated at NOK 5.9 billion. This is 4 per cent lower than the corresponding estimate for this year made in the 2nd quarter 1994. Exploration drilling accounts for a high proportion of the estimated investments in exploration activities. In other words, the level of exploration activity in the field will be high next year.

Tabell 1. Felt i produksjon. 1. august 1995. *Fields on stream. 1 August 1995*

	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	Mobil	Amoco	Esso
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	69	103
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³						
Oil. Million Sm ³	505,1	-	498	12,7	94	-
NGL. Mill. tonn						
NGL. Million tonnes	24,6	0,4	15,5	0,4	4,8	-
Gass. 1 000 mill. Sm ³						
Gas. 1 000 Million Sm ³	283,9	112	53	0,4	25,3	26,9
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³						
Oil. Million Sm ³	207,4	-	128,5	1,4	57,9	-
NGL. Mill. tonn						
NGL. Million tonnes	2,1	-	8,2	-	3,3	-
Gass. Milliard Sm ³						
Gas. Billion Sm ³	136,2	1200	28,3	-	18,2	1
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled⁶⁾</i>	310	28	133	..	60	11
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	144	15	68	..	27	-
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- plattform 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattform 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattform 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. NOK⁷⁾</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 1994. *As of 31 December 1994.*

6) Pr. 30. juni 1995. *As of 30 June 1995.*

7) Investeringer pr. 31. desember. *As of 31 December 1994.*

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. 1. august 1995. *Fields on stream. 1 August 1995*

	Heimdal	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten	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 reserver⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	6	69	256,7	-	7,5	300
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	3,2	2,1	-	1,2	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	37,4	4,7	18,2	8,6	17,4	81
Resterende reserver⁵⁾ <i>Remaining reserves⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	-	26,5	140,1	-	4,6	192,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,3	1,9	1,2	-	0,8	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	11,1	1,4	10,3	1,4	10,3	81
Borede produksjonsbrønner⁶⁾ <i>Production wells drilled⁶⁾</i>	12	24	122	5	7	85
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	8	70	4	6	36
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. kroner⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK⁷⁾</i>	ca 13,0 ⁸⁾	ca 13,3	ca 71,8	ca 2,7 ⁸⁾	3,2	44

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. august 1995. *Fields on stream. 1 August 1995*

	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Oseberg Gamma N	Snorre
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1989	1991	1990	1990	1991	1992
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1980		1984	1982	1988
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	BP	Amoco	Hydro	Hydro	Saga
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	175	65	70	70	300-350	300-350
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	43,8	32,1	6,78	0,6	1,3	142
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,4	1,9	0,26	-	-	5,4
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	3,5	4,2	1,31	0,1	7,1	7,6
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	39,5	24,11	2,66	0,2	1,2	135,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,1	1,4	0,29	-	-	5,1
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	2,7	3,14	0,79	-	7,1	7,4
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	22	29	11	29
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	13	13	5	14
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	2	1		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	Undervannsproduksjon Subsea production	Undervannsproduksjon Subsea production	Strekktags-plattform i stål Tension Leg Platform (TLP)
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	Rørledning til Cod Pipeline tied in to Cod	Rør til Oseberg C Pipeline to Oseberg C	Olje i rør til Statfjord. Gass til Statfjord Gas pipeline to Statfjord
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	37	30	-	31,4	45,4	31,4
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	ca 9,5	ca 11,2 ⁸⁾	1,1	0,35	3,6 ⁸⁾	29,5 ⁸⁾

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. august 1995. *Fields on stream. 1 August 1995*

	Sleipner Øst	Draugen	Brage	Tordis	Lille Frigg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1993	1983	1994	1993
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1984	1980	1987	1975
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Shell	Hydro	Saga	Elf
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	82	270	137	140 - 230	120
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	27,1	92	38,5	18,8	3,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	15,2	-	0,6	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	47	4,4	1,5	1,2	7
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	27	91,9	46,2	18,8	3,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	15	-	1	-	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	46,2	4,4	1,7	1,2	7
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	16	13	20	7	4
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	11	5	9	3	3
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1		1	1
Type <i>Type</i>	1 betong- plattform 1 concrete platform	Bunnfast betonginn- retning med integret dekk Concrete subsea system with integrated deck	Bunnfast plattform i stål Steel- Platform	Undervanns- utbygging Subsea production	Undervanns- utbygging Subsea Production
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø Gas i rør til Emden via Ekofisk og til Zeebrügge Condensate pipeline to Teesside via Kårstø Gas pipeline to Emden via Ekofisk and to Zeebrügge.	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
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	29,6	57,88	8,3	51	-
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	ca 23,5 ⁸⁾	14,7 ⁸⁾	10,2 ⁸⁾	ca. 3,7 ⁸⁾	3,7

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. august 1995. *Fields on stream. 1 August 1995*

	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1994	1995	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1976	1977	1987
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Elf
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	180	290	120
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>			
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	19,4	29	13,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>			
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	2,4	2,4	3
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>			
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	18,8	29	13,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>			
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	2,4	2,4	3
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	8	4	8
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	4	2	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>			
Antall <i>Number</i>	1	1	1
Type <i>Type</i>	Undervannsutbygging Subsea Production	Undervannsutbygging Subsea Production	Ubemannet plattform Unmanned platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C	Gassrørledning til Frigg Oljerørledning til Oseberg Gas piped to Frigg. Oil to Oseberg
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	40,5	30	41,616
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	3,6 ⁸⁾	4 ⁸⁾	5,9

Tabell 2. Felt under utbygging. 1. august 1995. *Fields under development. 1 August 1995*

	Troll Øst	Heidrun	Troll Vest	Sleipner Vest
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1995	1996	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1985	1983	1974
Operatør <i>Operator</i>	Shell	Conoco	Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-400	ca.350	300 - 340	110
Salgbare reserver ¹⁾ <i>Recoverable reserves¹⁾</i>				
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	..	87,3	68,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	30	-	-	33,7
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	1286	37,8	17,9	127
Borede produksjonsbrønner ²⁾ <i>Production wells drilled²⁾</i>	13	16	2	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	...	9,8	7,7	-
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	27		1,8	6,5
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	1	1	2
Type <i>Type</i>	Betong plattform Concrete platform	Flytende betongplattform Tension Leg platform	Flytende betong- plattform Floating concrete- platform	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behand- lingsplattform Steel wellhead- platform, unmanned processingplatform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass og kon- densat i rør til Sture Gassen til Zeebrugge via Zeepipe. Gas and con- densat piped to Sture. Gas from Sture in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe	Bøyelasting av olje Loading buoys for oil	Gassrøledning til Sleipner Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad Gas piped to Sleipner Oil piped to Mongstad	Gass i rør til Emden og Zeebrugge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø Gas piped to Emden and Zeebrugge Condensate via Sleipner East to Kårstø
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	62,7	65	62,7	32,37
Antatte investeringer Mrd. kroner ³⁾ <i>Estimated investments. Mrd. NOK³⁾</i>	34,1	26,7	16	20,4

1) Pr. 31. desember 1994

1) As of 31 December 1994

2) Pr. 30. juni 1995

2) As of 30 June 1995

3) Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1994-kroner.

3) Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1994 NOK.

Kilde: Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet

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

Tabell 2 (forts). Felt under utbygging. 1. august 1995. *Fields under development. 1 August 1995*

	Yme	Vigdis	Norne	Njord
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1997	1997	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1986	1991	1986
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Saga	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	ca. 90	290-300	360-380	330
Salgbare reserver ¹⁾ <i>Recoverable reserves¹⁾</i>				
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	5,8	33,9	76,2	37,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>				
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>		2,4	15,6	6-10
Borede produksjonsbrønner ²⁾ <i>Production wells drilled²⁾</i>	22			
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	1,8	4,6	7,8	9,3
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>		2,4	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Oppjekkbar Plattform Converted jackup	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre Subsea-connection to Snorre	Produksjonsskip Production ship	Flytende stålplattform Floating steel platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Lasting til tankskip Loading to tankers	Olje i rør til Gullfask A Oil piped to Gullfaks A	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>	30	51	55	30
Antatte investeringer Mrd. kroner ³⁾ <i>Estimated investments. Mrd. NOK³⁾</i>	1,3	5	8	5,9

Tabell 3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging, 31. desember 1994.
Licensees on fields on stream and under development, 31 December 1994.

	Ekofisk ¹⁾	Frigg ²⁾	Statfjord ²⁾	Murchison	Valhall	Odin	Statfjord	Statfjord Nord
Statoil	1	20	42,73	11,1	-	-	52,7	50
Norsk Hydro	6,7	32,87	-	-	-	-	4,2	-
Elf Petroleum	7,594	26,42	-	-	15,72	-	2,8	-
Saga Petroleum as	-	-	1,6	0,42	-	-	4,44	1,88
Total Norge	3,547	20,71	-	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	9,44	2,45	-	-	5,52	11,04
Esso Norge as	-	-	8,55	2,22	-	100	10,25	10
Mobil	-	-	12,82	3,33	-	-	7,5	15
Amerada Hess	-	-	0,89	0,23	28,09	-	0,52	1,04
Amoco Norway	-	-	-	-	28,09	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	-	5	10
Enterprise	-	-	0,89	0,23	28,09	-	0,52	1,04
Norsk Agip as	13,04	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	30	-	-	-	-	-	-	-
Norminol	0,304	-	-	-	-	-	-	-
Elfex	0,855	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	36,96	-	-	-	-	-	-	-
Conoco (U.K.) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum as	-	-	-	-	-	-	4,8	-
Deminex as	-	-	-	-	-	-	1,4	-
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 1994.
(forts). Licensees on fields on stream and under development, 31 December 1994.

	Heimdal	Ula	Gullfaks	Øst- Frigg ¹⁾	Tomme- liten	Oseberg	Sleipner- Øst	Heidrun
Statoil	40	12,5	85	10,43	70,64	64,78	49,6	76,25
Norsk Hydro	6,228	-	9	32,11	-	13,68	10	-
Elf Petroleum	21,514	-	-	37,23	-	5,77	9	-
Saga Petroleum as	3,471	-	6	-	-	8,55	-	-
Total Norge as	4,82	-	-	20,23	-	2,88	1	-
Norske Conoco as	-	10	-	-	-	-	-	18,125
Esso Norge as	-	-	-	-	-	-	30,4	-
Mobil	-	-	-	-	-	4,33	-	-
Norske Agip as	-	-	-	-	9,13	-	-	-
British Petroleum	-	57,5	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	-	-	-	-	20,23	-	-	-
Pelican e Co	-	5	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	15	-	-	-	-	-	-
Marathon Petroleum Norge as	23,798	-	-	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company	0,169	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	-	-	-	-	0,625
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 1994.
(forts). *Licenses on fields on stream and under development. 31 December 1994.*

	Troll Øst	Vesle- frikk	Gyda	Snorre	Draugen	Hod	Mime	Brage
Statoil	74,576	55	50	41,4	65	-	51	47
Norsk Hydro	7,688	9	-	8,2658	-	-	24,5	22,4
Elf Petroleum	2,353	-	-	5,5106	-	25	-	0,7
Saga Petroleum as	4,08	-	-	11,2559	-	-	9,8	0,5
Total Norge as	1,353	18	-	-	-	-	-	0,3
Norske Conoco as	1,661	-	9,375	-	-	-	-	-
Esso Norge as	-	-	-	10,3323	-	-	-	16,3
Mobil	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Amerada Hess	-	-	-	1,4559	-	25	-	-
Amoco Norway as	-	-	-	-	-	25	14,7	-
Norske Shell	8,288	-	-	-	21	-	-	-
Enterprise Oil	-	-	-	1,4559	-	25	-	-
Agip	-	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	-	-	26,625	-	14	-	-	-
Pelican & Co	-	-	4	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	4,5	-	-	-	-	-	-
Deminex	-	11,25	-	10,0348	-	-	-	-
Norwegian Oil Consortium	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	0,6888	-	-	-	-
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 1994.
(forts). *Licenses on fields on stream and under development. 31 December 1994.*

	Tordis	Lille- Frigg	Troll Vest	Frøy	Yme	Sleiner Vest	Vigdis	Heidrun	Norne
Statoil	55,4	5	74,576	53,96	65	49,5	55,4	76,25	70
Norsk Hydro	8,4	32,87	7,688	6,05	-	8,85	8,4	-	9
Elf Petroleum	5,6	41,42	2,353	24,76	-	-	5,6	-	-
Saga Petroleum as	7	-	4,08	-	15	8,47	7	-	9
Total Norge as	-	20,71	1	15,23	-	0,94	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	2,015	-	-	-	-	18,13	-
Esso Norge as	10,5	-	-	-	-	32,24	10,5	-	-
Enterprise Oil	-	-	8,288	-	-	-	-	-	6
Norsk Agip as	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Norske Fina as	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norminol	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deminex	2,8	-	-	-	10	-	2,8	-	-
Phillips Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	0,7	-	-	-	-	-	0,7	0,63	-
Petrosaga as	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	5	-
Idemitsu	9,6	-	-	-	-	-	9,6	-	-

Tabell 4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1990 - 1995. Mill. kr. *Accrued and estimated investment costs. Crude Oil and natural gas production and pipeline transport. 1990 - 1995. Mill. NOK.*

	1990	1991	1992	1993	1994	Anslag ¹⁾ estimates ¹⁾ 1995	Anslag ¹⁾ Estimates ¹⁾ 1996
I alt Total	32 223	43 065	49 512	57 579	54 653	48 365	32 999
Utvinning av råolje og naturgass i alt Total oil and natural gas production	29 339	37 693	44 785	50 886	46 042	42 311	30 214
Leting Exploration	5 138	8 141	7 680	5 433	5 011	5 508	5 854
Feltutbygging Field development	19 511	22 262	28 863	35 209	28 584	25 265	17 087
Varer Commodities	12 564	12 091	14 654	18 434	15 822	10 707	6 120
Tjenester Services	5 559	9 004	12 082	13 769	10 141	11 872	8 989
Produksjonsboring Production drilling	1 388	1 167	2 127	3 006	2 721	2 687	1 978
Felt i drift Fields on stream	3 978	5 232	5 075	6 306	6 753	7 316	5 712
Varer Commodities	805	716	661	600	655	1 007	773
Tjenester Services	761	1 113	717	547	525	1 133	743
Produksjonsboring Production drilling	2 412	3 403	3 698	5 159	5 573	5 177	4 196
Landvirksomhet 2) Onshore activities 2)	712	2 058	3 167	3 937	5 694	4 221	1 560
Rørtransport Pipeline transport	2 884	5 372	4 727	6 693	8 611	6 054	2 785

1) Registrert 2. kvartal 1995. 1) Registered 2th quarter 1995.

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. 1980 - 1995. Mill. kr. *Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1980 - 1995. Mill. NOK.*

	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980	2 749
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	...	1 209

Tabell 6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 2. kvartal 1993 - 1. kvartal 1995. Mill. kr. *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 2 1993 - Q 1 1995. Mill NOK.*

	1993			1994			1995	
	2.kv.	3.kv.	4.kv.	1.kv.	2.kv.	3.kv.	4.kv.	1.kv.
	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	1 096	1 318	1 616	1 671	1 277	1 015	1 047	1 209
UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING	600	693	840	671	482	211	362	384
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	219	253	304	280	186	107	134	107
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	198	230	242	219	142	75	94	84
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	21	23	62	61	44	31	41	23
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	54	80	115	79	55	47	32	27
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	19	27	42	22	16	15	7	8
Båter <i>Vessels</i>	35	53	72	57	39	32	25	19
Varer <i>Commodities</i>	97	110	140	108	59	93	52	77
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	41	51	71	44	30	39	22	36
Sement <i>Cement</i>	8	14	8	14	4	7	3	11
Boreslam <i>Drilling mud</i>	27	24	28	29	14	25	18	15
Drivstoff <i>Fuel</i>	14	11	14	18	3	6	5	8
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	6	5	15	- 1	8	15	4	6
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	1	5	3	4	1			2
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	231	251	281	204	182	- 36	143	173
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	6	14	27	10	15	10	14	8
Sementtjenester <i>Cement services</i>	5	7	7	5	3	2	2	2
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	7	10	12	17	22	8	11	20
Logging <i>Logging</i>	41	38	51	21	23	19	20	18
Testing <i>Testing</i>	12	18	21	30	13	8	17	1
Dykking <i>Diving</i>	4	4	7	7	4	2	3	4
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	23	8	18	9	4	3	1	2
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	133	152	140	105	98	- 88	76	118
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	355	312	365	252	418	524	343	119
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	229	127	122	108	175	123	111	92
Seismikk <i>Seismic</i>	115	181	227	138	235	391	216	22
Spesielle studier <i>Special studies</i>	11	4	17	6	7	9	15	5
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	194	138	159	170	184	121	179	163
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	- 53	174	252	579	192	159	163	543
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	79	69	105	76	76	76	65	96
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	- 164	75	94	156	76	49	63	84
Arealavgift <i>Area fee</i>	33	31	53	347	40	34	35	363

Tabell 7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 2. kvartal 1994 - 1. kvartal 1995. Mill. kr. *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 2 1994 - Q 1 1995. Mill NOK.*

	Sør for 62°		Nord for 62° North of 62°		
	I alt Total	South of 62°	I alt Total	Halten-banken	Tromsø-flaket
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	4 549	3 423	1 126	928	197
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	1 439	1 196	243	352	- 109
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	1 403	1 005	398	240	158
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	648	412	236	179	57
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 058	810	248	156	91

Tabell 8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje- og gass. 1984 - 1995. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1984 - 1995.

Investeringsår Investment year	Antatte investeringer året før investeringsåret. Estimates for investments made the before the investment year				Antatte investeringer i investeringsåret. Estimates for the investments made in the year of inv.			Påløpte investeringskostn. Accrued investment costs
	Mai	August	November	Februar	Mai	August	ovember	
	May	August	November	February	May	August	ovember	
	Mill. kr Million kroner							
1984	5 129	6 573	8 618	7 825	7 491
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
1996	5 854
	Prosent Percent							
1984	68	88	115	104	100
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

Tabell 9. Antatte og påløpte letekostnader, kvartal. 1989 - 1995 mill. kr. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly 1989 - 1995, Mill NOK

År og kvartal Year and quarter	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet. Estimated investment cost registered during the quarter of investment	Påløpte investeringskostnader Accrued investment costs
1989 1. kv.	745	708
2. kv.	649	1 177
3. kv.	1 191	1 435
4. kv.	1 810	1 686
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	...

Tabell 10. Påbegynte borehull¹⁾ på norsk kontinentalsokkel, kvartal, 1980 - 1995 *Wells¹⁾ started on the Norwegian continental shelf, Quarterly, 1980 - 1995.*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull
1980	36	6	4	6	2	8	-	6	4
1981	39	5	3	11	3	6	4	4	3
1982	49	4	4	10	4	11	2	11	3
1983	40	4	3	7	2	12	-	10	2
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	...	5	3	2	6

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

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel, Kvartal, 1980 - 1995 *Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf, Quarterly, 1980 - 1995.*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980	3 877	936	892	1 022	1 027
1981	4 131	1 030	933	1 000	1 068
1982	4 376	1 081	1 192	1 075	1 028
1983	3 900	1 084	920	944	952
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	...	382	334

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 12. Boremeter¹⁾ på norsk kontinentalsokkel, Kvartal, 1980 - 1995 *Drilling metres¹⁾ on the Norwegian continental shelf, Quarterly, 1980 - 1995.*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980	136 683
1981	135 054
1982	155 299
1983	135 801
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	...	19 854	22 809

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

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 - 1995. 1000 GBP/dag. Average term fixtures rates. Quarterly. 1986 - 1995. 1000 GBP/day.

Ar Year	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200 + DWT	8-10,000 BHP	10,001 +	
1986 1.kv.....	1,700	2,971	2,476	3,873	
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	

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

Tabell 14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1981 - 1995. Mill. kr. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1981 - 1995. Mill. NOK.

Ar Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	7 452
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	5 876

Tabell 15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 2. Kvartal 1993 - 1. kvartal 1995. Mill. kr *Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 2 1993 - Q 1 1995. Mill NOK.*

	1993			1994			1995	
	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1
FELTUTBYGGING I ALT FIELD DEVELOPMENT, TOTAL	8 619	9 192	9 356	6 807	8 726	6 616	6 435	5 876
VARER COMMODITIES	4 554	4 009	5 663	4 071	4 666	3 613	3 472	2 383
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 398	1 196	1 527	1 109	1 149	1 228	851	463
Dekk <i>Decks</i>	747	435	710	630	596	531	423	242
Moduler <i>Modules</i>	1 778	1 756	2 406	1 820	1 784	1 163	1 249	830
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	6		30	20	170	43	16	30
Rør <i>Pipes</i>	78	84	221	93	120	123	145	141
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	480	462	444	297	453	270	275	364
Andre varer <i>Other commodities</i>	68	75	326	102	393	254	514	312
TJENESTER SERVICES	3 387	4 230	2 829	1 965	3 422	2 361	2 294	3 047
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	684	843	1 028	679	800	535	562	610
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	35	12	4	3	34	44	10	26
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	207	208	18	15	40	233	419	1 004
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	486	318	71	179	433	692	221	379
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	239	664	255	137	702	49	72	158
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	540	791	219	163	380	174	98	95
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	29	60	51	20	20	43	49	33
Båter <i>Vessels</i>	19	10	15	8	6	10		
Forpleining <i>Catering</i>	63	188	158	56	42	39	44	33
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	2	2	3	2	27	7	8	34
Andre tjenester <i>Other services</i>	152	371	321	125	170	105	171	10
Egne arbeider <i>Own work</i>	931	763	688	579	767	431	639	667
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	679	953	863	770	638	643	670	446
FELT I DRIFT I ALT TOTAL FIELDS IN PRODUCTION	1 702	1 458	1 900	1 658	1 962	1 448	1 685	1 870
Varer <i>Commodities</i>	168	146	223	171	165	169	150	143
Tjenester <i>Services</i>	162	141	121	143	137	122	124	237
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 372	1 172	1 555	1 345	1 660	1 157	1 411	1 490

Tabell 16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1984 - 1995. *Field development. Commodity costs accrued abroad. 1984 - 1995*

År Year	Totale varekostnader Total commodity costs		Påløpt i utlandet Accrued abroad
	Mill.kr Million kroner		Prosent Per
1984	8 156	1 261	15,5
1985	10 328	1 902	18,4
1986	12 338	2 599	21,1
1987	10 346	1 729	16,7
1988	8 056	2 331	29
1989	9 745	3 757	38,6
1990	12 562	2 329	18,5
1991	12 092	2 106	17,4
1992	14 654	2 178	14,9
1993	18 434	4 851	26,3
1994	15 822	3 630	22,9
1995 ¹⁾	2 383	771	32,4

1) 1. kvartal *1st quarter*

Tabell 17a) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹⁾. 1988 - 1995. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development¹⁾. 1988 - 1995. Mill. NOK.*

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
								1.kv Q 1
I alt Total	16876	19412	17681	19347	25719	31154	25213	5298
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	6386	6148	7703	9457	11587	12968	12010	1799
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	685	891	1401	1140	450	611	264	155
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	970	420	1038	1593	3375	4027	3746	216
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	336	93	572	71	195	539	322	92
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	1883	1717	2049	2713	2227	1497	1937	222
Moduler <i>Modules</i>	1484	2536	1860	2195	1706	4321	4451	736
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-7	32	0	52	215	25	7	19
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	1035	1121	782	1694	3419	1947	1282	359
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	1670	2931	4861	2635	3083	5466	3812	584
Tjenester <i>Services</i>	8820	9633	5118	7255	11049	12720	9391	2915
Engineering	2442	2969	1318	1922	2542	2958	1861	420
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	965	481	53	830	1948	1004	797	1030
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	2045	2241	1550	1774	2487	4251	3301	632
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3367	3961	2197	2728	4089	4507	3433	834

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⁾. 1988 - 1995. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued abroad. 1988 - 1995. Mill. NOK.***

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
								1.kv Q 1
I alt Total	1608	4923	3238	3398	4818	7648	5394	1066
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	599	1760	1595	1420	995	2579	2238	513
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	216	533	443	241	10	181	53	63
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	0	0	0	2	31	389	374	33
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	0	15	204	0	0	187	153	61
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	125	85	260	291	-2	126	167	117
Moduler <i>Modules</i>	219	1001	426	520	149	738	893	161
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	0	32	0	0	0	10	0	0
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	40	94	262	366	807	948	597	79
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	558	1996	733	680	1183	2272	1392	258
Tjenester <i>Services</i>	463	1105	910	1297	2640	2797	1764	294
Engineering	56	384	299	238	256	228	120	57
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-5	4	19	230	412	127	38	8
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	174	420	426	600	1586	1725	1152	136
Andre tjenester <i>Other Services</i>	238	300	166	229	386	717	455	94

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

Tabell 17c) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹⁾. 1988 - 1995. Prosent.
Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued abroad. 1988 - 1995. Percent.

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
								1.kv Q 1
I alt Total	9,5	25,4	18,3	17,6	18,7	24,6	21,4	20,1
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	9,4	28,6	20,7	15,0	8,6	19,9	18,6	28,5
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	31,5	59,8	31,6	21,2	2,2	29,6	20,2	40,6
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	.	.	.	0,1	0,9	9,7	10,0	15,2
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	.	15,6	35,7	.	.	34,8	47,6	66,1
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	6,6	5,0	12,7	10,7	-0,1	8,4	8,6	52,5
Moduler <i>Modules</i>	14,7	39,5	22,9	23,7	8,7	17,1	20,1	21,9
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	.	100,0	.	.	.	38,0	.	.
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	3,9	8,4	33,5	21,6	23,6	48,7	46,6	22,0
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	33,4	68,1	15,1	25,8	38,4	41,6	36,5	44,2
Tjenester Services	5,3	11,5	17,8	17,9	23,9	22,0	18,8	10,1
Engineering	2,3	13,0	22,7	12,4	10,1	7,7	6,4	13,6
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-0,5	0,9	34,7	27,7	21,2	12,6	4,8	0,8
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	8,5	18,7	27,5	33,8	63,8	40,6	34,9	21,5
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,1	7,6	7,6	8,4	9,4	15,9	13,3	11,3

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

Tabell 18 Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 2. kvartal 1993 - 1. kvartal 1995. Mill. kr. *Accrued investment costs for production drilling by cost category. Field development and fields in production. Q 2 1993 - Q 1 1995. Mill. NOK.*

	1993			1994			1995	
	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	2 051	2 125	2 418	2 115	2 299	1 800	2 081	1 937
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	475	456	575	403	468	456	422	499
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	342	385	496	354	386	377	349	462
Andre kostnader <i>Other costs</i>	134	71	79	49	82	79	74	37
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	124	112	209	176	162	122	162	147
Helikopter og fly <i>Helicopters and air-planes</i>	44	37	85	54	51	44	55	50
Båter <i>Vessels</i>	80	75	125	123	111	78	108	97
VARER COMMODITIES	608	728	785	666	753	484	683	534
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	274	373	424	253	273	235	236	206
Sement <i>Cement</i>	31	46	60	41	38	35	50	31
Boreslam <i>Drilling mud</i>	96	143	142	169	176	122	152	155
Drivstoff <i>Fuel</i>	14	19	25	16	12	22	18	11
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	169	99	94	149	194	58	147	94
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipme</i>	25	47	41	39	60	12	80	36
TJENESTER SERVICES	843	829	849	870	915	737	813	757
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	2	1	2	-1			1	2
Sementtjenester <i>Cement services</i>	14	32	50	18	21	29	26	13
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	39	66	32	96	73	26	70	33
Logging <i>Logging</i>	129	90	110	71	102	85	103	76
Testing <i>Testing</i>	40	40	15	16	9	28	28	43
Dykking <i>Diving</i>	15	17	24	22	16	15	5	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	37	38	55	39	35	25	33	33
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	567	545	561	613	659	529	548	547

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. NOK/ hour.*

Ar Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total TBL	Skipverft Shipyards	TBL i alt	Skipverft Shipyards	TBL i alt	Skipverft Shipyards	TBL i alt	Skipverft 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

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

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

År ²⁾ / måned Year ²⁾ /month	I alt Total	Ekofisk ⁷⁾	Frigg ^{3),4),5)}	Stat- fjord ⁵⁾	Murchi- son ⁵⁾	Valhall	Heim- dal ³⁾	Ose- berg 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*	129 321	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1994 Jan-juni Jan-June	63 738	6 611	11	14 127	109	1 351	201	12 265	2 622
1995 Jan-juni	66 376	7 780	0	11 755	89	1 395	186	12 012	1 690
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	10 227	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	10 318	1 317	0	1 670	8	247	21	1 686	277

¹⁾ Inkluderer NGL. ²⁾ Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra den månedlige produksjonsstatistikken. 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 Medregnet TOGI-kondensat. 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. 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 metriske tonn *Crude oil¹⁾ production by field.*
1 000 tonnes

År ²⁾ /måned Year ²⁾ /month	Gullfaks	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*	27 326	253	3 820	-	3 275	539	-	-	8 749
1994 Jan-juni Jan-June	14 196	145	1 888	-	1 490	278	-	-	4 741
1995 Jan-juni	13 019	103	1 913	-	1 548	232	-	-	4 628
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

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 metriske tonn *Crude oil¹⁾ production by field.*
1 000 tonnes

År 2)/måned Year 2)/month	Draugen	Brage	Sleipner- øst ³⁾	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord
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*	3 304	4 582	1 766	1 350	508	-
1994 Jan-juni Jan-June	720	2 159	734	90	-	-
1995 Jan-juni	2 497	2 348	1 191	1 869	1 206	915
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

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*

Ar ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	I alt Total	Ekofisk ⁷⁾	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*	30 631	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1994 Jan-juni Jan-June	15 971	4 535	2 212	1 879	10	297	1 694	258
1995 Jan-juni	15 982	5 232	819	1 909	8	327	1 655	174
1993								
Jan	2 570	853	515	333	2	70	308	49
Feb	2 298	754	461	300	2	61	257	44
Mars	2 459	833	445	365	2	72	199	51
April	2 339	760	437	265	2	63	252	55
Mai	2 495	772	478	277	2	64	308	58
Juni	1 725	694	100	164	0	59	310	53
Juli	2 196	756	322	257	1	61	229	54
Aug	1 841	573	257	215	2	60	172	45
Sep	2 384	689	344	328	2	45	351	47
Okt	2 726	723	388	379	2	54	350	54
Nov	2 852	798	398	371	2	52	368	49
Des	2 975	863	424	363	2	55	347	51
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

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

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

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

År ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	Gullfaks	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
1994 Jan-juni Jan-June	1 459	627	142	267	262	72	-	398
1995 Jan-juni	1 179	527	142	256	268	58	-	386
1993								
Jan	171	118	22	35	47	23	2	22
Feb	154	116	20	33	42	17	2	34
Mars	198	123	23	40	48	17	0	44
April	206	119	23	37	46	16	1	58
Mai	227	140	24	36	49	14	2	44
Juni	92	134	19	19	48	14	2	15
Juli	219	124	25	35	51	17	2	43
Aug	235	99	24	39	48	17	2	54
Sep	243	115	24	35	45	14	1	21
Okt	244	127	26	40	51	15	1	61
Nov	243	124	25	34	46	13	0	61
Des	239	127	20	39	46	15	-	58
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

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
1977	-	-	-
1978	-	-	-
1979	-	-	-
1980	-	-	-
1981	-	-	-
1982	-	-	-
1983	-	-	-
1984	-	-	-
1985	-	-	-
1986	-	-	-
1987	-	-	-
1988	-	-	-
1989	-	-	-
1990	-	-	-
1991	-	-	-
1992	-	-	-
1993	44	844	-
1994*	279	4 012	146
1994 Jan-juni Jan-June	125	1 723	11
1995 Jan-juni	128	2 716	198
1993			
Jan	-	-	-
Feb	-	-	-
Mars	-	-	-
April	-	-	-
Mai	-	-	-
Juni	-	-	-
Juli	-	-	-
Aug	-	-	-
Sep	1	80	-
Okt	8	203	-
Nov	15	254	-
Des	20	306	-
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

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 - 1995. 1 000 metriske tonn
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981 - 1995. 1 000 tonnes

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
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	1 11 336	27 695	27 579	26 171	29 891
1995	-	28 980	28 932	-	-

Tabell 23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1995. Mill. kr
Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981 - 1995. Million kroner

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
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	92 099	21 493	23 631	22 132	24 843
1995	-	23 248	24 229	-	-

Tabell 24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1995.
Kr/tonn Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly.
1981 - 1995. Kroner/tonnes

	Årsgj.snitt Annual average	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
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	-	802	837	-	-

Tabell 25. Skipninger¹⁾ av norskprodusert råolje, etter mottakerland²⁾. 2. kvartal 1993 - 1. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn *Shipments¹⁾ of Norwegian produced crude oil, by receiving country²⁾. Q 2 1993 - Q 1 1995. 1 000 tonnes*

	1993			1994				1995
	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>	27 890	26 782	29 843	30 724	29 930	27 727	31 734	30 641
Norge <i>Norway</i>	3 197	3 132	2 909	2 995	3 170	3 125	3 422	3 002
Belgia <i>Belgium</i>	245	242	220	705	772	358	946	959
Canada <i>Canada</i>	1 367	827	1 416	1 253	1 547	2 203	3 472	2 433
Danmark <i>Denmark</i>	783	995	1 013	1 202	1 052	849	1 117	605
Tyskland <i>Germany</i>	3 567	3 464	4 045	3 348	3 626	2 716	2 856	2 900
Frankrike <i>France</i>	1 795	2 203	2 986	2 603	2 429	1 473	3 485	2 737
Finland <i>Finland</i>	513	790	1 199	1 120	1 165	859	908	398
Irland <i>Ireland</i>	348	418	563	620	562	632	552	491
Israel <i>Israel</i>	250	125	126	249	259	127	124	124
Italia <i>Italy</i>	81	659	524	1 491	358	82	213	402
Nederland <i>The Netherlands</i>	3 761	3 591	3 839	4 469	4 470	4 462	4 503	5 520
Polen <i>Poland</i>	242	351	406	281	332	344	459	238
Portugal <i>Portugal</i>	69	82	201	268	130	202	147	134
Spania <i>Spain</i>	107	-	85	267	-	-	112	75
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	6 945	6 231	6 538	6 669	5 263	5 930	6 171	6236
Sverige <i>Sweden</i>	1 773	1 732	1 961	1 548	1 904	1 351	1 835	2074
Sveits <i>Switzerland</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	2 765	1 940	1 812	1 547	2 890	3 000	1 412	2312
Østerrike <i>Austria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Andre <i>Others</i>	81	-	-	89	-	15	-	-

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.*

K i l d e: Oljedirektoratet

S o u r c e: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 26. Skipninger¹⁾ av norskprodusert våtgass²⁾, etter mottakerland³⁾. 2. kvartal 1993 - 1. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn *Shipments¹⁾ of Norwegian produced NGL²⁾, by receiving country³⁾. Q 2 1993 - Q 1 1995. 1 000 tonnes*

	1993			1994				1995
	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>	569	621	765	845	708	811	776	1 073
Norge <i>Norway</i>	234	219	254	256	205	187	258	250
Belgia <i>Belgium</i>	35	116	101	67	107	110	57	112
Danmark <i>Denmark</i>	-	1	0	-	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	21	34	68	41	27	36	32	49
Frankrike <i>France</i>	22	18	81	45	18	34	40	121
Italia <i>Italy</i>	4	-	-	-	-	-	-	39
Nederland <i>The Netherlands</i>	27	41	33	81	67	80	54	146
Portugal <i>Portugal</i>	41	24	43	37	12	4	37	22
Spania <i>Spain</i>	49	0	49	97	39	34	13	133
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	76	97	105	100	110	114	123	124
Sverige <i>Sweden</i>	60	72	31	86	108	141	93	50
USA <i>USA</i>	-	-	1	25	6	34	60	20
Andre <i>Others</i>	-	-	-	10	9	37	9	7

¹⁾ Se note 1, tabell 24. ²⁾ Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. Våtgass kalles også NGL (Natural Gas Liquids). ³⁾ Se note 2), tabell 24.

¹⁾ *See note 1, table 24.* ²⁾ *Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof. Natural Gas Liquids.*

³⁾ *See note 2, table 24.*

K i l d e: Oljedirektoratet

S o u r c e: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 1995. Mill. Sm³
Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981 - 1995. Million Sm³

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	2 5 197	7 1 1 5	6 1 7 8	4 9 6 8	6 9 3 6
1982	2 4 4 5 7	7 5 8 0	5 9 3 0	4 3 6 1	6 5 8 6
1983	2 4 5 2 8	6 8 2 8	5 5 3 3	4 8 1 9	7 3 4 7
1984	2 6 2 4 0	7 8 8 7	6 5 4 7	4 6 8 4	7 1 2 2
1985	2 5 4 2 9	7 7 9 7	6 4 0 8	4 7 7 5	6 4 4 8
1986	2 5 6 5 3	7 4 3 7	5 1 0 7	5 8 1 0	7 3 0 0
1987	2 7 8 2 4	7 9 3 1	6 8 5 8	5 1 2 8	7 9 0 7
1988	2 7 7 7 6	7 8 2 6	6 7 9 0	5 8 1 0	7 3 5 0
1989	2 8 6 7 4	7 8 6 8	6 8 5 1	6 2 4 0	7 7 1 5
1990	2 5 3 8 0	7 6 3 5	5 3 5 6	5 4 0 6	6 9 8 2
1991	2 5 2 0 9	7 1 4 4	6 4 8 2	4 5 6 0	7 0 2 3
1992	2 5 7 2 1	7 1 1 2	6 0 0 7	6 0 4 8	6 5 5 3
1993	2 4 4 8 6	6 5 5 2	5 5 3 4	4 9 1 1	7 4 8 9
1994	2 7 1 7 2	7 5 2 4	6 4 4 9	5 1 3 8	8 0 6 1
1995	-	7 4 7 9	6 5 4 5	-	-

Tabell 28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass 1). Kvartal. 1981 - 1995. Mill. kr
Value of Norwegian natural gas exports 1). Quarterly. 1981 - 1995. Million kroner

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	1 7 0 4 0	4 2 6 9	3 9 3 1	3 4 4 3	5 3 9 7
1982	2 1 5 9 3	6 2 6 2	4 9 7 5	4 2 0 3	6 1 5 3
1983	2 3 1 9 1	6 3 5 5	5 2 5 5	4 5 5 4	7 0 2 8
1984	2 6 6 1 7	7 5 4 8	6 3 3 6	4 8 7 4	7 8 5 9
1985	2 9 3 0 3	8 6 2 2	7 4 5 2	5 8 2 5	7 4 0 4
1986	2 4 5 5 1	8 0 7 6	5 1 9 9	5 4 8 3	5 7 9 3
1987	1 6 5 2 3	5 4 6 3	3 8 5 1	2 7 5 2	4 4 5 7
1988	1 4 8 3 2	4 6 7 1	3 7 9 6	2 8 2 4	3 5 4 1
1989	1 4 1 7 2	4 0 1 1	3 1 6 9	2 9 6 2	4 0 3 0
1990	1 3 9 7 7	4 2 0 2	3 1 5 0	2 9 8 4	3 6 4 2
1991	1 6 3 0 9	4 7 8 2	4 7 0 5	2 5 7 5	4 2 4 7
1992	1 4 4 9 9	4 1 0 8	3 3 8 3	3 3 7 5	3 6 3 3
1993	1 3 7 7 1	3 8 9 4	3 0 0 8	2 6 7 6	4 1 9 3
1994	1 4 3 2 1	4 1 3 1	3 5 0 0	2 6 0 4	4 0 8 6
1995	-	4 1 2 3	3 3 1 7	-	-

Tabell 29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass 1). Kvartal. 1981 - 1995. Kr/Sm³ Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981 - 1995. Kroner/Sm³

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	0 , 6 8	0 , 6	0 , 6 4	0 , 6 9	0 , 7 8
1982	0 , 8 8	0 , 8 3	0 , 8 4	0 , 9 6	0 , 9 3
1983	0 , 9 5	0 , 9 3	0 , 9 5	0 , 9 4	0 , 9 6
1984	1 , 0 1	0 , 9 6	0 , 9 7	1 , 0 4	1 , 1
1985	1 , 1 5	1 , 1 1	1 , 1 6	1 , 2 2	1 , 1 5
1986	0 , 9 6	1 , 0 9	1 , 0 2	0 , 9 4	0 , 7 9
1987	0 , 5 9	0 , 6 9	0 , 5 6	0 , 5 4	0 , 5 6
1988	0 , 5 3	0 , 6	0 , 5 6	0 , 4 9	0 , 4 8
1989	0 , 4 9	0 , 5 1	0 , 4 6	0 , 4 7	0 , 5 2
1990	0 , 5 5	0 , 5 5	0 , 5 9	0 , 5 5	0 , 5 2
1991	0 , 6 5	0 , 6 7	0 , 7 3	0 , 5 6	0 , 6
1992	0 , 5 6	0 , 5 8	0 , 5 6	0 , 5 6	0 , 5 5
1993	0 , 5 6	0 , 5 9	0 , 5 4	0 , 5 4	0 , 5 6
1994	0 , 5 3	0 , 5 5	0 , 5 4	0 , 5 1	0 , 5 1
1995	-	0 , 5 5	0 , 5 1	-	-

Tabell 30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1983 - 1995. USD/fat Crude oil prices by field. Quarterly. 1983 - 1995. 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	17,22
	2. kv.	19,29	19,1	18,05	18,92	.	19,14	18,62
	3. kv.	17,42	17,29	.	17,1	.	17,3	17,45
	4. kv.	18,8	18,8	.	18,65	.	18,85	18,83
1990	1. kv.	20,3	20,35	.	20,17	.	20,35	19,85
	2. kv.	16,64	16,52	.	16,25	.	16,44	15,9
	3. kv.	26,6	23,47	.	23,27	.	23,42	26,05
	4. kv.	34,37	34,3	.	34,08	.	34,27	32,64
1991	1. kv.	22,27	22,42	.	22,05	.	22,3	21,13
	2. kv.	19,25	19,15	.	18,45	.	18,75	18,84
	3. kv.	19,97	19,93	.	19,35	.	19,6	20,12
	4. kv.	21,3	21,3	.	20,97	.	21,18	20,68
1992	1. kv.	18,27	18,28	.	17,85	.	18,1	17,93
	2. kv.	19,93	19,76	.	19,45	.	19,33	19,92
	3. kv.	20,37	20,33	.	20,12	.	20,27	20,13
	4. kv.	19,65	19,65	.	19,48	.	19,64	19,28
1993	1. kv.
	1.kv.	18,37	18,32	.	18,07	.	18,28	18,16
	2.kv.	18,51	18,53	.	18,26	.	18,38	18,33
	3.kv.	16,92	16,89	.	16,58	16,72	16,73	16,53
	4.kv.	15,45	15,52	.	15,38	15,45	15,45	15,33
1994	1.kv.	13,97	14,02	.	13,93	13,97	14,03	13,9
	2.kv.	15,85	15,82	.	15,77	15,8	15,8	15,79
	3.kv.	16,83	16,76	.	16,72	16,77	16,78	16,81
	4.kv.	16,65	16,67	.	16,63	16,65	16,63	16,54
1995	1. kv.	16,8	16,82	.	16,8	16,82	16,8	16,73
	2. kv.	18,08

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

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

Tabell 31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1991 - 1995. USD/fat Crude oil prices by field.
Month. 1991-1995. USD/barrel

Ar og måned Year and month		Normpriser Norm prices						Spotpris Spot price	
		Ekofisk	Statfjord	Murchison	Gullfaks ¹⁾	Gullfaks C	Oseberg	Brent	Blend
1991	Januar	26,2	26,4	...	26,2	.	26,4	24,07	
	Februar	21,3	21,45	...	21,15	.	21,35	19,62	
	Mars	19,3	19,4	...	18,8	.	19,15	19,35	
	April	19,05	19	...	18,25	.	18,55	19,2	
	Mai	19,8	19,7	...	18,95	.	19,3	19,1	
	Juni	18,85	18,75	...	18	.	18,4	18,16	
	Juli	19,1	19,05	...	18,35	.	18,7	19,72	
	August	20,15	20,1	...	19,45	.	19,75	20,23	
	September	20,65	20,65	...	20,25	.	20,35	20,42	
	Oktober	21,1	21,1	...	21,75	.	21,9	22,15	
	November	22,15	22,15	...	21,85	.	22,05	20,98	
	Desember	19,65	19,65	...	19,3	.	19,6	18,4	
1992	Januar	18,4	18,35	...	18	.	18,25	18,17	
	Februar	18,65	18,7	...	18,3	.	18,55	18,06	
	Mars	17,75	17,8	...	17,25	.	17,5	17,51	
	April	18,75	18,7	...	18,2	.	18,4	18,87	
	Mai	19,95	19,75	...	19,45	.	19,6	19,94	
	Juni	21,1	20,85	...	20,7	.	20,8	21,2	
	Juli	20,7	20,6	...	20,4	.	20,55	20,23	
	August	20,2	20,2	...	19,95	.	20,15	19,99	
	September	20,2	20,2	...	20	.	20,1	20,16	
	Oktober	20,45	20,45	...	20,3	.	20,45	20,15	
	November	19,7	19,7	...	19,55	.	19,75	19,38	
	Desember	18,8	18,8	...	18,6	.	18,75	18,5	
1993	Januar	17,75	17,75	...	17,5	.	17,75	17,4	
	Februar	18,3	18,2	...	17,95	.	18,2	18,5	
	Mars	19,05	19	...	18,75	.	18,9	18,78	
	April	18,75	18,8	...	18,55	.	18,6	18,62	
	Mai	18,75	18,75	...	18,45	.	18,6	18,53	
	Juni	18,05	18,05	...	17,8	.	17,95	17,79	
	Juli	17,2	17,2	...	16,9	17	17,05	16,81	
	August	17,05	17,05	...	16,7	16,85	16,85	16,75	
	September	16,5	16,35	...	16,15	16,3	16,3	16,13	
	Oktober	16,7	16,65	...	16,5	16,6	16,6	16,79	
	November	15,65	15,65	...	15,55	15,6	15,6	15,55	
	Desember	14,15	14,25	...	14,1	14,15	14,15	13,98	
1994	Januar	13,85	13,95	...	13,85	13,9	13,95	13,99	
	Februar	14,4	14,4	...	14,35	14,35	14,45	13,83	
	Mars	13,65	13,7	...	13,6	13,65	13,7	13,88	
	April	14,8	14,85	...	14,65	14,8	14,8	14,79	
	Mai	16,2	16,2	...	16	16,15	16,2	16,2	
	Juni	16,55	16,4	...	16,3	16,35	16,4	16,63	
	Juli	17,45	17,4	...	17,25	17,35	17,4	17,44	
	August	17,25	17,2	...	17,15	17,2	17,25	17,56	
	September	15,8	15,7	...	15,75	15,75	15,7	15,71	
	Oktober	16,3	16,25	...	16,25	16,25	16,25	16,25	
	November	17,3	17,35	...	17,25	17,3	17,3	17,13	
	Desember	16,35	16,4	...	16,4	16,4	16,35	16,3	
1995	Januar	16,2	16,25	...	16,2	16,25	16,2	16,42	
	Februar	17,15	17,2	...	17,15	17,2	17,2	17,01	
	Mars	17,05	17	...	17,05	17	17	16,76	
	April	16,42	
	Mai	17,01	
	Juni	16,76	

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. 1981-1995. USD/toe *Natural gas prices. 1981-1995. USD/toe*

År og kvartal Year and quarter	Importert i rørledning ¹⁾ <i>Imported by pipeline ¹⁾</i>				Importert flytende ¹⁾ <i>Imported in liquid form ¹⁾</i>	Eksportert i rørledning ³⁾ <i>Exported by pipeline ³⁾</i>		
	Belgia <i>Belgium</i>	Frankrike <i>France</i>	Tyskland <i>Germany</i>	USA ²⁾ <i>USA ²⁾</i>	Frankrike <i>France</i>	Japan <i>Japan</i>	Nederland <i>The Netherlands</i>	Norge <i>Norway</i>
1981	138,25	151,88	150,03	189,94	200,41	243,89	137,83	..
1982	168	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,6	166,97	216,67	142,8	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	126,6	163,9	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	85,2	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,9	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,4	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	110,5	100,3
1993	95,3	...	100,38	77,49	113,16	148,38	108,42	84,29
1994	130,84	...	79,71
1991								
1 kv Q 1	137,12	127,42	132,37	83,17	138,79	190,9	130,53	96,76
2 kv Q 2	145,99	136,89	137,02	80,72	148,21	174,24	136,09	89,22
3 kv Q 3	144,86	131,07	129,69	74,38	137,83	149,03	130,5	123,36
4 kv Q 4	118,44	115,69	114,29	86,53	124	151,91	111,18	103,71
1992								
1 kv Q 1	117,04	106,49	108,73	74,46	122,06	149,5	108,4	93,23
2 kv Q 2	126,74	111,29	112,09	76,86	120,87	147,74	111,74	100,93
3 kv Q 3	129,9	118,96	118,25	74,75	126,98	153,13	132,05	110,14
4 kv Q 4	102,36	104,83	101,44	82,48	115,08	155,29	105,59	98,13
1993								
1 kv Q 1	105,69	0	102,07	74,36	...	153,08	98,31	86,03
2 kv Q 2	99,02	0	105,64	82	119,44	155,24	139,21	79,16
3 kv Q 3	88	0	98,8	77,88	111,07	147,35	127,28	73,83
4 kv Q 4	88	0	95,88	76,42	...	138,67	100,04	91,02
1994								
1 kv Q 1	77,49	...	132,42	...	76,38
2 kv Q 2	129,29	...	79,85
3 kv Q 3	130,53	...	84,63

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. Fraktindekser¹⁾ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1995 *Shipping freight indices¹⁾ for crude carriers by size. 1976 - 1995*

År 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	
1993	Januar	52	98	139	163	193
	Februar	51	95	130	167	182
	Mars	45	98	127	172	169
	April	45	98	132	187	168
	Mai	43	93	141	193	154
	Juni	40	101	154	177	170
	Juli	46	102	141	184	162
	August	52	89	123	184	167
	Septembe	43	78	111	161	172
	Oktober	42	81	119	154	176
	November	43	92	126	153	186
	Desember	41	93	120	159	210
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
	Septembe	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

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. 1991-1995
World oil supply and demand. Million barrels per day. 1991-1995

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

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

²⁾ Øst-Tyskland er inkludert i OECD Europa for årene 1990-93. *Eastern-Germany is included in OECD Europe throughout the time period covered in this table.*

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

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

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

Tabell 35. Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31 desember 1994. Areas with production licences as of 31 December 1994.

Tildelingsår Year of assignment	Areal i alt Total area	Tilbakelevert areal Relinquished area	Konsesjons- belagt areal Area under licence	Antall utvinnings- tillatelser Number of production licences
I alt Total	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	-	-	-	-

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 36. Funn på norsk kontinentalsokkel 1994. Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1994.

Operatør Operator	Blokk/brønn Block/well	Innhold Contents
BP Development of Norway AS	2/7-29	Olje
Amoco Norway AS	2/11-10S	Olje/gass
Statoil	15/9-20S	Gass
Norske Fina AS	24/9-5	Olje
Esso Norge AS	25/8-5S	Olje
Statoil	30/3-6S	Olje/Gass
Norsk Hydro Produksjon AS	30/9-15	Olje
Norsk Hydro Produksjon AS	30/9-16	Olje/gass
Saga Petroleum AS	34/7-23S	Olje
Statoil	34/11-1	Gass
Statoil	6204/11-1	Olje/gass
BP Development of Norway AS	6407/8-2	Olje/gass
Statoil	6608/10-4	Olje
Statoil	7128/4-1	Olje/gass

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 37. Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd, 31. desember 1994.
Recoverable reserves in fields on stream and fields under development. 31
december 1994.

	Opprinnelig/Original			Resterende/Residual		
	Olje, millioner Sm ³ Oil, million Sm ³	NGL, millioner tonn NGL, million tonnes	Gass, milliarder Sm ³ Gass, milliarder Sm ³	Olje, millioner Sm ³ Oil, million Sm ³	NGL, millioner tonn NGL, million tonnes	Gass, milliarder Sm ³ Gass, milliarder Sm ³
I alt Total	2494,1	142,8	1733,2	1335,5	108,7	1355,8
Albuskjell	7,4	1	15,8	0,3	-	1
Brage	46,2	0,8	2	39,8	0,7	1,8
Cod	2,9	0,5	7,3	0,2	-	0,5
Draugen	92	-	-	88	-	4,4
Edda	4,8	0,2	2,1	0,5	-	-
Ekofisk	359,7	14,1	150,8	167,4	6,1	60,4
Eldfisk	70,7	3,7	44,9	14,9	1,1	20,9
Embla	5	0,3	3	2,9	0,2	2,4
Frigg 1)	-	0,4	110,9	-	-	0,9
Gullfaks	281	2,2	21,5	134,1	1,1	11,5
Gullfaks Vest	2,9	-	0,3	2,4	-	0,3
Gyda	30,6	1,7	3,9	14,9	0,8	1,9
Heidrun	87,3	-	37,8	87,3	-	37,8
Heimdal 2)	6,5	-	38,6	2,2	-	9
Hod	7,9	0,3	2	3,4	0,2	1,2
Lille-Frigg	3,6	-	7	3,2	-	6,5
Loke 3)	1,4	0,7	5,8	1,4	0,7	5,8
Murchison 4)	12	0,3	0,4	0,5	-	0,1
Oseberg	310	-	88,9	173	-	88,9
Sleipner Øst	-	30,4	47,8	-	27,2	43
Snorre	173,3	3,6	6,9	155	2,9	6,2
Statfjord 5)	530	16	57	128,7	8	29,2
Statfjord Nord	29	-	2,4	29	-	2,4
Statfjord Øst	19,4	0,7	2,4	18,8	0,7	2,4
Tommeliten	3,8	0,5	9,7	0,6	0,1	2,6
Tor	21,3	1,1	10,8	1,9	-	0,5
Tordis	29	1	2	27,4	1	1,9
Troll Øst	-	20	825	-	20	825
Ula	69,1	2,7	4,7	21,1	0,7	1,9
Valhall	100,7	4,1	26,3	61,4	2,5	18,5
Veslefrikk	52,8	0,9	2,3	34,1	0,3	1,9
Vest Ekofisk	12,2	1,4	27,2	0,2	-	1,9
Øst Frigg	-	0,1	8,8	-	-	0,6
30/6 Gamma Nor	1,3	-	6,2	0,5	-	6,2
Frøy	13,9	0,2	3	13,9	0,2	3
Troll Vest	71	-	17,5	71	-	2,4
Sleipner Vest	-	33,7	126,9	-	33,7	126,9
Vigdís	33,9	-	2,4	33,9	-	2,4
Gyda Sør	1,5	0,2	0,9	1,5	0,2	0,9

1) Dette er norsk andel 60,82% 1) Norwegian share 60,82%

2) NGL, selges som olje 2) NGL, sold as oil

3) Reserveanslaget omfatter både Heimdalformasjonen (i produksjon) og jura/triasreservoaret

3) The resource estimate includes the Heimdal Formation (on stream) and the jura/trias reservoir

4) Dette er norsk andel 22,2% 4) Norwegian share 22,2%

5) Dette er norsk andel 85,47% 5) Norwegian share 85,47%

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 38. Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1989 - 1994. Injuries and Working hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1989 - 1994.

Yrkesgruppe Occupation		1989	1990	1991	1992	1993	1994	
Administrasjon/ Produksjon Administration/ Production	Årsverk/Manyyears	2 099	2 259	2 366	2 499	2 607	3 021	Operatør/Operator (O)
		294	500	424	369	482	468	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader/Injuries	43	49	53	54	58	73	O
		6	12	14	15	14	15	E
	Skader per 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	20,5 20,4	21,7 24	22,4 33	21,6 40,7	22,2 29,1	24,2 32	O E
Boring Drilling	Årsverk/Manyyears	0	0	0	0	0	0	Operatør/Operator (O)
		2 128	2 027	2 239	2 340	2 590	2 648	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader/Injuries	0	0	0	0	0	0	O
		131	132	147	117	141	137	E
	Skader per 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	0 61,6	0 65,1	0 65,7	0 50	0 54,4	0 51,7	O E
Forpleining Catering	Årsverk/Manyyears	340	396	447	464	498	454	Operatør/Operator (O)
		888	868	953	887	956	839	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader/Injuries	3	13	13	17	11	10	O
		36	34	31	34	25	22	E
	Skader per 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	8,8 40,5	32,8 39,2	29,1 32,5	36,6 38,3	22,1 26,1	22 26,2	O E
Konstruksjon/ Vedlikehold Construction/ Maintenance	Årsverk/Manyyears	2 381	2 364	2 482	2 536	2 694	1 985	Operatør/Operator (O)
		4 237	3 901	4 900	4 679	5 937	3 949	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader/Injuries	70	61	65	79	39	43	O
		307	267	266	267	351	241	E
	Skader per 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	29,4 72,8	25,8 68,4	26,2 54,3	31,2 57,1	14,5 59,1	21,7 61	O E
I alt Total	Årsverk/Manyyears	4 820	5 019	5 295	5 499	5 798	5 459	Operatør/Operator (O)
		7 547	7 296	8 516	8 275	9 966	7 904	Entreprenør/Contractor (E)
	Skader/Injuries	116	123	131	150	108	126	O
		480	445	458	433	531	415	E
	Skader per 1000 Årsverk Injuries per 1000 Manyyears	24,1 63,6	24,5 61	24,7 53,8	24,3 52,3	18,6 53,3	23,1 52,5	O E

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 39. Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989 - 1994. Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyyears. Mobile installations. 1989 - 1994.

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 forulykke 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	157	51,9	0	0,00
1992	4 380 013	1 612	2 717	140	51,5	0	0,00
1993	4 205 431	1 612	2 609	135	51,7	1	0,38
1994	3 517 938	1 612	2 182	110	50,4	0	0,00
Totalt/gjennomsnitt Total/Average	24 895 180		15 444	773	50,1	4	0,26

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 40. Sysselsetting¹⁾ i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1987 - 1994²⁾
Employment¹⁾ in oil activities by type of establishment. 1987 - 1994²⁾

Bedriftstype Type of Establishment	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I alt Total	64 864	64 250	57 764	58 752	63 649	71 821	78 228	73 986
Oljeselskaper <i>Oil companies</i>	13 946	14 408	15 297	15 037	17 788	17 878	18 815	19 162
Boreselskaper <i>Drilling companies</i>	3 229	3 731	3 875	3 812	3 373	3 075	3 528	3 267
Transport- og rederivirksomhet <i>Transport and shipping</i>	3 917	3 493	3 709	4 079	3 813	3 943	3 132	3 158
Industri, bygg og anlegg <i>Manufacturing, construction</i>	23 601	21 808	15 108	16 784	18 321	24 016	27 503	25 596
Serviceselskaper <i>Service companies</i>	3 151	3 258	3 109	3 465	3 857	4 316	4 425	4 762
Ingeniørselskaper <i>Engineering companies</i>	7 375	8 151	7 476	6 824	7 528	8 671	9 771	8 139
Baser <i>Bases</i>	522	459	439	436	501	566	683	545
Forpleining <i>Catering</i>	1 398	1 556	1 391	1 226	1 131	1 388	1 915	1 747
Drift av ilandførings- og foredlingsanlegg <i>Operation of pipelines and refineries</i>	3 085	3 237	3 406	3 552	3 489	3 595	3 592	3 437
Ofentlig administrasjon <i>Public administration</i>	630	622	638	619	609	544	618	632
Forskning og opplæring <i>Research and education</i>	1 887	1 592	1 596	1 530	1 495	1 801	1 979	1 773
Diverse varer og tjenester <i>Other commodities and services</i>	2 123	1 935	1 720	1 588	1 744	2 028	2 267	1 768

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 utført 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 undertaken in August.

Kilde: Arbeidsdirektoratet. Source: The Directorate of Labour.

Tabell 41. Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i olje virksomheten. 1986 - 1995. Mill. kr
Central government expenses and income from The Government's Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986 - 1995. Million kroner

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994*	1995*
Investering Investments	11 115	11 696	10 004	8 846	8 476	12 289	15 117	23 943	26 732	21 600
Netto kontantstrøm Net cash Flow	-11 959	-10 711	-9 133	791	7 357	5 760	2 926	-248	-413	9 094

* Anslag *Estimate

Kilde: Faktaheftet 95 Nærings- og energidepartementet
Source: The Fact Sheet 95, Ministry of Industry and Energy

**Tabell 42. Nøkkeltall for rettighetshavere¹⁾ på norsk kontinentalsokkel²⁾. 1981-1993. Mill. kr.
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1981-1993.**

Ar Year	Antall foretak Number of enterprises	Drifts- inntekter Operating income	I prosent av driftsinntekter			In per cent of operating income			Likviditets- grad Current ratio
			Drifts- resultat Operating profit	Res. før EOP Profit before extrao. items	Total- rentabilitet Return on total assets	Egenkapital- rentabilitet Return of equity	Egenkapital- andel Equity ratio		
1981	61	73 934	44,2	36,1	42,9	61,9	14,2	0,86	
1982	64	79 115	42,8	30,5	34,4	13	8	0,86	
1983	62	95 723	41,8	33,9	38	72,2	7,7	0,82	
1984	62	115 822	45,2	36,9	40,2	101,5	8,9	0,87	
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	

1) Omfatter all virksomhet i foretakene, også virksomhet som ikke er oljetilknyttet.

2) Fra 1985 ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. Ved at Staten overtok eierandeler på kontinentalsokkelen fra Statoil ble postene anleggsmidler, langsiktig gjeld og totalkapital redusert med 9 082 millioner kroner fra 1984 til 1985.

**** 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 37. 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 43. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1992 og 1993. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1992 and 1993.

Hoved- og nøkkeltall ¹⁾ Key Figures	Alle rettighetshavere All licensees		Av dette Statens direkte økonomiske engasjement Of this the governments direct involvement	
	1992	1993	1992	1993
1) Tallet på foretak	52	53	1	1
2) Sysselsetting pr 31.12	25 459	25 437	-	-
3) Driftsinntekter	Mill.kr 168 389	183 030	31 311	37 101
4) Driftsresultat	" 46 489	52 527	12 163	16 987
5) Resultat av finansielle poster	" -7 693	-8 908	-5	21
6) Resultat før ekstraordinære poster	" 38 796	43 619	12 158	17 008
7) Resultat før årsoppgjørdisp	" 38 448	43 570	12 158	17 008
8) Årsoverskudd	" 17 732	24 243	12 158	17 008
9) Omløpsmidler	" 53 301	40 745	3 918	4 875
10) Anleggsmidler	" 262 718	296 080	71 345	87 797
11) Kortsiktig gjeld	" 71 620	63 458	4 031	5 878
12) Langsiktig gjeld	" 114 697	130 356	-	253
13) Egenkapital	" 129 702	143 011	71 232	86 541
14) Totalkapital	" 316 019	336 825	75 263	92 672
15) Totalrentabilitet	Prosent 14,9	13,4	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet	" 14	17,9	.	.
17) Egenkapitalandel	" 41	42,5	.	.
18) Likviditetsgrad	" 0,74	0,64	.	.

1) Hovedtall 9-14 gjelder per 31.12.

1) Key figures 9-14 per 31.12

Tabell 44. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾. 1990-93
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1990-1993.

Utvalgte regnskapstall	1990		1991		1992		1993	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
RESULTATREGNSKAP								
Driftsinntekter	130 088	100,0	138 694	100,0	137 078	100,0	145 929	100,0
Salgsinntekter (fratrukket avgifter)	116 005	89,2	122 371	88,2	116 603	85,1	121 510	83,3
Øvrige driftsinntekter	14 083	10,8	16 323	11,8	20 474	14,9	24 419	16,7
Driftskostnader	86 989	66,9	101 977	73,5	102 752	75,0	110 389	75,6
Vareforbruk	24 911	19,1	26 249	18,9	24 910	18,2	28 415	19,5
Lønnskostnader	10 327	7,9	11 823	8,5	13 207	9,6	13 879	9,5
Øvrige driftskostnader	36 556	28,1	47 492	34,2	47 698	34,8	49 759	34,1
Av- og nedskrivninger	15 194	11,7	16 413	11,8	16 937	12,4	18 337	12,6
Driftsresultat	43 099	33,1	36 717	26,5	34 326	25,0	35 540	24,4
Finansinntekter	5 628	4,3	7 121	5,1	4 435	3,2	3 322	2,3
Aksjeutbytte og renteinntekter	3 545	2,7	3 435	2,5	2 079	1,5	1 985	1,4
Øvrige finansinntekter	2 083	1,6	3 686	2,7	2 357	1,7	1 337	0,9
Finanskostnader	10 138	7,8	9 208	6,6	12 123	8,8	12 251	8,4
Rentekostnader	8 339	6,4	7 109	5,1	6 228	4,5	6 238	4,3
Øvrige finanskostnader	1 799	1,4	2 099	1,5	5 895	4,3	6 012	4,1
Resultat av finansielle poster	- 4 510	-3,5	- 2 087	-1,5	- 7 688	-5,6	- 8 929	-6,1
Resultat før ekstraordinære poster	38 589	29,7	34 630	25,0	26 638	19,4	26 611	18,2
Resultat før skattekostnad/årsoppdissp	40 383	31,0	35 427	25,5	26 290	19,2	26 562	18,2
Skattekostnad/årsoppgjørdisposisjon	29 209	22,5	24 924	18,0	20 717	15,1	19 327	13,2
Betalbar skatt ol	21 119	16,2	17 232	12,4	17 233	12,6	14 764	10,1
Endring utsatt skatt					3 483	2,5	4 563	3,1
Diverse årsoppgjørdisposisjoner	8 091	6,2	7 692	5,5				
Årsoverskudd	11 173	8,6	10 503	7,6	5 574	4,1	7 235	5,0
Avsatt til egenkapital	3 186	2,4	1 595	1,2	- 7 330	-5,3	- 592	-0,4
Utbytte ol	7 988	6,1	8 908	6,4	14 259	10,4	10 458	7,2
Konsernbidrag ol					- 1 356	-1,0	- 2 630	-1,8
BALANSE PR 3112								
Omløpsmidler	41 485	20,0	36 434	17,0	49 383	20,5	35 870	14,7
Kasse, bank, aksjer og obligasjoner	10 469	5,0	5 128	2,4	10 509	4,4	4 395	1,8
Kundefordringer	13 467	6,5	12 440	5,8	12 908	5,4	12 974	5,3
Øvrige fordringer	14 497	7,0	15 715	7,3	22 839	9,5	15 301	6,3
Varelager	3 051	1,5	3 151	1,5	3 127	1,3	3 200	1,3
Anleggsmidler	166 252	80,0	177 395	83,0	191 373	79,5	208 283	85,3
Aksjer, andeler og obligasjoner	16 146	7,8	19 106	8,9	20 819	8,6	25 835	10,6
Fordringer	4 544	2,2	4 169	1,9	4 208	1,7	4 466	1,8
Varige driftsmidler, imm eiendeler	145 561	70,1	154 121	72,1	166 346	69,1	177 982	72,9
Kortsiktig gjeld	49 518	23,8	51 014	23,9	67 589	28,1	57 580	23,6
Leverandørgjeld	12 189	5,9	12 517	5,9	12 169	5,1	11 204	4,6
Kassekreditt	508	0,2	227	0,1	245	0,1	767	0,3
Øvrig kortsiktig gjeld	36 821	17,7	38 270	17,9	55 175	22,9	45 608	18,7
Langsiktig gjeld	69 689	33,5	64 880	30,3	114 697	47,6	130 103	53,3
Betinget skattefrie avsetninger	57 895	27,9	65 823	30,8				
Egenkapital	30 634	14,7	32 112	15,0	58 470	24,3	56 470	23,1
Aksjekapital ol	11 428	5,5	11 189	5,2	11 705	4,9	11 979	4,9
Bundet egenkapital ellers	13 833	6,7	16 514	7,7	18 001	7,5	19 348	7,9
Fri egenkapital	5 373	2,6	4 409	2,1	28 764	11,9	25 142	10,3
Totalkapital	207 736	100,0	213 829	100,0	240 756	100,0	244 153	100,0
FINANSIERINGSANALYSE								
Tilførsel	26 272	100,0	20 965	100,0	26 914	100,0	31 523	100,0
Tilført fra årets virksomhet	26 671	101,5	25 250	120,4	13 452	50,0	22 167	70,3
Egenkapital tilført utenfra	1 113	4,2	226	1,1	220	0,8	- 178	-0,6
Økning i langsiktig gjeld	- 1 512	-5,8	- 4 512	-21,5	13 243	49,2	9 535	30,2
Investering i anleggsmidler	34 129	129,9	27 546	131,4	30 752	114,3	35 000	111,0
Endring i arbeidskapital	- 7 857	-29,9	- 6 581	-31,4	- 3 838	-14,3	- 3 477	-11,0
NØKKELTALL								
Tallet på foretak		55		53		51		52
Sysselsetting pr 3112		24 438		25 047		25 459		25 437
Totalrentabilitet	Pst.	24,1		19,9		14,2		13,6
Egenkapitalrentabilitet	"	31,5		28,2		9,5		12,8
Egenkapitalandel	"	28,7		30,4		24,3		23,1
Likviditetsgrad	"	0,8		0,7		0,7		0,6

1) Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement

1) Not included the direct government involvement

Tabell 45. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1993. *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf, 1993.*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Mill.kr	Pst.
Driftsinntekter	145 929	100,0
Salgsinntekter, avgiftspliktig	25 293	17,3
Salgsinntekter, avgiftsfritt	110 405	75,7
- Offentlige avgifter ²⁾	14 188	9,7
Off tilskudd, tilv/solgte varer	7	0,0
Andre off tilskudd/refusjoner	-	-
Aktiverte egne investeringsarbeider	1 644	1,1
Leieinntekter, fast eiendom	30	0,0
Andre driftsinntekter ³⁾	22 594	15,5
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	145	0,1
Driftskostnader	110 389	75,6
Forbruk av innkjøpte varer	28 572	19,6
Lønninger mv	10 309	7,1
Arbeidsgiveravgift til folketrygden	1 580	1,1
Pensjonskostnader o.a. personalkostn.	1 990	1,4
Frakt og spedisjon vedr salget	12 644	8,7
Energi, brensel mv vedr produksjon	143	0,1
Leiekostnader fast eiendom	612	0,4
Lys, varme, vann og renovasjon	73	0,0
Leie driftsmidler	68	0,0
Verktøy, inventar etc	36	0,0
Vedlikehold/repasasjon	182	0,1
Kontorrekvisita, trykksaker mv	173	0,1
Telefon og porto	95	0,1
Bilkostnader	35	0,0
Reise- og diettkostnader, bilgodtgj	504	0,3
Provisjonskostnader	116	0,1
Salgs-, reklame og repr.kostnader	129	0,1
Kontingenter og gaver	58	0,0
Forsikringer og garantikostnader	969	0,7
Patent-, lisenskostn. og royalties	537	0,4
Diverse driftskostnader	33 362	22,9
Tap ved avgang av anleggsmidler	22	0,0
Tap på fordringer	1	0,0
Beholdningsendr. egentilvirkede varer	- 157	-0,1
Ordinære avskrivninger	18 202	12,5
Nedskrivning på anleggsmidler	135	0,1
Driftsresultat	35 540	24,4

1) Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement

2) Medregnet royalty

3) Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens

4) Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor

5) Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon

6) Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper

Tabell 45 f. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1993. *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf, 1993.*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Mill.kr	Pst.
Finansinntekter	3 322	2,3
Utbytte på aksjer ol	392	0,3
Andel overskudd i deltagerlign. sel.	5	0,0
Renteinntekter fra konsernselskaper	587	0,4
Andre renteinntekter	1 006	0,7
Valutagevinst (agio)	1 225	0,8
Andre finansinntekter	107	0,1
Finanskostnader	12 251	8,4
Andel underskudd i deltagerlign. sel.		0,0
Rentekostnader, også til konsernselsk.	6 238	4,3
Valutatap (disagio)	5 876	4,0
Andre finanskostnader	136	0,1
Resultat av finansielle poster	- 8 929	-6,1
Resultat før ekstraordinære poster	26 611	18,2
Ekstraordinære inntekter	80	0,1
Gevinst ved avgang av anleggsmidler	19	0,0
Ekstraordinære offentlige tilskudd	1	0,0
Andre ekstraordinære inntekter	60	0,0
Ekstraordinære kostnader	129	0,1
Tap ved avgang av anleggsmidler	-	-
Nedskrivning på anleggsmidler	-	-
Andre ekstraordinære kostnader	129	0,1
Resultat av ekstraordinære poster	- 49	0,0
Resultat før skattekostnad	26 562	18,2
Skattekostnad	19 327	13,2
Betalbar skatt	14 764	10,1
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-
Endring utsatt skatt	4 563	3,1
Årsoverskudd	7 235	5,0
Oppskrivning av anleggsmidler	-	-
Overført fra oppskrivningsfond	-	-
Anvendelse av oppskrivningsbeløp	-	-
Overført fra tilbakeføringsfond	245	0,2
Overført fra reservefond mv	602	0,4
Avsatt til reservefond	1 279	0,9
Fondsemisjon med overskuddsmidler	500	0,3
Overf. fra fri egenkap/udekket tap	6 080	4,2
Avsatt til fri egenkapital	4 556	3,1
Avsatt til utbytte ol ¹⁾	10 458	7,2
Konsernbidrag (-mottatt)	- 2 630	-1,8
Aksjonærbidrag (-mottatt)	-	-

Tabell 45 f. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1993. *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf, 1993.*

Balanse <i>Balance sheet</i>	per.01.01		per 31.12	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
EIENDELER				
Omløpsmidler	49 384	20,5	35 870	14,7
Kasse, innskudd i bank og postgiro	8 031	3,3	2 097	0,9
Aksjer og andeler	206	0,1	492	0,2
Obligasjoner og andre verdipapirer	2 273	0,9	1 805	0,7
Kundefordringer	13 318	5,5	12 974	5,3
Opptjente, ikke fakt. driftsinntekter	-	-	-	-
Kortsiktige fordringer konsernselsk.	18 228	7,6	9 606	3,9
Andre kortsiktige fordringer	3 788	1,6	5 379	2,2
Lager av råvarer og innkj. halvfabr.	1 537	0,6	1 199	0,5
Lager av varer under tilvirkning	154	0,1	208	0,1
Lager av ferdigvarer, egentilvirkede	1 349	0,6	1 694	0,7
Lager av ferdigvarer, kjøpte	88	0,0	100	0,0
Forskudd til leverandører	413	0,2	315	0,1
Andre omløpsmidler	-	-	-	-
Anleggsmidler	191 250	79,5	208 283	85,3
Andeler i deltagerlignede selskaper	1 177	0,5	1 210	0,5
Aksjer og andeler i datterselskaper	18 520	7,7	23 473	9,6
Andre aksjer og andeler	1 111	0,5	1 141	0,5
Obligasjoner og andre verdipapirer	11	0,0	11	0,0
Lån til aksjonærer mv og ansatte	599	0,2	362	0,1
Langsiktige fordringer konsernselsk.	1 727	0,7	1 604	0,7
Utsatt skattefordel	81	0,0	112	0,0
Andre langsiktige fordringer	1 812	0,8	2 364	1,0
Forskudd til leverandører	10	0,0	23	0,0
Patenter og liknende rettigheter	79	0,0	72	0,0
Goodwill	1 938	0,8	1 898	0,8
Aktiverte kostnader	7 142	3,0	8 477	3,5
Skip og andre fartøyer	940	0,4	868	0,4
Andre transportmidler	79	0,0	80	0,0
Maskiner, verktøy, inventar ol.	15 066	6,3	18 078	7,4
Bygninger og bygningsmessige anl. ⁵⁾	103 454	43,0	119 386	48,9
Anlegg under utførelse	34 943	14,5	26 246	10,7
Grunnarealer	1 740	0,7	2 123	0,9
Boliger (inkl tomter)	769	0,3	745	0,3
Andre anleggsmidler	54	0,0	8	0,0
Krav på aksjeinnskudd/egne aksjer	-	-	-	-
Totalkapital	240 634	100,0	244 153	100,0

Tabell 45 f. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel¹⁾ for 1993. *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf, 1993.*

Balanse <i>Balance sheet</i>	per.01.01		per 31.12	
	Mill.kr	Pst.	Mill.kr	Pst.
GJELD OG EGENKAPITAL				
Kortsiktig gjeld	67 618	28,1	57 580	23,6
Leverandørgjeld	12 266	5,1	11 204	4,6
Vekselgjeld	-	-	-	-
Kassekreditt	245	0,1	767	0,3
Skyldig skattetrekk	291	0,1	350	0,1
Skyldig arbeidsgiveravgift	198	0,1	182	0,1
Skyldig merverdiavgift	318	0,1	395	0,2
Andre offentlige avgifter	392	0,2	422	0,2
Påløpt lønn, feriepenger ol.	646	0,3	691	0,3
Påløpte ikke forfalte gjeldsrenter	358	0,1	166	0,1
Betalbar skatt, ikke utlignet	7 898	3,3	6 916	2,8
Betalbar skatt, utlignet	30	0,0	19	0,0
Refusjon skatt etter skatteloven	-	-	-	-
Forskudd fra kunder	74	0,0	117	0,0
Regnskapsmessige avsetninger	79	0,0	44	0,0
Kortsiktige valutalån	513	0,2	1 496	0,6
Avsatt utbytte og konsernbidrag	5 190	2,2	3 472	1,4
Annen kortsiktig gjeld	39 121	16,3	31 338	12,8
Langsiktig gjeld	115 776	48,1	130 103	53,3
Utsatt skatt	36 625	15,2	41 417	17,0
Ihendehaverobligasjonslån	12 880	5,4	11 767	4,8
Pantelån	4 790	2,0	5 584	2,3
Regnskapsmessige avsetninger	85	0,0	80	0,0
Langsiktig gjeld til konsernselskap	29 855	12,4	37 133	15,2
Langsiktige valutalån	16 092	6,7	16 148	6,6
Annen langsiktig gjeld	14 364	6,0	16 896	6,9
Ansvarlig lånekapital	1 085	0,5	1 078	0,4
Egenkapital	57 240	23,8	56 470	23,1
Aksjekapital ol.	11 706	4,9	11 979	4,9
Reservefond, andelskapital	15 614	6,5	16 633	6,8
Oppskrivningsfond	2 007	0,8	2 007	0,8
Tilbakeføringsfond	954	0,4	708	0,3
Fri egenkapital (- udekket tap) ⁶⁾	26 959	11,2	25 142	10,3
Totalkapital	240 634	100,0	244 153	100,0

**Tabel 46. Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten, 1987-1994. Mill. kr.
Central government tax- and royalty income from oil activities. Million kroner**

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
I alt Total	18 081	11 866	13 890	26 058	32 092	25 484	26 615	24 497
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
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
Produksjonsavgift <i>Royalty</i>	7 517	5 481	7 288	8 471	8 940	8 129	7 852	6 596
Arealavgift mv. <i>Area tax etc</i>	243	184	223	258	582	616	553	139
Avgift på utslipp av CO ₂ <i>Taxes on CO₂-outlets</i>	-	-	-	-	810	1916	2271	2557

Kilde: Stortingsmelding nr.3 - Statsregnskapet

Source: Stortingsmelding nr. 3 - The Central government account

Tabell 47. Skipninger¹⁾ av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland²⁾, 1987-1994. 1000 tonn. *Shipments¹⁾ of Norwegian produced crude oil, by receiving country²⁾, 1987-1994. 1000 tonnes.*

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Skipninger i alt Total shipments	47 360	53 832	72 705	78 170	91 248	104 176	110 419	120115
Norge <i>Norway</i>	6 632	7 091	8 952	11 458	10 896	12 715	12 007	12712
Belgia <i>Belgium</i>	681	1 568	1 905	1 494	2 242	2 981	1 120	2781
Canada <i>Canada</i>	500	1 295	3 740	5 457	6 610	6 121	5 283	8475
Danmark <i>Denmark</i>	870	878	1 095	1 374	3 987	4 087	3 557	4220
Forbundsrepublikken Tyskland <i>The Federal Republic of Germany</i>	2 208	2 863	2 340	3 249	4 198	10 421	14 283	12546
Frankrike <i>France</i>	4 700	4 606	9 486	7 251	7 162	7 806	8 875	9990
Finland <i>Finland</i>	-	-	-	1 946	2 953	2 368	3 490	4052
Irland <i>Ireland</i>	64	-	-	331	1 560	1 911	1 861	2366
Israel <i>Israel</i>	682	617	501	252	750	755	625	759
Italia <i>Italy</i>	965	834	618	887	556	813	1 334	2144
Nederland <i>Netherlands</i>	6 859	6 818	7 306	9 766	12 024	12 514	13 821	17904
Polen <i>Poland</i>	-	234	106	350	1 031	1 373	1 314	1416
Portugal <i>Portugal</i>	-	295	303	204	271	646	627	747
Spania <i>Spain</i>	-	427	282	-	71	141	262	379
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	14 132	16 776	20 816	19 625	24 368	24 003	26 797	24033
Sverige <i>Sweden</i>	4 434	5 389	7 069	7 395	7 217	7 183	6 882	6638
Sveits <i>Switzerland</i>	-	97	68	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	4 222	3 927	7 765	6 979	5 269	8 339	8 199	8849
Østerrike <i>Austria</i>	325	115	137	-	-	-	-	-
Andre <i>Other</i>	85	-	214	151	82	-	81	104

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

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

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

**Tabel 48. Skipninger¹⁾ av norskprodusert våtgass²⁾ etter mottakerland³⁾. 1987-1994. 1000 tonn.
Shipments¹⁾ of Norwegian produced NGL²⁾, by receiving country³⁾. 1987-1994. 1000 tonnes**

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

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 norsk-registrert selskap. Dette er i samsvar med eksisterende praksis for statistisk behandling av øvrig næringsvirksomhet på Svalbard.

1.1 Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2 Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3 Grensefelt

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

havere, 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 1981-statistikken bare salg av avgiftsolje for staten.

SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til SN

(f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningsstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner på kontrakt m.m. og teknisk tjenesteyting knyttet til oljevirksomheten. Denne koden erstatter SN-nr 5023 "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, forsyningsstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1 Foretak

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

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

3.2 Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives aktiviteter som faller innenfor en bestemt næringsgruppe. I oljevirksomheten har det imidlertid oppstått enheter som krever særskilt behandling i SSB. De fleste utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel gis til grupper av oljeselskaper. Grup-

pen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være oppgavegiver for bedriftens virksomhet. Disse bedriftene er næringsklassifisert i "Utvinning av råolje og naturgass".

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

3.3 Hjelpeavdeling

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

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

4. Kjennemerker

4.1 Investering

Omfang:

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

Periodisering:

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

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 kontinental-sokkel 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 våtgasskomponentene går en del av den stabiliserte råoljen og våtgassen til Norge og blir i statistikken regnet som import fra Storbritannia. På grunnlag av oppgaver fra Oljedirektoratet er det også mulig å vise skipninger av norskeid råolje fordelt på sist kjente mottakerland, både direkte fra oljefelter og fra terminaler i Storbritannia. Eksport av naturgass fra norsk sokkel til Emden blir fordelt og registrert som eksport til endelig forbruksland.

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

4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiearbeid

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

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

Produksjonsverdien for hjelpeavdelinger blir satt lik avdelingens lønnskostnader og andre administrasjonskostnader. Denne tjenesteproduksjonen leveres til produksjonsbedriftene på kontinental-sokkelen 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.

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

Scuft – standard kubikkfot

For omtrentlig omregning kan følgende faktorer nyttes:

Gass:

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

For omregning fra Scuft til Sm³ divideres med 35,3.

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.

Egenvekten, stabilisert, olje for enkelte oljefelt i 1993:

Ekofisk:	0,823
Gullfaks:	0,870
Oseberg:	0,845
Statfjord:	0,833
Gjennomsnitt norsk sokkel:	0,841

1 tonn oljeekvivalenter tilsvarer 1 tonn olje eller ca. 1 000 Sm³ gass.

1 metrisk tonn = 0,98421 long tons = 1,10231 short tons = 1 tonne.

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

Scuft – standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm³ into Sm³ divide by 0.95.

For conversion of Scuft into Sm³ divide by 35.3.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm³, multiply by 0.159.

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

Specific weights, stabilizes crude, for some oilfields in 1993:

Ekofisk:	0,823
Gullfaks:	0,870
Oseberg:	0,845
Statfjord:	0,833
Average Norwegian Shelf:	0,841

1 ton oil equivalents is equal to 1 ton oil or about 1 000 Sm³ gas.

1 metric ton = 0,98421 long tons = 1,10231 short tons = 1 tonne.

Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994 og 1995**Norges offisielle statistikk (NOS)**

- C 157 Elektrisitetsstatistikk 1992
- C 161 Statistisk årbok
- C 183 Energistatistikk 1993
- C 188 Historisk statistikk 1994
- C 249 Regnskapsstatistikk 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 modelldokumentasjon.
- 95/7 G. Frengen, F. Foyn og R. Ragnarsøn: Innovasjon i norsk industri og oljeutvinning i 1992
- 95/12 K. Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃ 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 CO₂-utslipp 1987-1993. En studie av CO₂-avgiftens effekt
- 95/18 T. Bye, T.A. Johnsen og M.I. Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020

Statistiske analyser (SA)

- 6 Naturressurser og miljø 1995

Discussion Papers (DP)

- 107 Snorre 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.

Notater

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

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

The most recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 182 Standard for næringsgruppering *Standard Industrial Classification*. 1994-144s. 95 kr ISBN 82-537-4063-8
- C 183 Energistatistikk 1993 *Energy Statistics 1993*. 1994-131s. 80 kr ISBN 82-537-4064-6
- C 184 Befolkningsstatistikk 1994 Hefte II Folkemengd 1. januar *Population Statistics 1994 Volume II Population 1 January*. 1994-147s. 80 kr ISBN 82-537-4065-4
- C 186 Utdanningsstatistikk Grunnskolar 1. september 1993 *Education Statistics Primary and Lower Secondary Schools 1 September 1993*. 1994-70s. 70 kr ISBN 82-537-4073-5
- C 187 Barnehager og tilbud til 6-åringer i skolen 1993 *Child Care Institutions and Educational Programmes for 6 Year Olds 1993*. 1994-76s. 70 kr ISBN 82-537-4074-3
- C 188 Historisk statistikk 1994 *Historical Statistics 1994*. 1994-688s. 245 kr ISBN 82-537-3965-6
- C 189 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1994 Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 1994 Statistics and Analysis*. 1994-121s. 55 kr ISBN 82-537-4083-2
- C 190 Sjøfart 1993 *Maritime Statistics 1993*. 1994-130s. 80 kr ISBN 82-537-4084-0
- C 191 Samferdselsstatistikk 1993 *Transport and Communication Statistics 1993*. 1994-171s. 95 kr ISBN 82-537-4086-7
- C 193 Jordbruksstatistikk 1993 *Agricultural Statistics 1993*. 1994-172s. 95 kr ISBN 82-537-4090-5
- C 194 Byggearealstatistikk 3. kvartal 1994. 1994-62s. 65 kr ISBN 82-537-4091-3
- C 225 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1994 Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 1994 Statistics and Analysis*. 1995-69s. 55 kr ISBN 82-537-4110-3
- C 226 Fiskeristatistikk 1991-1992 *Fishery Statistics 1991-1992*. 1995-125s. 80 kr ISBN 82-537-4113-8
- C 227 Sosialstatistikk 1993 *Social Statistics 1993*. 1995-67s. 70 kr ISBN 82-537-4114-6
- C 228 Arbeidsmiljø 1993 *Working Environment 1993*. 1995-108s. 80 kr ISBN 82-537-4115-4
- C 229 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1995 Tillegg til Månedstatistikk over utenrikshandelen 1995 og Utenrikshandel 1995. 1995-196s. 95 kr ISBN 82-537-4130-8
- C 230 Commodity List Edition in English of Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1995 Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 1995 and External Trade 1995. 1995-157s. 80 kr ISBN 82-537-4131-6
- C 231 Pasientstatistikk 1993 *Patient Statistics 1993*. 1995-91s. 70 kr ISBN 82-537-4133-2
- C 232 Kriminalstatistikk 1993 *Crime Statistics 1993*. 1995-132s. 80 kr ISBN 82-537-4134-0
- C 233 Byggearealstatistikk 4. kvartal 1994. 1995-62s. 65 kr ISBN 82-537-4142-1
- C 235 Folkeavstemningen 1994 om norsk medlemskap i EU *The 1994 Referendum on Norwegian Membership of the EU*. 1995-77s. 70 kr ISBN 82-537-4146-4
- C 237 Skogstatistikk 1993 *Forestry Statistics 1993*. 1995-107s. 80 kr ISBN 82-537-4150-2
- C 238 Reiselivsstatistikk 1993 *Statistics on Travel 1993*. 1995-131s. 80 kr ISBN 82-537-4151-0
- C 239 Fiske og oppdrett av laks mv. 1992 *Fishing and Rearing of Salmon etc. 1992*. 1995-75s. 70 kr ISBN 82-537-4152-9
- C 240 Utdanningsstatistikk Universiteter og høyskoler 1. oktober 1993 *Education Statistics Universities and Colleges 1 October 1993*. 1995-123s. 80 kr ISBN 82-537-4153-7
- C 241 Befolkningsstatistikk 1995 Hefte I Endringstal for kommunar 1993-1995 *Population Statistics 1995 Volume I Population Changes in Municipalities 1993-1995*. 1995-55s. 70 kr ISBN 82-537-4154-5



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

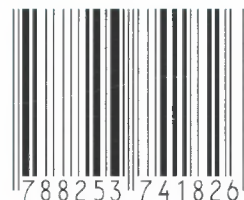
Telefon: 22 11 67 70
Telefaks: 22 42 05 51

ISBN 82-537-4182-0
ISSN 0802-0477

Pris kr 85,00
Årsabonnement, pris kr 320,00



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway



9 788253 741826