



Olje- og gassvirksomhet
4. kvartal 1995
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
4th Quarter 1995
Statistics and Analysis



Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1995
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity 4th 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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 82-537-4266-5
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Emneord

Feltutbygging
Investering
Offshorevirksomhet
Oljeleting
Produksjon

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Falch Hurtigtrykk

Forord

Denne publikasjonen gir en samlet og detaljert statistisk oversikt over olje- og gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Den kvartalsvise investeringsstatistikken med oppgaver over påløpte kostnader til leting, feltutbygging, felt i drift og landvirksomheten og investeringsanslag for 12-18 måneder framover, utgjør hovedinnholdet i publikasjonen. Den inneholder også oppgaver over produksjon, priser mv. Statistikk som bare produseres en gang i året publiseres i heftene etter hvert som den blir ferdig.

I arbeidet med dette heftet er det gjort bruk av informasjon tilgjengelig fram til 15. februar.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo, 15. mars 1996

Svein Longva

Olav Ljones

Preface

This publication gives a comprehensive, detailed statistical survey of the oil and gas activity on the Norwegian Continental Shelf. The quarterly investment survey which gives the accrued investment costs for exploration, field development, fields on stream and onshore activity and estimates for 12-18 months ahead, constitutes the main part of the publication. The publication also includes information on production, prices etc. Yearly statistics will be presented as soon as they are available.

The deadline for information used in the publication was 15 February.

The publication is prepared by Mr. Jarle 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, 15 March 1996

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Tabellregister	7
<hr/>	
Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1995	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringskostnader	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel	16
4. Petroleumsressurser	17
5. Markedet	19
6. Riggmarkedet	20
<hr/>	
Engelsk sammendrag	22
<hr/>	
Tabelldel	23
<hr/>	
Statistisk behandling av oljevirksomheten	54
1. Nasjonal avgrensing	54
2. Næringsklassifisering	54
3. Statistiske enheter	55
4. Kjennemerker	56
<hr/>	
Engelsk tekst	58
<hr/>	
Vedlegg	
Måleenheter	62
<hr/>	
Utkomne publikasjoner	
Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994 og 1995	63
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	64

Contents

Index of tables	9
Oil activity 4th quarter 1995 (in Norwegian only)	11
Summary in English	22
Tables	23
The statistical treatment of the oil activity	58
1. National borderline	58
2. Industrial classification	58
3. Statistical units	59
4. Characteristics	60
Annexes	
Units of measurement	62
Publications	
Oil- and gasrelated publications from Statistics Norway in 1994 and 1995	63
The most recent publications in the series Official Statistics of Norway	64

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 15. februar 1996	23
2. Felt under utbygging. 15. februar 1996	28
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1994	29

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1990-1995. Mill.kr.	31
--	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1980-1995. Mill.kr	31
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1993-3. kvartal 1995. Mill.kr	32
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1994-3. kvartal 1995 Mill.kr	32
8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1984-1996.	33
9. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1989-1995. Mill.kr	33
10. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	34
11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	34
12. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995	34
13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1995. 1 000 GBP/dag	35

Feltutbygging og felt i drift

14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	35
15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 1993-3. kvartal 1995. Mill.kr	36
16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1984-1995.	36
17. Investeringskostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1989-1995	37
18. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1993-3. kvartal 1995. Mill.kr	39
19. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1995. Kr/time	39

Produksjon

20. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn	40
21. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	43

Eksport

22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. 1 000 metriske tonn	46
23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	46
24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Kr/tonn	46
25. Skipninger av norskprodusert råolje, etter mottakerland. 4. kvartal 1993-3. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn	47
26. Skipninger av norskprodusert våtgass, etter mottakerland. 4. kvartal 1993-3. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn	47
27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill. Sm ³	48
28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr	48
29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Kr/Sm ³	48

Priser

30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1983-1995. USD/fat	49
31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1991-1995. USD/fat	50
32. Priser på naturgass. 1981-1994. USD/toe	51
33. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1995	52

Internasjonale markedsforhold

34. Verdens tilbud og etterspørsel etter råolje. 1991-1995. Millioner fat per dag	53
---	----

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publiser- ing
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1994	2/95	2/96
Funn på norsk kontinentalsokkel. 1994	2/95	2/96
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd. 31. desember 1994	2/95	2/96
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1989-1994	2/95	2/96
Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989-1994	2/95	2/96
Sysselsetting i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1987-1994	2/95	2/96
Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten. 1986-1995. Mill.kr.	2/95	2/96
Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1981-1993. Mill.kr.	2/95	2/96
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1992 og 1993	2/95	2/96
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1990-93	2/95	2/96
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel for 1993	2/95	2/96
Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten. 1987-1994. Mill.kr.	2/95	2/96
Skipninger av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland. 1987-1994. 1000 tonn	2/95	2/96
Skipninger av norskprodusert våtgass etter mottakerland. 1987-1994. 1000 tonn	2/95	2/96
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1991-1994	3/95	3/96
Vareinnsats for felt i drift. 1991-1994. Mill.kr	3/95	3/96
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1994. Mill.kr	3/95	3/96
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1994.	3/95	3/96
Hovedtall for rørtransport. 1991-1994	3/95	3/96
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1994.	3/95	3/96
Ikke-operatørkostnader. 1991-1994. Mill.kr	3/95	3/96
Verdi av produsert råolje og naturgass. 1974-1994. Mill.kr	3/95	3/96
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass. 1972-1994	3/95	3/96

Index of tables

Survey of fields

1. Fields on stream. 15 February 1996	23
2. Fields under development. 15 February 1996	28
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1994.	29

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Crude oil and natural gas production and Pipeline transport. 1990-1995. Million kroner	31
---	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1980-1995. Million kroner	31
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1993-Q 3 1995. Million kroner	32
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Q 4 1994 - Q 3 1995. Million kroner	32
8. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1984-1996	33
9. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1989-1995. Million kroner	33
10. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995	34
11. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995.	34
12. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995.	34
13. Average term fixture rates. Quarterly. 1986-1995. 1 000 GBP/day	35

Field development and field on stream

14. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	35
15. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 4 1993 - Q 3 1995. Million kroner	36
16. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1984-1995	36
17. Investment costs for field development accrued in Norway and abroad. 1989-1995.	37
18. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields in production. Q 4 1993 - Q 3 1995. Million kroner	39
19. Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1995. Kroner/hour	39

Production

20. Crude oil production by field. 1 000 tonnes	40
21. Natural gas production by field. Million Sm ³	43

Exports

22. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1995. 1 000 tonnes.	46
23. Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	46
24. Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1995. Kroner/tonnes	46
25. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. Q 4 1993 - Q 3 1995. 1 000 tonnes	47
26. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 4 1993 - Q 3 1995. 1 000 tonnes.	47
27. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Million Sm ³	48
28. Value of Norwegian natural gas exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner	48
29. Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Kroner/Sm ³	48

Prices

30. Crude oil prices by field. Quarterly. 1983-1995. USD/barrel	49
31. Crude oil prices by field. Month. 1991-1995. USD/barrel	50
32. Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe.	51
33. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1995	52

International oil markets

34. World oil supply and Demand. 1991-1995. Million barrels per day.	53
--	----

	Last published	Next publish- ing
Tables not published in this issue		
Areas with production licences as of 31 December 1994	2/95	2/96
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 1994	2/95	2/96
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1994	2/95	2/96
Injuries and Working hours per year on non-mobile installations. Operators and contractors. 1989-1994.	2/95	2/96
Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyears. Mobile installations. 1989-1994.	2/95	2/96
Employment in oil activities by type of establishment. 1987-1994.	2/95	2/96
Central government expenses and income from the Government Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986-1995. Million kroner	2/95	2/96
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1981-1993. Million kroner	2/95	2/96
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1992 and 1993.	2/95	2/96
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1990-1993	2/95	2/96
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1993	2/95	2/96
Central government tax- and royalty income from oil activities	2/95	2/96
Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. 1987-1994. 1000 tonnes.	2/95	2/96
Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. 1987-1994. 1000 tonnes	2/95	2/96
Principal figures for crude oil and natural gas production. 1991-1994.	3/95	3/96
Intermediate consumption for fields on stream. 1991-1994. Million kroner	3/95	3/96
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1994. Million kroner	3/95	3/96
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1994.	3/95	3/96
Principal figures for oil pipelines transport. 1991-1994	3/95	3/96
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1994	3/95	3/96
Non-Operator costs. 1991-1994.	3/95	3/96
Value of produced oil and natural gas. 1974-1994. Million kroner	3/95	3/96
Persons engaged in crude oil and natural gas production. 1972-1994	3/95	3/96

1. Hovedpunkter

1.1 Investeringer

Anslag for 1996

De samlede oljeinvesteringene i 1996 anslås i tellingen utført i 4. kvartal 1995 til 44,6 milliarder kroner. Dette er 2,5 milliarder kroner høyere enn det tilsvarende anslaget for 1995 gjort i 4. kvartal 1994. Høyere anslag for investeringene til feltutbygging er det viktigste bidraget til det relativt høye investeringsanslaget for 1996. Anslaget for 1996 er oppjustert med 2,4 milliarder kroner siden forrige kvartalstelling. 1,6 milliarder av oppjusteringen skyldes en økning av anslaget til rørinvesteringer. Det relativt høye tredjegangsanslaget for 1996 tyder på at oljeinvesteringene i år blir på nivå med, eller høyere enn investeringene i fjor.

Investeringene knyttet til feltutbygging for 1996 nedjusteres med hele 5,3 prosent fra forrige telling, og er på 20,9 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 1995 viser anslaget for 1996 en oppgang på 3,8 milliarder kroner. For 1995 ble det imidlertid vedtatt flere tildels store utbygginger gjennom investeringssåret (Ekofisk II, Yme, Vigdis, Norne, Njord og Vallhall II). 1996-anslaget får dermed sannsynligvis ikke like sterk oppjustering i de neste tellingene som 1995-anslaget har vist, selv om det også trolig vil bli vedtatt flere nye utbygginger i 1996.

Leteanslaget for 1996 er nå 6,5 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på 8,5 prosent fra anslaget gitt i forrige telling. Sammenlignet med anslaget for leting for 1995 fra tilsvarende tellingstidspunkt er dette en oppgang på 1,1 milliarder kroner. Dette, sammen med den betydelige oppjusteringen av 1995-leteanslaget gjennom de siste to tellingene, kan indikere at den årvisse nedgangen vi har hatt i leteinvesteringene siden 1991 er i ferd med å snu.

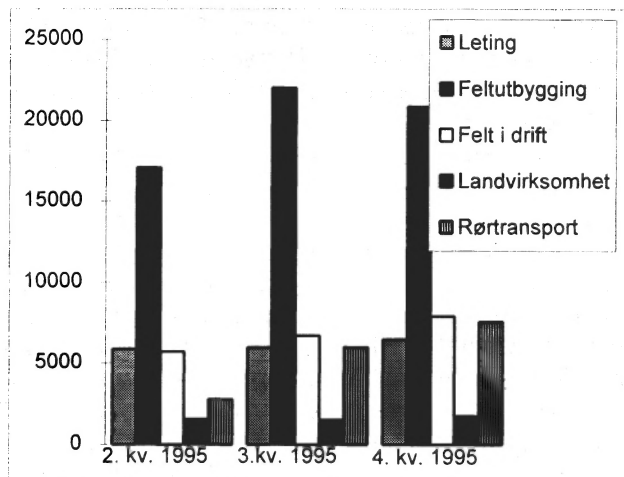
Anslaget for felt i drift i 1996 er nå registrert til 7,9 milliarder kroner, som er 0,8 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1995. Anslaget viser en oppjustering på 1,2 milliarder kroner fra forrige kvartals anslag for 1996. Den betydelige oppjusteringen skyldes først og fremst en omgruppering mellom investeringer i utbyggings- og driftsfasen for feltene Heidrun, Troll Vest og Troll Øst.

Investeringene til landvirksomhet i 1996 anslås til 1,8 milliarder kroner. Dette er hele 2,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1995. Nedgangen skyldes hovedsaklig ferdigstilling av Troll Gassterminalen til neste år.

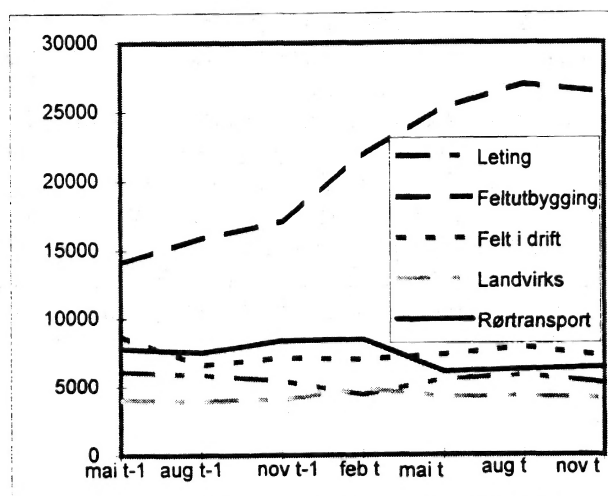
Anslag for 1995

De samlede oljeinvesteringene for 1995 anslås i 4. kvartalstelling til 49,2 milliarder kroner. Dette er en nedjustering på 2,0 milliarder kroner eller 5,8 prosent

Figur 1. Anslag for investeringskostnader i sektoren utvinning av råolje og naturgass for 1996 målt på ulike tidspunkt. Millioner kroner



Figur 2. Anslag for investeringskostnader i sektoren utvinning av råolje og naturgass for 1995 målt på ulike tidspunkt. Millioner kroner



siden forrige telling. Sammenlignet med totalanslaget for 1994 fra tilsvarende tellingstidspunkt viser 1995-investeringene en nedgang på 7,0 milliarder kroner eller 12,5 prosent. Differansen i investeringsnivået for 1995 og 1994 har i de siste tellingene vært betydelig mindre enn de første anslagene for 1995 tydet på. Dette skyldes først og fremst den betydelige oppjusteringen av feltutbyggingsanslagene for 1995 som har funnet sted etter desember 1994. Mellom førstegangsanslagene for feltutbygging for 1994 og 1995 skilte det 11,2 milliarder kroner. Det nyeste feltutbyggingsanslaget for 1995 er 26,3 milliarder kroner, slik at dette tallet nå er 2,4 milliarder kroner lavere enn det tilsvarende anslaget for 1994.

Investeringene til leting etter olje og gass ser ut til å bli noe lavere i 1995 enn i 1994. Anslaget for 1995 er i 4. kvartal på 5,2 milliarder mot 5,4 milliarder for tilsvarende anslag for 1994.

Investeringene knyttet til felt i drift i 1995 er omtrent like stort som anslaget for 1994 registrert i 4. kvartal i 1994. Landvirksomheten viser en nedgang på 32,8 prosent, først og fremst som følge av lavere investeringer ved Trollterminalen. Målt mot tilsvarende anslag for 1994 anslås rørinvesteringene i 1995 å synke med 28,8 prosent.

1.2 Petroleumsressursene

I 1995 var uttaket av petroleum ifølge Oljedirektoratet 194,0 millioner Sm³. Tilveksten i de gjenværende oppdagede ressursene var 348 millioner Sm³, og av dette utgjorde nye funn 130 millioner Sm³. Det ble ikke gjort endringer i anslaget for de uoppdagede ressursene i 1995. Mengden av de gjenværende, forventede totale petroleumsressursene økte med 154,0 millioner Sm³ fra 1994 til 1995.

Pr. 01.01.1996 anslås de gjenværende, forventede totale petroleumsressursene til 9,1 milliarder Sm³ o.e. Av dette er 3,5 milliarder Sm³ o.e. uoppdagede ressurser. Når man ser bort fra de uoppdagede ressursene har Norge pr. 01.01.1996 nok ressurser til å holde olje- og gassproduksjonen på samme nivå som i 1995 i henholdsvis 24 og 125 år (R/P-rater). Dersom forventede uoppdagede ressurser inkluderes blir R/P-ratene henholdsvis 33 og 200 år.

1.3 Produksjon og marked

I 1995 var den samlede produksjonen av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel 171,6 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette er 6,0 prosent høyere enn i 1994. Produksjonen av råolje, inkludert kondensat og NGL (Natural Gas Liquids) økte med 7,0 prosent, mens naturgassproduksjonen steg med 2,2 prosent.

Spotprisen for Brent Blend var i gjennomsnitt om lag 17,00 dollar pr. fat i 1995. Dette er 1,20 dollar pr. fat høyere enn i 1994. Oljeprisene varierte noe gjennom året, og rundt årsskiftet 1995-1996 var spotprisen på Brent Blend oppe i rundt 19,00 dollar pr. fat. Dette er om lag 3,00 dollar høyere enn nivået fra slutten av oktober. Prisoppgangen mot slutten av året skyldes hovedsakelig økt etterspørsel som følge av kaldt vær og høyere raffineriproduksjon i Europa og Asia, samtidig som produksjonen ble hindret av uvær flere steder. Prisen for Brent Blend har falt betydelig gjennom januar 1996, blant annet som følge av mulighetene for et begrenset salg av irakisk olje.

1.4 Riggmarkedet

Boreaktiviteten har tatt seg kraftig opp i 1995. Det ble påbegynt 36 letehull i 1995 mot 21 i 1994. Denne økningen i aktivitet har også gitt seg utslag i en kraftig økning i riggratene. Fra 1. kvartal 1995 til 3. kvartal

steg de påløpte riggratene¹ fra 219 tusen kroner pr. dag til 495 tusen pr. dag. I 1996 ventes det økt leteaktivitet. I år forventes det å bli påbegynt ca. 45 letehull. Den økte aktiviteten gjør det vanskelig for oljeselskapene å få tak i rigger til sine boreprogrammer, og det ligger derfor an til at riggratene vil presses ytterligere oppover. Utnyttelsesgraden for riggene som opererer på norsk kontinentalsokkel har vært tilnærmet 100 prosent siden juli i fjor.

2. Investeringskostnader

2.1 Leting 1995

I de tre første kvartalene i 1995 var de påløpte leteinvesteringene 3,4 milliarder kroner. Dette er 0,5 milliarder eller 13,6 prosent lavere enn i samme periode i 1994. Det er først og fremst en nedgang i investeringene knyttet til generelle undersøkelser som bidrar til reduksjonen i leteinvesteringene mellom 1994 og 1995. Disse investeringene som omfatter kostnader knyttet til geologi/geofysikk og seismikk var på 1,2 milliarder kroner i de tre første kvartalene i 1994 mens de i de tre første kvartalene i 1995 var på 0,5 milliarder. Dette er en nedgang på hele 59 prosent. Investeringene knyttet til undersøkelsesboring var i de tre første kvartalene i 1995 på 1,5 milliarder, og dette er 7 prosent høyere enn i tilsvarende periode i 1994. Spesielt har det vært stor boreaktivitet i 3. kvartal 1995. Investeringene til undersøkelsesboring var hele 70 prosent høyere i 3. kvartal 1995 enn i 3. kvartal 1994. Forklaringen på de relativt høye investeringene til undersøkelsesboring i 3. kvartal 1995 (614 millioner kroner) skyldes trolig en kombinasjon av boreprogrammer med høyt aktivitetsnivå og høyere riggrater. Den kraftige stigningen i riggratene gjennom 1. halvår i fjor medførte at kontraktsprisen for leie av borefartøyer som da ble inngått steg. Dette slo trolig ut i kostnadene knyttet til leie av borefartøyer i 2. halvår ifjor.

Anslaget for leteinvesteringene i 1995 er på 5,2 milliarder kroner. Dette er en nedjustering på 0,6 milliarder kroner fra forrige telling, og 0,2 milliarder lavere enn anslaget for 1994 registrert på tilsvarende tidspunkt. Oljedirektoratets fysiske leteindikatorer viser en klar økning fra 1994 til 1995. Grunnen til at leteinvesteringene ikke har steget i samme grad som den fysiske letevirksomheten skyldes kostnadsbesparelser innenfor oljesektoren. Letekostnadene pr. letehull har gått ned fra et gjennomsnitt på 264 millioner kroner i 1994 til 136 millioner kroner i 1995.

¹ Påløpt ratenivå er den gjennomsnittlige raten som virkelig ble betalt over en viss tidsperiode. Den er beregnet ut fra hvilke kostnader oljeselskapene har hatt til leie av borefartøyer og antall borefartøydøgn i perioden.

Fysiske leteindikatorer og letetekostnader per boremeter og borehull. 1.- 3. kvartal 1994 og 1.- 3. kvartal 1995

	1.- 3. kv 1994	1.- 3. kv 1995
Boremeter	58 576	77 087
Letehull	15	25
Letekostnader pr. boremeter Mill. kr	0,07	0,04
Letekostnader pr. letehull Mill. kr	264	136

I 1995 ble det gjort ti funn på norsk sokkel, 9 i Nord-sjøen og ett i Norskehavet. Det ble påbegynt 22 undersøkelseshull i 1995. Dette gir en funnrate på 45 prosent. Tilsvarende funnrate var i 1994 på hele 78 prosent, mens den i 1993 kun var på 15 prosent. De fleste funnene som ble gjort i 1995 var små sammenlignet med de felt som er i produksjon i dag. Det eneste store funnet ligger i blokk 6406/2 på Haltenbanken, hvor Saga er operatør. Funnet er beregnet til å ligge i størrelsesorden 50-100 mill Sm³ oljeekvivalenter gass.

Anslag for 1996

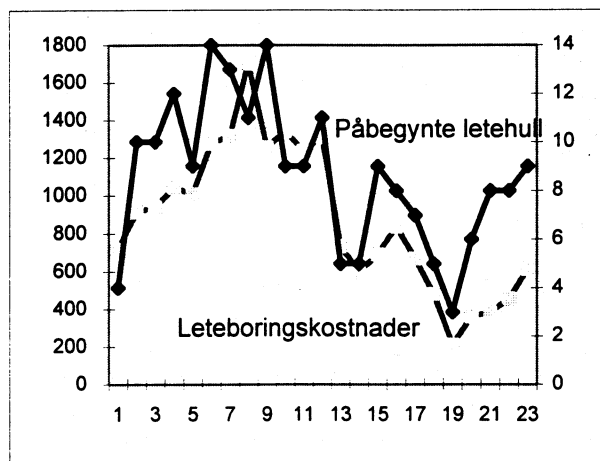
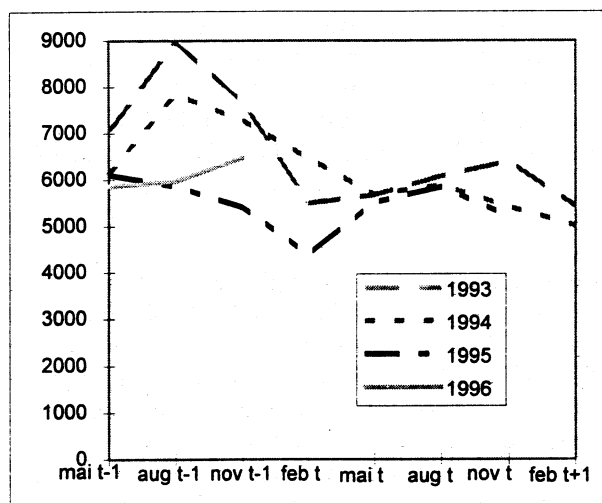
I 4. kvartalsundersøkelsen blir letetekostnadene for 1996 anslått til 6,5 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på 0,5 milliarder fra anslaget i forrige kvartal, og hele 1,1 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1995. Siden 1991, da leteinvesteringene nådde sitt foreløpige toppnivå på 8,1 milliarder kroner, har leteinvesteringene vist en kontinuerlig nedgang. Oppjusteringen mellom 1., 2. og 3. kvartalsanslaget for leting i 1996 samt at anslaget er betydelig høyere enn 1995-anslaget tyder på at nedgangen i leteaktiviteten nå er i ferd med å snu. Antatte investeringer til undersøkelsesboring er på hele 4,0 milliarder for 1996 mot 2,3 milliarder kroner for 1995. Det ble påbegynt 36 letebrønner i 1995. Det høye antatte investeringsnivået for i år tyder på at det vil bli påbegynt enda flere letebrønner i 1996. Oljedirektoratet og Statoil anslår at det vil bli påbegynt rundt 45 letebrønner i år. De forventede økningene i investeringene skyldes ikke bare forventninger om høyere aktivitet, men også forventninger om høyere letetekostnader pga høyere riggrater.

2.2 Feltutbygging**1995**

De påløpte investeringene til feltutbygging var i 3. kvartal i fjor 6,4 milliarder kroner, som er 0,2 milliarder kroner lavere enn i samme kvartal året før. Mellom andre og tredje kvartal i fjor sank feltutbyggingsinvesteringene med 0,2 milliarder kroner. Det var betydelig lavere investeringer ved Trollfeltene i 3. kvartal enn i 2.

kvartal i fjor, mens Norne hadde en kraftig økning i investeringene mellom 2. og 3. kvartal.

I de tre første kvartalene i fjor beløp feltutbyggingsinvesteringene seg til 18,9 milliarder kroner, og dette er 3,3 milliarder kroner mindre enn i de tre første månedene i 1994. Mens investeringene i varer har vist en

Figur 3. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte borehull. 1991-1995**Figur 4. Antatte letetekostnader målt på ulike tidspunkt. Mill. kr. 1993-1996**

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 letetekostnader, også kostnader til feltevaluering og feltutvikling.

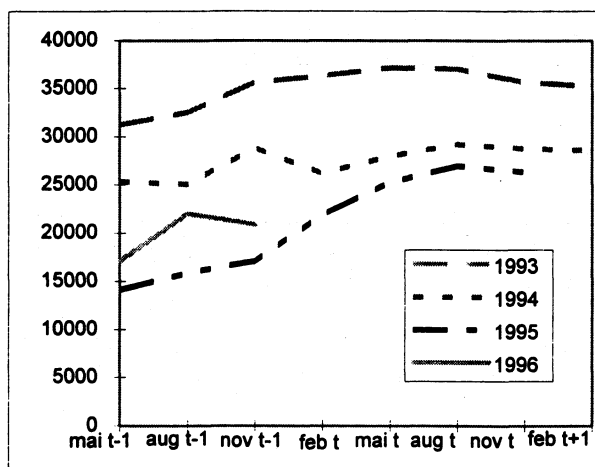
markant nedgang mellom de tre første kvartalene i fjor og 1994 (36,1 prosent), har investeringene knyttet til tjenester økt med 20,2 prosent. Dette har sammenheng med at feltutbyggingsporteføljen nå i hovedsak består av prosjekter som enten er i start- eller avslutningsfasen. Arbeid i startfasen består hovedsaklig av kostnader knyttet til planlegging og ingeniørtjenester tilknyttet inngåelse av byggekontrakter, mens arbeid i slutfasen hovedsaklig består av tjenester knyttet til oppkopling og systemutprøving og andre maritime tjenester. Alt dette regnes som tjenester.

For hele 1995 anslås nå feltutbyggingsinvesteringene til 26,3 milliarder kroner, som er 2,4 milliarder lavere enn tilsvarende anslag for 1994. Mellom førstegangsanslagene for feltutbygging for 1994 og 1995 skilte det 11,2 milliarder kroner. Det har dermed funnet sted en betydelig oppjustering av feltutbyggingsanslaget for 1995 etter desember 1994. Dette skyldes at det har blitt vedtatt flere store feltutbygginger som har kommet inn i investeringstillingene etterhvert (Ekofisk II, Yme, Vigdis, Norne, Njord og Vallhall II). Mellom 3. og 4. kvartalsundersøkelsen ble 1995-anslaget for feltutbygging nedjustert med om lag 0,6 milliarder kroner.

Anslag for 1996

Feltutbyggingsinvesteringene anslås i 1996 til 20,9 milliarder kroner, som er 3,8 milliarder høyere enn tilsvarende anslag for 1995. Gjennom 1995 er det vedtatt flere store feltutbygginger etter lang tid uten slike vedtak, noe som har bidratt til en større oppjustering av feltutbyggingsanslaget for 1995 gjennom de siste tellingene enn det som har vært vanlig for tidligere år. Det er usikkert om 1996-anslaget vil bli oppjustert like mye som 1995-anslaget. Det er levert inn plan for utbygging og drift (PUD) til departementet for følgende felt: Visund, Ekofisk omløpsrør, Oseberg gass, Rimfaks, Balder, Åsgard, Gullfaks sør, Varg og Deltafunnet. Ope-

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



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 4. kvartal 1995

Valhall II	Njord	Yme
Heidrun	Norne	My
Frøy	Sleipner-Vest	Loke II
Troll-Øst	Vigdis	Yme Beta Øst
Troll-Vest	Ekofisk II	

ratørene planlegger videre å levere PUD for Mjølner i 1996. Mulighetene for igangsetting av disse feltene sammen med det relativt høye andregangsanslaget for feltutbygging i 1996, gir derfor grunn til å tro at aktivitetsnivået knyttet til feltutbygginger til neste år vil være på nivå med eller høyere enn i 1995. Feltutbyggingsanslaget er nedjustert med om lag 1,2 milliarder kroner fra forrige kvartal. I 4. kvartalstillingen ble de mindre feltene My, Loke II og Yme Beta Øst inkludert for første gang.

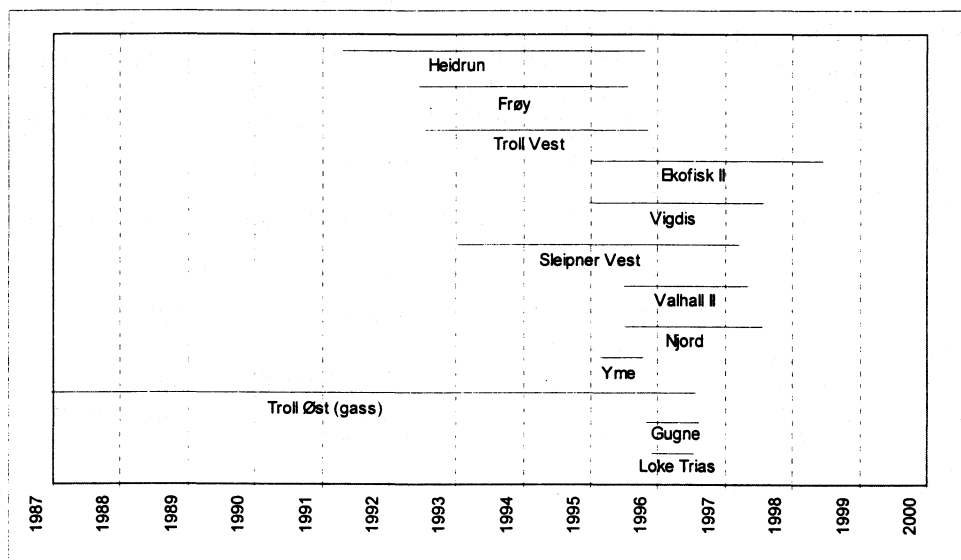
2.3. Felt i drift 1995

For de tre første kvartalene i fjor var de samlede investeringene til felt i drift 5,3 milliarder kroner, 0,2 milliarder mer enn i samme tidsrom i 1994. Fordeling av investeringene mellom varer, tjenester og produksjonsboring ser ut til å gå i retning av en høyere andel av investeringer tilknyttet tjenester på bekostning av andelen til produksjonsboring:

Det er produksjonsboring som utgjør størsteparten av investeringene knyttet til felt i drift. Tabellen over viser at produksjonsboringsandelen synker mellom 1994 og 1995 og er forventet å falle videre i 1996.

Ifølge 4. kvartalsundersøkelsen er investeringene knyttet til felt i drift i 1995 nå anslått til 7,2 milliarder kroner. Dette er en nedjustering på 0,7 milliarder fra forrige telling og omtrent det samme som tilsvarende anslag for 1994. Både i 1994 og i 1995 var det produksjonsstart ved flere felt. At dette ikke har medført større økning i investeringene til felt i drift skyldes trolig ny, kostnadsbesparende teknologi ved de nye feltene og den betydelige innsatsen i arbeidet med kostnadsbesparelser i oljevirkosheten.

Figur 6. Feltutbyggingsprosjekter. Start- og sluttidspunkt



Andeler av investeringer til varer, tjenester og produksjonsboring. Felt i drift. Prosent

Felt i drift	1994	1995*	1996*
Varer	9,7	9,6	12,3
Tjenester	7,8	13,2	19,2
Produksjonsboring	82,5	77,2	68,4

* Anslag

Anslag for 1996

Anslaget for felt i drift i år er nå registrert til 7,9 milliarder kroner, 0,8 milliarder mer enn tilsvarende tall for 1995. Anslaget for 1996 er oppjustert med 1,2 milliarder kroner fra anslaget gitt i forrige kvartal. Oppjusteringen skyldes i hovedsak en omgruppering mellom investeringer i utbyggings- og driftsfasen for feltene Heidrun, Troll Vest og Troll Øst. Produksjonen ved Heidrun og Troll Vest startet henholdsvis i oktober og september i år, mens produksjonen ved Troll Øst trolig starter mot slutten av første halvår 1996.

2.4 Landvirksomhet

Anslag for 1995

Landvirksomheten i olje- og gassutvinning omfatter aktiviteten ved kontorer og baser på land og mottaksterminaler for råolje og naturgass. Landinvesteringene i 1995 anslås til 4,1 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder kroner lavere enn i forrige telling, og 2,0 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1994. Nedgangen i investeringsaktiviteten tilknyttet bygging og drift av anlegg på land mellom 1994 og 1995 skyldes først og fremst at byggingen av mottaksterminalen for Trollgassen nå nærmer seg slutten. Dette prosjektet utgjorde størstedelen av landinvesteringene både i 1995 og i 1994, og nådde sitt høyeste nivå i 1994. Også

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.

reduerte investeringer ved Haltenpipeterminalen bidrar til reduksjonen mellom 1994 og 1995.

Anslag for 1996

I år anslås landinvesteringene å bli om lag 1,8 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder høyere enn i forrige telling, men hele 2,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1995. Nedgangen skyldes ferdigstillingen av utbyggingsprosjektene Troll Gassterminal og Haltenpipeterminalen i år. I 1996 vil derfor landinvesteringene igjen trolig være på samme nivå som i siste halvdel av 1980-tallet da det var liten utbyggingsaktivitet knyttet til mottaksterminaler.

2.5 Rørtransport

1995

De påløpte kostnadene til rørutbygging i 3. kvartal i år var 2,3 milliarder kroner. For hele 1995 er rørinvesteringene anslått til 6,4 milliarder kroner, som er 2,6 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for i fjor. Nedgangen fra 1994 til 1995 skyldes i første rekke reduserte investeringer ved Europipe, som kom i drift 1. oktober i år.

Anslag for 1996

Rørinvesteringene anslås i 4. kvartalstillingen til 7,6 milliarder kroner for 1996. Dette er en oppjustering på hele 1,6 milliarder kroner fra anslaget gitt i forrige telling. Dette skyldes hovedsaklig en betydelig økning i anslaget for Norfra. Anslaget for 1996 er nå omtrent det samme som tilsvarende anslag for 1994. I 1994 nådde rørinvesteringene sitt hittil høyeste nivå.

3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

Ifølge den månedlige produksjonsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå var produksjonen av råolje og naturgass 171,6 mtoe i 1995. Det er en økning på 6,0 prosent fra året før.

3.1 Råolje

Råoljeproduksjonen, inkludert kondensat og NGL, var på 138,3 mtoe i 1995. Dette er en økning på 7,0 prosent fra året før. Regnet pr. dag var gjennomsnittlig oljeproduksjon i fjor på 2,83 millioner fat. I 1994 ble det produsert 2,65 millioner fat pr. dag. I desember ble det satt ny produksjonsrekord på norsk sokkel med en gjennomsnittlig produksjon på 3,19 millioner fat pr. dag. I oktober 1995 var gjennomsnittsprøduksjonen for første gang over 3,00 millioner fat pr. dag (3,12 millioner fat pr. dag).

Det var først og fremst oppstarten av feltene Troll Vest, Frøy og Heidrun i fjor høst som bidro til oppgangen i oljeproduksjonen mellom 1994 og 1995, sammen med oppstarten av Statfjord Nord og Statfjord Øst i henholdsvis januar 1995 og oktober 1994. På feltene Draugen og Tordis, der produksjonen startet henholdsvis i oktober 1993 og i juni 1994, steg også produksjonen sterkt fra 1994 til 1995 (henholdsvis med 81,6 og 159,7 prosent). Økt oljeproduksjon ved Ekofisk, Brage, Sleipner Øst og Snorre bidro også betydelig til produksjonsveksten mellom 1994 og 1995.

Oppstarten av nye oljefelt i 1995 sammen med produksjonsveksten ved andre relativt nystartede felt bidro til at de mindre oljefeltenes andel av samlet oljeproduksjon økte fra 28,1 til 37,0 prosent fra 1994 til 1995. Av de fire store oljefeltene Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Ekofisk var det bare ved Ekofisk at produksjonen viste oppgang (10,3 prosent). De tre andre feltenes produksjon sank med henholdsvis 16,7, 0,9 og 8,6 prosent fra 1994 til 1995. Blant andre ikke-nystartede felt var det ved Ulafeltet at oljeproduksjonen viste størst endring mellom 1994 og 1995. Her sank produksjonen med hele 72,0 prosent.

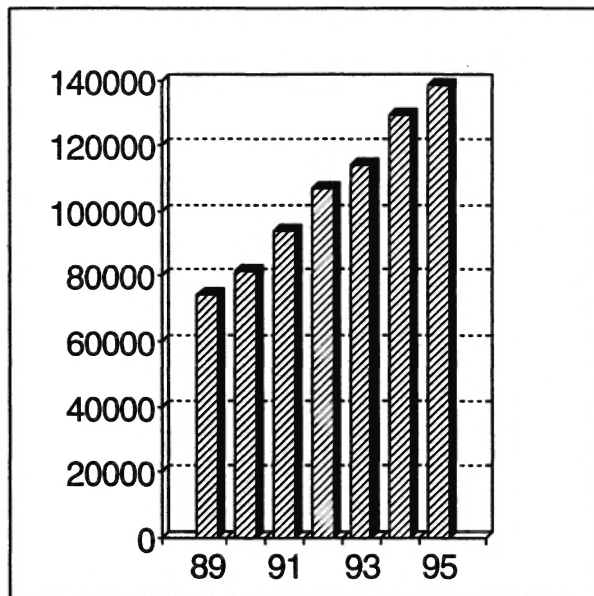
I fjor var for første gang Gullfaksfeltet det mestproduserende oljefeltet. I hele 1995 var produksjonen her 24,8 mtoe. Osebergfeltet fulgte tett etter med en produksjon på 24,6 mtoe. Den 24. mai ifjor nådde Gullfaks en akkumulert produksjon på 1 milliard fat siden produksjonsstarten på Gullfaks A i desember 1986. Ifølge operatøren Statoil ser det ut til at 1994 blir stående som toppåret for produksjonen ved Gullfaks. Det ventes at det vil være lønnsomt å utvinne olje fra Gullfaks i 10 - 15 år fremover. Statfjordfeltet som har produsert mest råolje på norsk kontinentalsokkel i flere år, fikk et kraftig produksjonsfall (16,7 prosent) gjennom 1995 og ble forbigått av både Oseberg og Gullfaks. Statfjords produksjon vil trolig være nede på om lag en tredjedel av 1994-nivået i løpet av de fire neste årene. Oljedirektoratet viser til at oljereservene i 1996 ble betydelig oppjustert ved Gullfaks, Oseberg og Ekofisk, ved at potensialet for forbedret ressursutnyttelse økte. Dette vil bidra til at produksjonsbortfallet fra de fire største feltene samlet vil bli mindre de nærmeste årene enn det man hittil har trodd. Likevel vil oljeproduksjonen fra de fire mestproduserende feltene trolig avta kraftig frem mot tusenårsskiftet. De mindre og mellomstore oljefeltene ventes dermed å stå for en betydelig større andel av samlet oljeproduksjonen de nærmeste årene.

Ifølge en prognose fra det Internasjonale Energibyrået (IEA) er den norske oljeproduksjonen inkludert NGL og kondensat i 1995 anslått til rekordhøye 2,92 millioner fat regnet i gjennomsnitt pr. dag. I prognosen plasserte dette Norge som verdens sjuende største oljeproducent. Ifølge produksjonsprognosene i Nasjonalbudsjettet for 1996 ventes produksjon av olje inkludert NGL og kondensat å holde seg på om lag 3,2 millioner fat pr. dag fra 1996 og frem til år 2000.

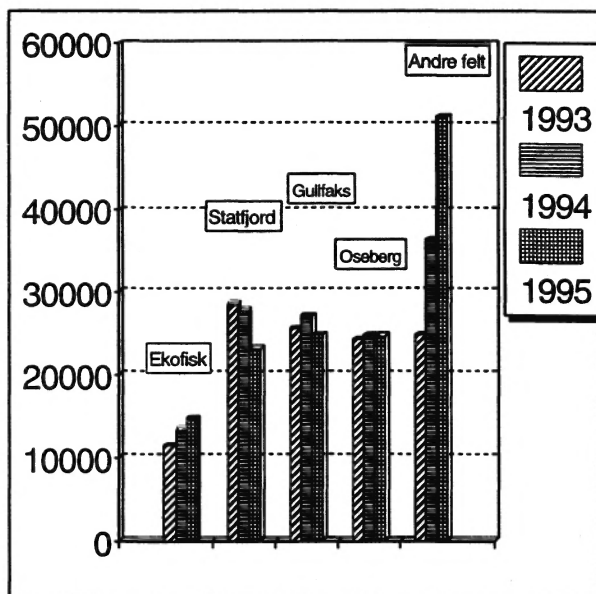
3.2 Naturgass

Ifølge den månedlige produksjonsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå var naturgassproduksjonen inkludert forbruk på feltene 31,3 milliarder Sm³ i 1995. Dette er en oppgang på 2,2 prosent fra året før. Ved Sleipner Øst, der produksjonen startet i 1993, økte produksjonen med hele 26,2 prosent fra 1994 til 1995. Dette var hovedårsaken til fjorårsveksten i gassproduksjonen. Sleipner Øst var med en gassproduksjon på 5,1 milliarder Sm³ det nest største produserende gassfeltet på norsk kontinentalsokkel i 1995, etter Ekofisk (10,1 milliarder Sm³). Sleipner Øst vil i tiden fremover stå for en stadig større del av de norske gassleveransene til kontinentet. Også ved Ekofisk økte produksjonen betydelig i 1995 sammenlignet med året før (med 7,9 prosent). De nye feltene Tordis, Frøy, Statfjord Nord og Statfjord Øst bidro også til oppgangen i gassproduksjon. Ved Gullfaks og Statfjord sank naturgassproduksjonen med henholdsvis 10,5 og 4,4 prosent fra 1994 til 1995.

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). 1000 tonn. 1989-1995



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) etter felt. 1000 tonn. 1992-1995



I Friggområdet ble produksjonen i 1995 nesten halvert fra nivået i samme periode i 1994 (sank med 47,5 prosent). Ved Odinfeltet opphørte produksjonen i august 1994, mens produksjonen ved Nordøst Frigg opphørte i mai 1993. Produksjonen ved hovedfeltet Frigg ventes å ta slutt innen 1998.

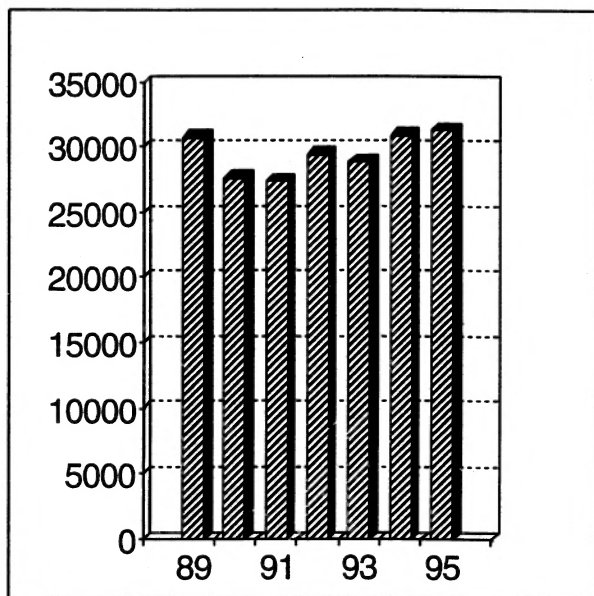
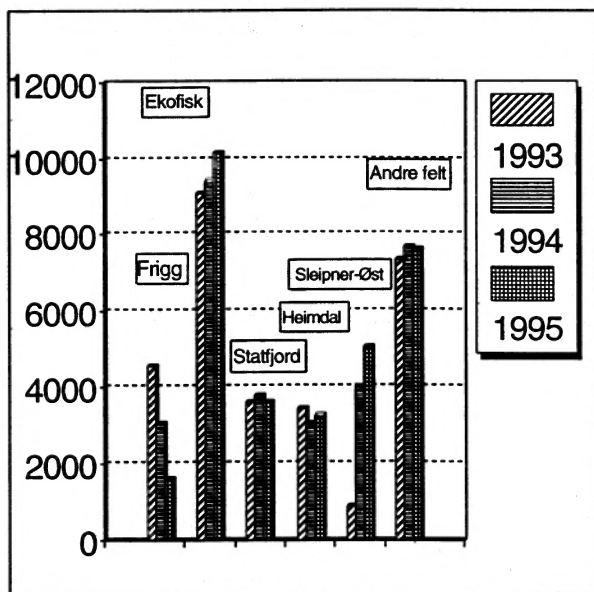
Produksjonen av naturgass vil vise en annen framtidig utvikling enn oljeproduksjonen. Tall fra Nasjonalbudsjettet og Nærings- og energidepartementets "Faktaheftet 95" viser at produksjonen av naturgass vil vokse kraftig fra 1996 og 1997, og trolig nå en topp rundt år 2005. Produksjonsøkningen fram til tusenårsskiftet må

ses i forbindelse med oppstarten av de to store gassfeltene Troll Øst og Sleipner Vest i henholdsvis 1996 og 1997. Ifølge Nasjonalbudsjett for 1996 vil de kontraktsfestede leveransene for norsk naturgass i 1996 ligge rundt 33 milliarder Sm³. I år 2005 vil produksjonsnivået trolig ligge mellom 60 og 70 milliarder Sm³. Av dette er 5 milliarder Sm³ solgt under eksisterende feltuttømmingskontrakter. I år 2000 og 2005 vil det være behov for henholdsvis over 11 og 22 milliarder Sm³ mer naturgass enn det som kan produseres fra felt som pr. i dag er i produksjon eller som allerede er vedtatt utbygd. I november i fjor leverte Forsyningsutvalget for gass sin innstilling om hvilke felt som anbefales utbygd for å møte disse forpliktelsene. Flertallet av utvalgets medlemmer anbefalte utbygging av Åsgardfeltet på Haltenbanken, med leveranser på 11 milliarder Sm³ på platånivå. Gassproduksjonen ved Åsgard er planlagt å starte i oktober år 2000. Mindretallet ønsket en kombinert løsning der utbygging av nye gassprovinser i Oseberg-området og Åsgard sammen skal stå for gassleveransene. Flertallet i utvalget sier i sin innstilling at de mener at ledig kapasitet ved Troll Øst og Sleipner-området kan dekke de norske salgsforpliktelsene fram til år 2003, i tillegg til gass fra andre allerede vedtatte felt og Åsgardfeltet. Dersom kontrakter om nye gassalg skulle bli inngått i løpet av første halvår 1996 anbefaler flertallet av Forsyningsutvalget en videre utbygging av Oseberg-området med produksjonsstart i tidsrommet 2000-2002. For tiden pågår det forhandlinger med italienske Snam, Enagas i Spania, med tsjekkiske Transgass og med tyske VNG.

4. Petroleumsressurser

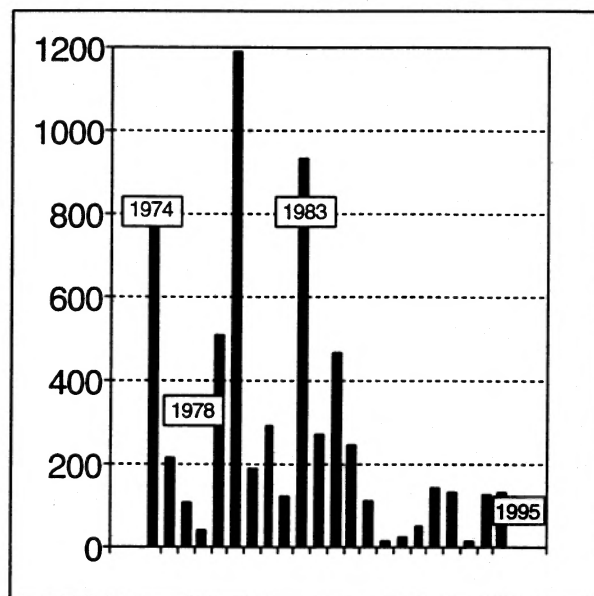
Ifølge Oljedirektoratet er funnene som gjøres nå gjennomgående mye mindre enn tidligere, samtidig som størsteparten av de ikke-utvunnede ressursene består av naturgass. Utfra status for ressursituasjonen ventes det at naturgass vil utgjøre en stadig større andel av samlet petroleumsproduksjon i årene framover. Produksjonen av råolje fra nye felt vil sannsynligvis komme fra relativt små felt.

Oljedirektoratets tidsserie for funnstørrelser for perioden 1971-1994 viser klart at funnene nå gjennomgående er mye mindre enn for 25 år siden. I 1971 var gjennomsnittlig funnstørrelse om lag 100 millioner Sm³. Fram til 1981 holdt funnstørrelsen seg relativt høyt. Etter 1981 viser imidlertid tallene en sterkt synkende tendens. I 1994 var funnstørrelsen rundt 10 millioner Sm³. Denne utviklingen bidrar til en avtakende trend for den årlige ressurstilveksten på norsk kontinentalsokkel. Som små funn regnes de som har ressurser på mindre enn 10 mill. Sm³. Mellomstore funn har ressurser i størrelsesorden 10-50 mill. Sm³, mens store funn ressurser på mer enn 50 mill. Sm³.

Figur 9. Samlet produksjon av naturgass. 1000 Sm³. 1989-1995Figur 10. Samlet produksjon av naturgass etter felt. 1000 Sm³. 1992-1995

Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel består av den forventede mengde produserbar olje og gass. Ressurser er et samlebegrep som brukes om alle typer petroleumsmengder.

Petroleumsressursene kan deles inn i oppdagede og uoppdagede ressurser. De oppdagede ressursene kan deles inn i reserver og funn. Reserver omfatter utvinnbare ressurser i henhold til godkjente planer for feltutbygging og produksjon. Når det er påvist bevegelige hydrokarboner i en brønn kalles dette et funn.

Figur 11. Årlig ressurstilvekst (funn) på norsk sokkel. Millioner Sm³ oljeekvivalenter. 1974-1995

Kilde: Oljedirektoratet

De ikke-utvunnede petroleumsressursene i Nordsjøen består nå av mest naturgass (53 prosent). Ser man kun på de gjenværende reservene i felt som nå er i produksjon i Nordsjøen er bildet imidlertid det motsatte; her utgjør oljeresservene 77 prosent. De mindre utforskede provinsene i Norskehavet og Barentshavet inneholder mest gass, anslått til henholdsvis 57 og 75 prosent. Usikkerheten rundt ressursanslagene er ifølge Oljedirektoratet størst for Norskehavet og Barentshavet.

I 1995 var uttaket av petroleum ifølge Oljedirektoratet 194,0 millioner Sm³. Tilveksten i de gjenværende oppdagede ressursene var 348 millioner Sm³. Av dette utgjorde nye funn 130 millioner Sm³. I de uoppdagede ressursene ble det i 1995 ikke gjort endringer i anslaget, slik at mengden av de gjenværende, forventede totale petroleumsressursene økte fra 1994 til 1995 (med 154,0 millioner Sm³). De gjenværende, forventede totale petroleumsressursene er pr. 01.01.1996 anslått til i alt 9,1 milliarder Sm³ o.e. Av dette er 3,5 milliarder Sm³ o.e. uoppdagede ressurser. Når man ser bort fra de uoppdagede ressursene har Norge pr. 01.01.1996 nok ressurser til å holde olje- og gassproduksjonen på samme nivå som i 1995 i henholdsvis 24 og 125 år (R/P-rater). Dersom forventede uoppdagede ressurser inkluderes blir R/P-ratene henholdsvis 33 og 200 år.

5. Markedet

Oljeprisen Brent Blend

I 1995 var spotprisen for Brent Blend i gjennomsnitt om lag 17,00 dollar pr. fat. Dette er 1,20 dollar pr. fat høyere enn i 1994. Sett i et historisk perspektiv har realprisen på olje de siste tre årene vært de laveste siden 1973.

Det var noe svingninger i oljeprisene gjennom året, og rundt årsskiftet 1995-1996 var spotprisen på Brent Blend oppe i rundt 19,00 dollar pr. fat, 3,00 dollar over nivået fra slutten av oktober. Årsaken til dette var først og fremst økt etterspørsel som følge av kaldt vær og høyere raffinering i Europa og Asia, samtidig som produksjonen ble hindret av uvær og vedlikeholdsstans flere steder. Oljelagrene var dessuten små, slik at det plutselige utslaget i markedsbalansen fikk store følger for prisene. Et lignende prishopp fant sted våren 1995, og også da var markedet midlertidig i ubalanse. Utover i januar i år har prisen falt betydelig, blant annet som følge av mulighetene for et begrenset salg av irakisk olje.

Produksjonen

OPEC har det siste året økt sin produksjon med omtrent en halv million fat pr. dag, selv om kvotene har vært uendret siden 1993. Halvparten av veksten har skjedd i Venezuela, noe som har ført til kritikk fra andre sentrale OPEC-land. Saudi Arabia stod for den nest største veksten, mens Iran og Irak var de eneste som ikke økte sin produksjon i fjor. Usikkerheten omkring endret politikk i Saudi Arabia ser ikke ut til å ha fått noen umiddelbar betydning for oljemarkedet. Markedet forventer heller ingen snarlig opphevelse av boikotten av Irak, ettersom den amerikanske valgkampen nå er i gang. Prisnedgangen nylig har imidlertid vist at rykter om begrenset eksport for å dekke humanitær hjelp er nok til å påvirke markedet.

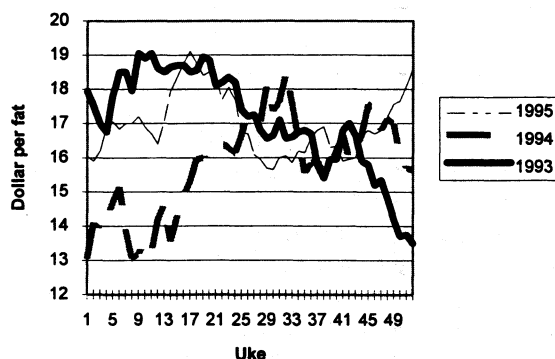
Nordsjøen har siden 1993 vært den regionen i verden som har stått for den største økningen i oljeproduksjonen. Denne utviklingen ser ut til å fortsette i 1996. Fra 1991 til 1995 økte utvinningen av olje i Norge og Storbritannia med henholdsvis 49 og 44 prosent, ifølge tall fra IEA.

Eksporten fra det tidligere Sovjetunionen endret seg lite fra 1994 til 1995. Inneværende år ventes produksjonen å øke for første gang siden 1987, samtidig som forbruket fortsetter å falle. Dette trekker i retning av økt eksport. Økt produksjon i Latin-Amerika, Asia og Afrika bidrar dessuten til at tilbudet av olje utenfor OPEC er ventet å vokse sterkere enn den globale etterspørselen.

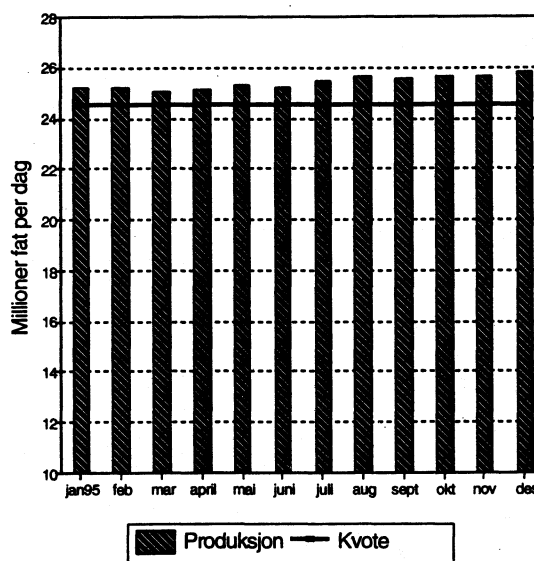
Etterspørselen

Den globale etterspørselen etter olje økte med 1,4 millioner fat pr. dag fra 1994 til 1995. Økningen i OECD

Figur 12. Prisutviklingen på Brent Blend. Dollar pr. fat. 1993-1995



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



var på 0,4 millioner fat, og fant først og fremst sted i Europa. I Nord-Amerika holdt etterspørselen seg omtrent på samme nivå som året før, noe som i hovedsak skyldtes en betydelig mildere vinter enn i 1994. Det er fortsatt Asia som har den største etterspørselsveksten, mens andre regioner utenfor OECD følger an i et svakere tempo. I det tidligere Sovjetunionen er forbruket fortsatt synkende, men nedgangen fra 1994 til 1995 var betydelig mindre enn året før. IEAs prognoser for oljeetterspørselen i 1996 indikerer omtrent den samme veksten både i og utenfor OECD som i fjor. I Nord-Amerika er det ventet en høyere vekst enn i 1995. IEAs prognoser fra januar i år tilsier at den residuale etterspørselen etter OPEC-olje, det vil si total etterspørsel minus tilbudet utenfor OPEC, vil falle fra i fjor til i år. Dette forhold er trolig en medvirkende faktor bak nedgangen i oljeprisene etter årsskiftet. De siste måneders erfaring tilsier imidlertid at lite skal til før markedsaktørene presser prisene opp.

6. Riggmarkedet

Rignæringen har de siste årene slitt med lave rater og lav aktivitet. I 1993 og 1994 var det liten boreaktivitet på norsk sokkel. Riggratene blir inngått en tid i forkant av selve boringen. Derfor var det påløpte ratenivået forholdsvis høyt i 1993 selv om aktiviteten sank kraftig. Nedgangen i aktivitet slo først ut i det påløpte ratenivået mot slutten av 1993, som deretter sank kraftig utover i 1994. Som følge av den svake utviklingen i borevirksomheten i 1994 holdt riggratene seg derfor lave langt ut i 1995. I løpet av fjoråret begynte imidlertid boreaktiviteten å ta seg kraftig opp.

Den økningen vi har sett i aktivitet i 1995 ga seg utslag i de påløpte riggratene fra og med 2. kvartal i fjor. Fra 1. til 2. kvartal 1995 steg de påløpte riggratene med 45 prosent. Mellom 2. og 3. kvartal i fjor økte de med ytterligere 56 prosent. I løpet av et halvt år gikk det påløpte ratenivået fra 219 tusen kroner pr dag til 495 tusen kroner pr dag. Det tilsvarer en økning på hele 126 prosent. Leteaktiviteten har vært stigende gjennom hele 1995 og det kan dermed ligge an til ytterligere oppgang i ratenivået. For 1996 venter en fortsatt høy letaktivitet. Det er forventet at det vil bli påbegynt omtrent 45 letebrønner i år.

Det var store forventninger knyttet til den 15. konsesjonsrunden, som har vært klassifisert som den viktigste de siste tiår. Dette skyldes store forventninger til ressurspotensialet i dypvannsområdene Vøring- og Mørebasenget (i Norskehavet). Det ble tildelt 46 blokker som er en reduksjon på 18 prosent i forhold til de 56 blokkene som ble utlyst i fjor. Flere av de store utenlandske oljeselskapene som lenge har vært skeptiske til rammebetingelsene på norsk kontinentalsokkel leverte inn omfattende søknader i denne runden. Shell som ikke søkte i 14. konsesjonsrunden, har fått operatørskapet for "Helland Hansen" i Vøringbasenget II som er det største prospektet i runden. De utenlandske selskapene fikk 10 av i alt 18 operatørskap. Den store interessen som selskapene har vist for disse nye områdene, tyder på at det vil bli en aktiv letaktivitet der.

Før en tar hensyn til de nye områdene er anslaget for letinvesteringene i 1996 i den kvartalsvise investeringsstatistikken nå på hele 6,5 milliarder kroner. Dette er 1,1 milliarder eller 20 prosent høyere enn

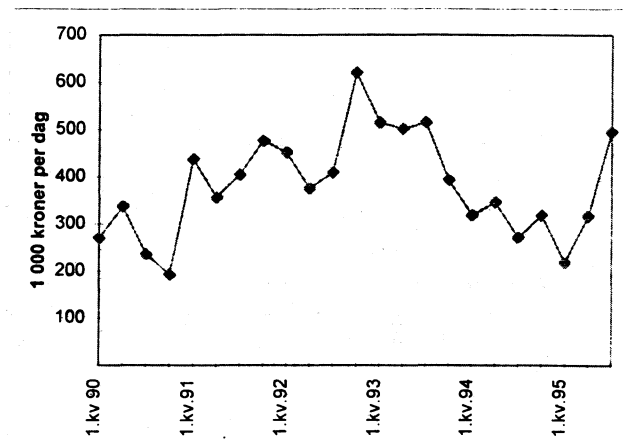
Boreaktivitet tilknyttet leting etter olje og gass på norsk kontinentalsokkel

Letevirksomhet	1993	1994	1995
Påbegynte borehull	27	21	36
Borefartøysdøgn	2 049	1 655	1 771
Boremeter	77 400	77 029	109 750

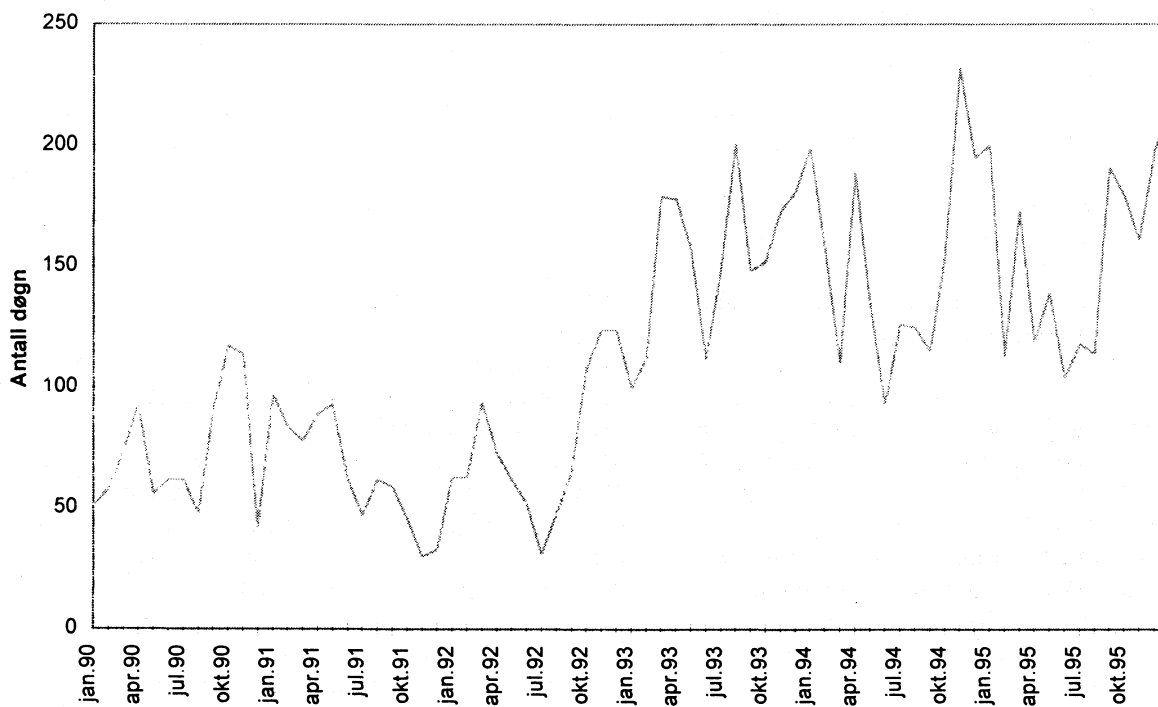
tilsvarende leteanslag for 1995. For rignæringen er dette gode nyheter, og det ligger an til høye riggrater de nærmeste årene. Flere oljeselskaper sikrer seg nå rigger for fremtidige oppdrag uten at de har konkrete arbeidsoppgaver til dem. Dette er en helt annen situasjon enn det oljeselskapene har stått overfor de siste årene, da tilbudet av rigger klart har oversteget etterspørselen. Utnyttelsesgraden for riggene som opererer på norsk kontinentalsokkel er nå tilnærmet 100 prosent. Selv om riggratene har steget kraftig, er det likevel langt igjen til de når nivået hvor det vil være økonomisk lønnsomt å bygge nye rigger.

En annen faktor som har hatt positiv innvirkning på rigggmarkedet er utviklingen av produksjonsboring fra flyttbare boreinnretninger. Mens antall borefartøysdøgn for utvinningsboring var 867 i 1990 var det hele 1796 borefartøysdøgn i 1995. Antall borefartøysdøgn i tilknytning til produksjonsboring har vært forholdsvis konstant de siste tre årene. Spesielt stor var økningen fra 1992 til 1993 da antall borefartøydøgn ble mer enn doblet. Den vedvarende økte bruken av flyttbare boreinnretninger til produksjonsboring har redusert det tidligere tilbudsoverskuddet av rigger. Det betyr at det er færre rigger tilgjengelig for å bore letehull. Når letaktiviteten stiger, vil det dermed raskt gi seg utslag i riggratene. Det har også skjedd en dreining i offshoremarkedet fra produksjon på faste installasjoner til flytende produksjon. Dette har økt etterspørselen etter produksjonsboring kraftig, og medfører at det er svært mange produksjonsbrønner som skal bores fra oljerigger i tiden fremover.

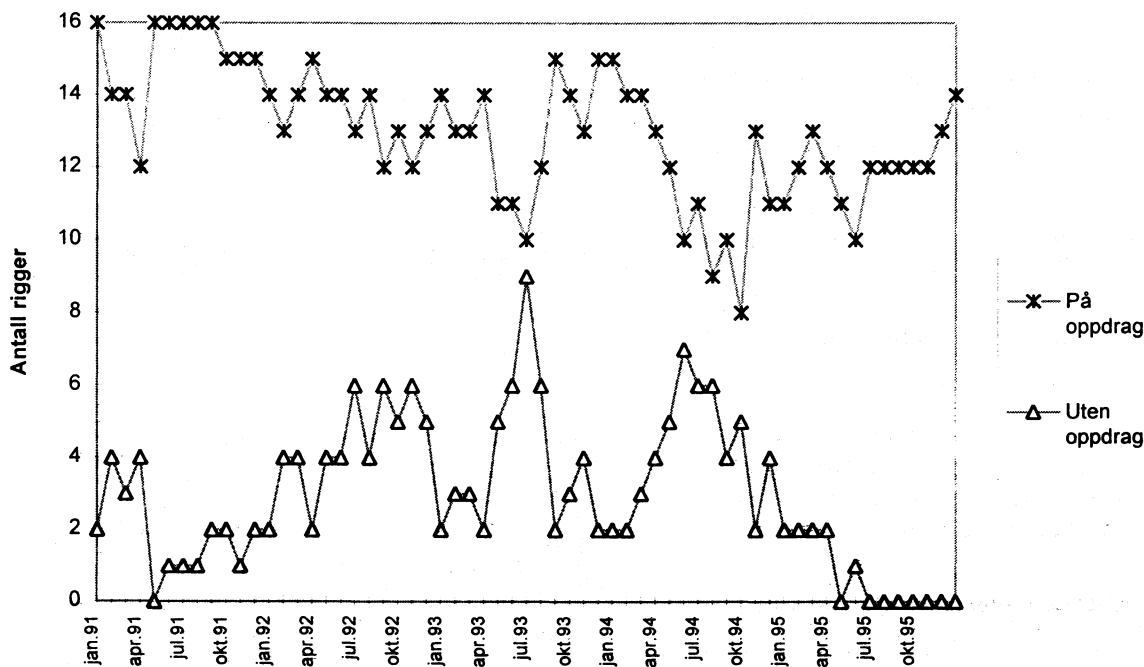
Figur 14. Påløpte riggrater fra 1990 frem til og med 3. kvartal 1995



Figur 15. Antall riggdøgn for produksjonsboring fra flyttbare boreinretninger



Figur 16. Antall beskjefte og ubeskjefte rigger på norsk kontinentalsokkel



Investments, 4th quarter 1995:

Higher level of exploration activity in the petroleum sector in 1996

The 1996 estimates

The estimate for investments in exploration activities in 1996 made in the 4th quarter 1995 was NOK 6.5 billion. This is NOK 1.1 billion or 20.0 per cent higher than the corresponding estimate made in the last quarter of 1994.

The new estimates for investments in field development and fields on stream for 1996 are also substantially higher than the corresponding figures for 1995 registered in the 4th quarter of 1994. As a result, the estimate for overall investment costs in the oil sector in 1996 is now NOK 2.5 billion higher than the corresponding estimate for 1995.

The estimate for overall investment costs in the oil sector in 1996 is now NOK 44.6 billion. This is an increase of NOK 2.4 billion from the previous survey. The main explanation for the increase is that the estimate for investments in pipeline transport has been raised by NOK 1.6 billion. The estimates for exploration costs and fields on stream have also been increased.

The rise in the estimate for investments in pipeline transport is mainly a result of a considerable increase in the estimate for the oil pipeline Norfra, which will be used to transport natural gas from the Sleipner area in Norway to Dunkirk in France. Costs associated with the re-laying of pipelines in connection with the Ekofisk II project have also been included for the first time in this survey. The estimate for investments in pipeline transport in 1996 is now NOK 7.6 billion. The new estimate for 1996 is about NOK 0.7 billion higher than the adjusted figure for 1995.

The estimate for investments in exploration activities in 1996 has been increased by about NOK 0.5 billion from the 3rd to the 4th quarter 1995. This is the first time since the corresponding figures for 1991 were registered that the estimate for exploration costs has been increased between the 3rd and 4th quarterly surveys. In 1991, exploration activities measured in terms of investments, the number of exploration wells started, the number of drilling metres and the number of drilling vessel days reached the highest level registered to date. The estimate for exploration activities in 1996 has been increased in both the two surveys made since the initial estimates for 1996 were registered, indicating that the operating companies are planning to increase the level of exploration activity this year.

The estimate for investments in fields on stream in 1996 registered in this survey is NOK 7.9 billion. This is NOK 0.8 billion higher than the corresponding figure

for 1995, and NOK 1.2 billion higher than the estimate in the previous survey. The substantial rise is mainly explained by reclassification of investments in the Heidrun, Troll West and Troll East fields between the development and production phases. Production on Heidrun and Troll West started in October and September 1995, respectively, and production on Troll East will probably start towards the middle of 1996.

The estimate for investments in field development for 1996 is now NOK 20.9 billion, which is NOK 1.1 billion lower than in the previous quarter. This is nevertheless NOK 3.8 billion higher than the corresponding estimate for investments in field development for 1995. It is uncertain whether the 1996 estimate will follow the same trend as the 1995 estimate, which rose steeply after the survey in the 1st quarter 1995 because a number of field development projects were approved between December 1992 and December 1994. Three smallish projects (My, Loke II and Yme Beta) are included for the first time in the survey in the 4th quarter.

Investments in terminals and office facilities in 1996 are estimated at NOK 1.7 billion. This is a rise of NOK 0.2 billion from the previous quarter, but NOK 2.3 billion lower than the corresponding estimate for 1995. The drop in onshore investments is mainly explained by the fact that the Troll processing terminal will be completed in the course of 1996.

The 1995 estimates

The estimate for overall investment costs in the oil sector in 1995 is now NOK 49.2 billion. This is a drop of NOK 2.0 billion from the previous survey and about NOK 7.0 billion lower than the corresponding figure for 1994. The difference between the level of investments in 1995 and 1994 recorded in the surveys in 1995 has proved to be considerably smaller than the initial estimates for 1995 suggested. The main reason why the level of investments in 1995 was closer to the 1994 level than originally indicated was an increase in the estimates for investments in field development in 1995. However, the only 1995 figure which is higher than the corresponding estimate for 1994 is that for fields on stream, which is NOK 0.2 billion above the 1994 figure. This is explained by the fact that several fields came on stream in 1994 and 1995.

The drop in the estimate for overall investment costs in the oil sector in 1995 from the 3rd to the 4th quarter is primarily explained by the lower estimates for fields on stream and exploration investments (both figures were reduced by NOK 0.6 billion). For fields on stream, this was mainly because some of the investments in Valhall and Oseberg Gamma North have been delayed until 1996. The drop in the estimate for investments in exploration activities is mainly due to incorrect information in the report for one of the licences in the previous quarter.

Tabell 1 Felt i produksjon. 15. februar 1996. *Fields on stream. 15 Februar 1996*

	Ekofisk ¹⁾	Frigg ²⁾	Statfjord ³⁾	Murchison ⁴⁾	Valhall	Odin
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1984
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1974
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	Elf	Statoil	Oryx UK	Amoco	Esso
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	69	103
Opprinnelige salgare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	505,1	-	498	12,7	94	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	24,6	0,4	15,5	0,4	4,8	-
Gass. 1 000 mill. Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	283,9	112	53	0,4	25,3	26,9
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	207,4	-	128,5	1,4	57,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,1	-	8,2	-	3,3	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	136,2	1200	28,3	-	18,2	1
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	312	28	135	..	62	11
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	143	8	75	..	29	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	2
Type <i>Type</i>	14 stål, 1 betong- plattform 14 steel, 1 concrete platform	4 stål, 3 betong- plattformer 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	1 flytende plattform 1 steel, 1 floating platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden	Gass i rør til St. Fergus Gas pipeline to St. Fergus	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Kårstø Loading buoys for oil. Gas pipeline to Kårstø	Olje i rør via Brent to Sullom Voe Oil pipeline via Brent to Sullom Voe	Olje og gass i rør til Ekofisk Oil and gas pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	-	-	-	-	-
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	ca 79,0	ca 24 ⁸⁾	ca 72,5 ⁸⁾	ca 3,7	ca 20,0	ca 4,4

1) Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonsstart 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. september 1996. *As of 30 September 1996.*

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. 15. februar 1996. *Fields on stream. 15 Februar 1996*

	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 reserver ⁵⁾ <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 reserver ⁵⁾ <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 produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled⁶⁾</i>	12	26	129	5	7	89
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	8	69	0	6	37
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	3	3	-	-	3
Type <i>Type</i>	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	Havbunns- installasjoner Subsea installation	Havbunns- installasjoner Subsea installation	2 stål, 1 betong- plattform 2 steel, 1 concrete platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Ekofisk Gas pipeline to Ekofisk	Olje i rør til Ekofisk Oil pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg	Gass og kon- densat i rør til Ekofisk via Edda. Gas and cond- ensate in pipe- line to Ekofisk	Olje i rør til Sture Oil pipeline to Sture
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	20	-	73	1,46	42,38	50,8
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK⁷⁾</i>	ca 13,0 ⁸⁾	ca 13,3	ca 71,8	ca 2,7 ⁸⁾	3,2	44

Tabell 1 (forts) Felt i produksjon. 15. februar 1996. *Fields on stream. 15 February 1996*

	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
Vanndybde, 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>	25	30	13	31
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	14	9	5	16
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	Ståplattform Steel platform	Ubemannet plattform Unmanned platform	Undervannsproduksjon Subsea production	Undervannsproduksjon Subsea production	Strekstags-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, gass i rør til Statfjord. Oil, gas in 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. 15. februar 1996. *Fields on stream. 15 Februar 1996*

	Sleipner Øst	Draugen	Brage	Tordis	Lille Frigg	Heidrun
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1993	1983	1994	1993	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1984	1980	1987	1975	1985
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Shell	Hydro	Saga	Elf	Conoco
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	82	270	137	140 - 230	120	ca.350
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	87,3
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	37,8
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	87,3
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	37,8
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	18	15	22	8	4	16
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	13	4	10	4	2	
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1		1	1	1
Type <i>Type</i>	1 betong- plattform 1 concrete platform	Bunnfast betonginn- retning med integrert dekk Concrete subsea system with integrated deck	Bunnfast plattform i stål Steel- Platform	Undervanns- utbygging Subsea production	Undervanns- utbygging Subsea Production	Flytende be- tongplattform Tension Leg platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø Gas i rør til Emden via Ekofisk og til Zeebrugge Condensate pipeline to Teesside via Kårstø	Bøyelasting av olje Loading buoys for oil	Olje i rør via Oseberg til Sture Oil in Pipeline via Oseberg to Sture	Rørledning til Gullfaks C Pipeline to Gullfaks C	Rørledning til Frigg Pipeline to Frigg	Bøyelasting av olje Loading byous for oil
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	Gas pipeline to Emden via Ekofisk and to Zeebrugge. 29,6	57,88	8,3	51	-	65
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	26,7

Tabell 1 (forts) Felt i produksjon. 15. februar 1996. *Fields on stream. 15 Februar 1996*

	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Yme
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1994	1995	1995	1995	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1976	1977	1987	1983	1987
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Elf	Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	180	290	120	300 - 340	ca. 90
Opprinnelige salgbare reserver ⁵⁾ <i>Initially recoverable reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	19,4	29	13,9	68,5	5,8
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	17,9	
Resterende reserver ⁵⁾ <i>Remaining reserves ⁵⁾</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	18,8	29	13,9	68,5	5,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>					
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	2,4	2,4	3	17,9	
Borede produksjonsbrønner ⁶⁾ <i>Production wells drilled ⁶⁾</i>	8	7	12	3	1
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	4	3	-		
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Undervanns- utbygging Subsea Production	Undervanns- utbygging Subsea Production	Ubemannet plattform Unmanned platform	Flytende betong- plattform Floating concrete- platform	Oppjekkbar Plattform Converted jackup
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	Gassrørledning til Sleipner Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad Gas piped to Sleipner Oil piped to Mongstad	Lasting til tankskip Loading to tankers
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	40,5	30	41,616	62,7	30
Investeringer. Mrd. kroner ⁷⁾ <i>Investments. Mrd. NOK ⁷⁾</i>	3,6 ⁸⁾	4 ⁸⁾	5,9	16	1,3

Tabell 2 Felt under utbygging. 15. februar 1996. *Fields under development. 15 Februar 1996*

	Troll Øst	Sleipner Vest	Vigdís	Norne	Njord	Balder
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1997	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1974	1986	1991	1986	1967
Operatør <i>Operator</i>	Shell	Statoil	Saga	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-400	110	290-300	360-380	330	375
Saigbare reserver ¹⁾ <i>Recoverable reserves¹⁾</i>						
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	..	-	33,9	76,2	35	32,2
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	127	2,4	15,6	6-10	-
Borede produksjonsbrønner ²⁾ <i>Production wells drilled²⁾</i>	18	3				
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>						
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	...	-	4,6	7,8	9,3	4,4
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	27	6,5	2,4	-	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	2	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Betong plattform Concrete platform	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behand- lingsplattform Steel wellhead- platform, unmanned processingplatform	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre Subsea-con- nection to Snorre	Produksjons- skip Production ship	Flytende stålplattform Floating steel platform	Produksjons- skip Production ship
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	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	Olje i rør til Gullfask A Oil piped to Gulfaks A	Lasting til tankskip Loading to tankers	Lasting til tankskip Loading to tankers	Lasting til tankskip Loading to tankers
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government.</i>						
Per cent	62,7	32,37	51	55	30	0
Antatte investeringer Mrd. kroner ³⁾ <i>Estimated investments. Mrd.</i>	34,1	20,4	5	8	5,9	5

1) Pr. 31. desember 1994

1) *As of 31 December 1994*

2) Pr. 30. september 1996

2) *As of 30 September 1996*

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

1) Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Albuskjell er delt 50-50 mellom Shell og rettighetshaverne på blokk 2/4 (Phillipsgruppen). Tor er fordelt med 73,75 prosent på Phillipsgruppen og 26,25 prosent på Amocogruppen (Amoco 28,33, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 og Norwegian Oil 15,0).

2) Norsk andel på 60,82% av Frigg og 85,24% av Statfjord.

1) Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Albuskjell is divided 50-50 between Shell and the licensees of block 2/4 (the Phillips Group). Tor is divided 73,75-26,25 between the Phillips Group and the Amoco/ Noco Group (The Amoco/ Noco Group consist of Amoco 28,33, Amerad 28,33, Enterprise Oil 28,33 and Norwegian Oil 15 per cent).

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet

Source: The Ministry of Industry and Energy.

Tabell 3 Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 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 Aquitaine 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 Aquitaine 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) *Licensees 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	-	-	-
AS Pelican	-	-	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) *Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1994.*

	Tordis	Lille- Frigg	Troll Vest	Frøy	Yme	Sleipner Vest	Vigdis	Njord	Norne
Statoil	55,4	5	74,576	53,96	65	49,5	55,4	50	70
Norsk Hydro	8,4	32,87	7,688	6,05	-	8,85	8,4	16,67	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	-	33,33	-
Norske Conoco as	-	-	2,015	-	-	-	-	-	-
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	-	-
Petrosaga as	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu	9,6	-	-	-	-	-	9,6	-	-

Tabell 4 Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1990 - 1996. Mill kr. *Accrued and estimated investment costs. Crude Oil and natural gas production and pipeline transport. 1990 - 1996. Mill. NOK.*

	1990	1991	1992	1993	1994	Anslag ¹⁾	Anslag ¹⁾
						Estimates ¹⁾	Estimates ¹⁾
						1995	1996
I alt Total	32 223	43 065	49 512	57 579	54 653	49 206	44 562
Utvinning av råolje og naturgass i alt							
Total oil and natural gas production	29 339	37 693	44 785	50 886	46 042	42 822	36 983
Leting Exploration	5 138	8 141	7 680	5 433	5 011	5 210	6 471
Feltutbygging Field development	19 511	22 262	28 863	35 209	28 584	26 349	20 854
Varer Commodities	12 564	12 091	14 654	18 434	15 822	11 465	7 897
Tjenester Services	5 559	9 004	12 082	13 769	10 141	12 347	9 946
Produksjonsboring Production drilling	1 388	1 167	2 127	3 006	2 721	2 537	3 011
Felt i drift Fields on stream	3 978	5 232	5 075	6 306	6 753	7 181	7 908
Varer Commodities	805	716	661	600	655	687	976
Tjenester Services	761	1 113	717	547	525	951	1 522
Produksjonsboring Production drilling	2 412	3 403	3 698	5 159	5 573	5 543	5 410
Landvirksomhet 2) Onshore activities 2)	712	2 058	3 167	3 937	5 694	4 082	1 750
Rørtransport Pipeline transport	2 884	5 372	4 727	6 693	8 611	6 384	7 579

1) Registrert 4. kvartal 1995. 1) Registered 4th 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	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	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	988	1 226	...

Tabell 6 Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1993 - 3. kvartal 1995. Mill. kr. *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1993 - Q 3 1995. Mill NOK.*

	1993		1994			1995		
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	1 616	1 671	1 277	1 015	1 047	1 209	988	1 226
UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING	840	671	482	211	362	384	458	614
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	304	280	186	107	134	107	119	288
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	242	219	142	75	94	84	106	230
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	62	61	44	31	41	23	13	58
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	115	79	55	47	32	27	47	78
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	42	22	16	15	7	8	14	16
Båter <i>Vessels</i>	72	57	39	32	25	19	33	62
Varer <i>Commodities</i>	140	108	59	93	52	77	73	93
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	71	44	30	39	22	36	31	35
Sement <i>Cement</i>	8	14	4	7	3	11	8	9
Boreslam <i>Drilling mud</i>	28	29	14	25	18	15	18	22
Drivstoff <i>Fuel</i>	14	18	3	6	5	8	8	12
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	15	- 1	8	15	4	6	4	13
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	3	4	1			2	4	2
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	281	204	182	- 36	143	173	218	155
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	27	10	15	10	14	8	13	19
Sementtjenester <i>Cement services</i>	7	5	3	2	2	2	5	5
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	12	17	22	8	11	20		11
Logging <i>Logging</i>	51	21	23	19	20	18	20	39
Testing <i>Testing</i>	21	30	13	8	17	1	6	28
Dykking <i>Diving</i>	7	7	4	2	3	4	1	7
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	18	9	4	3	1	2	8	13
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	140	105	98	- 88	76	118	166	33
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	365	252	418	524	343	119	189	182
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	122	108	175	123	111	92	62	95
Seismikk <i>Seismic</i>	227	138	235	391	216	22	119	81
Spesielle studier <i>Special studies</i>	17	6	7	9	15	5	8	5
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	159	170	184	121	179	163	195	254
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	252	579	192	159	163	543	146	175
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	105	76	76	76	65	96	60	72
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	94	156	76	49	63	84	56	65
Arealavgift <i>Area fee</i>	53	347	40	34	35	363	30	38

Tabell 7 Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 4. kv. 1994 - 3. kv. 1995. Mill. kr. *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 4 1994 - Q 3 1995. Mill NOK.*

	Sør for 62° South of 62°		Nord for 62° North of 62°		
	I alt Total		I alt Total	Halten- banken	Tromsø- flaket
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	4 470	3 475	995	774	221
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	1 818	1 389	429	414	15
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	832	578	255	180	74
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	791	660	132	84	48
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 028	849	179	95	84

Tabell 8 Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje- og gass. 1984 - 1996.
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1984 - 1996.

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the before the investment year</i>				Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte inve- steringskostn. <i>Accrued invest- ment costs</i>
	Mai	August	November	Februar	Mai	August	ovember	
	<i>May</i>	<i>August</i>	<i>November</i>	<i>February</i>	<i>May</i>	<i>August</i>	<i>ovember</i>	
Mill. kr <i>Million kroner</i>								
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	5 844	5 210	...
1996	5 854	5 966	6 471
Prosent <i>Per cent</i>								
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 <i>Year and quarter</i>	Antatte investerings- kostnader i investerings- kvartalet. <i>Estimated invest- ment cost registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investerings- kostnader <i>Accrued investment costs</i>
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	988
3. kv.	1 532	1 226
4. kv.	1 788	...

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

Ar 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	36	5	3	2	6	8	1	7	4

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.

Ar 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	1 771	382	334	466	589

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.

Ar 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	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663

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 + BHP	
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	
3.kv.....	3,820	5,194	4,170	-	
4.kv.....	3,688	5,955	3,933	5,627	

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	6 622	6 385	...

Tabell 15 Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart.
4. Kvartal 1993 - 3. kvartal 1995. Mill. kr *Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 4 1993 - Q 3 1995. Mill NOK.*

	1993		1994		1995			
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
FELTUTBYGGING I ALT FIELD DEVELOPMENT, TOTAL	9 356	6 807	8 726	6 616	6 435	5 876	6 622	6 385
VARER COMMODITIES	5 663	4 071	4 666	3 613	3 472	2 383	2 509	2 997
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 527	1 109	1 149	1 228	851	463	489	813
Dekk <i>Decks</i>	710	630	596	531	423	242	208	410
Moduler <i>Modules</i>	2 406	1 820	1 784	1 163	1 249	830	858	860
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	30	20	170	43	16	30	28	31
Rør <i>Pipes</i>	221	93	120	123	145	141	294	116
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	444	297	453	270	275	364	436	584
Andre varer <i>Other commodities</i>	326	102	393	254	514	312	196	183
TJENESTER SERVICES	2 829	1 965	3 422	2 361	2 294	3 047	3 587	2 681
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	1 028	679	800	535	562	610	597	503
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	4	3	34	44	10	26		
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	18	15	40	233	419	1 004	1 063	266
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	71	179	433	692	221	379	649	444
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	255	137	702	49	72	158	292	262
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	219	163	380	174	98	95	138	357
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	51	20	20	43	49	33	12	26
Båter <i>Vessels</i>	15	8	6	10			1	62
Forpleining <i>Catering</i>	158	56	42	39	44	33	8	16
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	3	2	27	7	8	34	18	13
Andre tjenester <i>Other services</i>	321	125	170	105	171	10	86	144
Egne arbeider <i>Own work</i>	688	579	767	431	639	667	722	588
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	863	770	638	643	670	446	526	707
FELT I DRIFT I ALT TOTAL FIELDS IN PRODUCTION	1 900	1 658	1 962	1 448	1 685	1 870	1 838	1 578
Varer <i>Commodities</i>	223	171	165	169	150	143	180	146
Tjenester <i>Services</i>	121	143	137	122	124	237	225	287
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 555	1 345	1 660	1 157	1 411	1 490	1 434	1 145

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 P	
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	28,9	
1989	9 745	3 757	38,6	
1990	12 562	2 329	18,5	
1991	12 092	2 106	17,4	
1992	14 654	2 178	14,9	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995 ¹⁾	7 889	2 727	34,6	

1) 3 kvartaler 3 quarters

Tabell 17a) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹⁾. 1990 - 1995. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development¹⁾. 1990 - 1995. Mill. NOK.*

	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
						1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3
I alt Total	17 681	19 347	25 719	31 154	25 213	5 298	5 892	5 472
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	7 703	9 457	11 587	12 968	12 010	1 799	1 815	2 488
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	1 401	1 140	450	611	264	155	295	514
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	1 038	1 593	3 375	4 027	3 746	216	181	277
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	572	71	195	539	322	92	8	4
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2 049	2 713	2 227	1 497	1 937	222	145	281
Moduler <i>Modules</i>	1 860	2 195	1 706	4 321	4 451	736	722	800
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>		52	215	25	7	19	28	27
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	782	1 694	3 419	1 947	1 282	359	437	584
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	4 861	2 635	3 083	5 466	3 812	584	694	509
Tjenester Services	5 118	7 255	11 049	12 720	9 391	2 915	3 383	2 475
Engineering	1 318	1 922	2 542	2 958	1 861	420	370	363
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	53	830	1 948	1 004	797	1 030	1 064	266
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	1 550	1 774	2 487	4 251	3 301	632	1 079	1 063
Andre tjenester <i>Other Services</i>	2 197	2 728	4 089	4 507	3 433	834	870	783

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⁾. 1990 - 1995. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued abroad. 1990 - 1995. Mill. NOK.*

	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
						1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3
I alt Total	3 238	3 398	4 818	7 648	5 394	1 066	1 643	1 466
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	1 595	1 420	995	2 579	2 238	513	458	723
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	443	241	10	181	53	63	137	293
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>		2	31	389	374	33	27	36
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	204			187	153	61	14	2
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	260	291	- 2	126	167	117	74	114
Moduler <i>Modules</i>	426	520	149	738	893	161	126	71
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>				10				23
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	262	366	807	948	597	79	80	184
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	733	680	1 183	2 272	1 392	258	413	362
Tjenester Services	910	1 297	2 640	2 797	1 764	294	772	381
Engineering	299	238	256	228	120	57	160	17
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	19	230	412	127	38	8	7	4
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	426	600	1 586	1 725	1 152	136	493	198
Andre tjenester <i>Other Services</i>	166	229	386	717	455	94	113	162

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

**Tabell 17c) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹⁾.
1990 - 1995. Prosent. *Commodity and service costs. Field development¹⁾. Accrued
abroad. 1990 - 1995. Percent.***

	1990	1991	1992	1993	1994	1995		
						1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3
I alt Total	18,3	17,6	18,7	24,6	21,4	20,1	27,9	26,8
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	20,7	15,0	8,6	19,9	18,6	28,5	25,2	29,1
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	31,6	21,2	2,2	29,6	20,2	40,6	46,6	57,0
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>		0,1	0,9	9,7	10,0	15,2	15,1	12,9
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	35,7			34,8	47,6	66,1	163,2	69,0
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	12,7	10,7	-0,1	8,4	8,6	52,5	51,2	40,7
Moduler <i>Modules</i>	22,9	23,7	8,7	17,1	20,1	21,9	17,4	8,9
Lastebøyer Loading <i>Buoys</i>				38,0				83,8
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	33,5	21,6	23,6	48,7	46,6	22,0	18,3	31,5
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on Equipment	15,1	25,8	38,4	41,6	36,5	44,2	59,5	71,1
Tjenester Services	17,8	17,9	23,9	22,0	18,8	10,1	22,8	15,4
Engineering	22,7	12,4	10,1	7,7	6,4	13,6	43,2	4,7
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	34,7	27,7	21,2	12,6	4,8	0,8	0,6	1,5
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	27,5	33,8	63,8	40,6	34,9	21,5	45,7	18,7
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,6	8,4	9,4	15,9	13,3	11,3	13,0	20,6

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

Tabell 18 Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1993 - 3. kvartal 1995. Mill. kr. *Accrued investment costs for production drilling by cost category. Field development and fields in production. Q 4 1993 - Q 3 1995. Mill. NOK.*

	1993		1994		1995			
	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
PRODUKSJONSBORING I ALT PRODUCTION DRILLING, TOTAL	2 418	2 115	2 299	1 800	2 081	1 937	1 959	1 852
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	575	403	468	456	422	499	427	419
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	496	354	386	377	349	462	349	369
Andre kostnader <i>Other costs</i>	79	49	82	79	74	37	77	50
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	209	176	162	122	162	147	124	111
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	85	54	51	44	55	50	42	31
Båter <i>Vessels</i>	125	123	111	78	108	97	82	79
VARER COMMODITIES	785	666	753	484	683	534	496	540
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	424	253	273	235	236	206	208	299
Sement <i>Cement</i>	60	41	38	35	50	31	36	32
Boreslam <i>Drilling mud</i>	142	169	176	122	152	155	169	125
Drivstoff <i>Fuel</i>	25	16	12	22	18	11	5	4
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	94	149	194	58	147	94	55	41
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipme</i>	41	39	60	12	80	36	23	39
TJENESTER SERVICES	849	870	915	737	813	757	913	783
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	2	- 1			1	2	- 2	
Sementtjenester <i>Cement services</i>	50	18	21	29	26	13	2	12
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	32	96	73	26	70	33	- 4	8
Logging <i>Logging</i>	110	71	102	85	103	76	94	51
Testing <i>Testing</i>	15	16	9	28	28	43	11	46
Dykking <i>Diving</i>	24	22	16	15	5	9	5	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	55	39	35	25	33	33	50	37
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	561	613	659	529	548	547	757	619

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	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards
1980	39,37	39,37	40,39	40,68	44,58	44,62	44,11	44,2
1981	44,6	45,07	45,41	45,86	47,93	48,55	47,76	48,44
1982	47,81	48,41	50,67	51,16	52,73	53,38	52,98	53,5
1983	52,98	53,6	54,68	55,46	56,23	57,73	57,13	58,47
1984	57,37	58,8	59,24	60,47	60,52	60,52	61,93	63,25
1985	62,14	64,32	62,94	64,73	64,16	64,72	65,82	68,09
1986	66,1	68,79	68,67	69,99	70,74	72,5	72,65	73,4
1987	78,64	82,35	80,69	85,69	81,86	85,95	82,33	84,98
1988	83,54	87,91	84,91	87,31	84,81	87,14	84,54	85,96
1989	85,11	90,43	89,57	94,75	88,79	91,75	88,85	92,08
1990	89,16	90,56	89,77	89,59	96,48	96,27	93,89	95,07
1991	95,01	95,28	97,07	96,85	98,46	98,89	99,63	100,53
1992	99,46	103,42	102,39	108,46	101,97	106,03	102,98	108,6
1993	103,13	109,38	105,88	112,48	106,52	114,26	106,32	113,04
1994	106,48	113,98	107,98	114,40	108,68	114,24	109,38	114,90
1995	110,75	118,64	112,66	118,59	112,03	115,98

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	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995*	138 329	14 776	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1994 Jan-des									
Jan-Dec	129 321	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995 Jan-des	138 329	14 776	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
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
Juli	12 163	1 371	1	2 278	8	262	20	2 127	296
Aug	10 632	1 272	1	1 933	9	259	28	2 107	269
Sep	11 317	1 248	0	1 841	12	247	25	2 056	216
Okt	12 939	1 335	23	2 017	14	288	23	2 122	247
Nov	12 495	1 312	28	1 810	14	279	39	2 043	249
Des	13 236	1 357	28	1 796	13	281	44	2 089	247

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 oil*¹⁾**
production by field. 1 000 tonnes

År ²⁾ /måned Year ²⁾ /month	Gullfaks ³⁾	Tomme- liten	Vesle- frikk	Troll Vest	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre
1971	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	35	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	3 549	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	7 432	189	-	-	-	-	-	-	-
1989	13 772	727	-	-	-	-	-	-	-
1990	12 924	659	2 533	923	1 188	129	7	-	-
1991	17 642	472	2 930	113	2 682	1 309	138	111	-
1992	22 198	425	3 334	-	3 072	1 111	104	-	1 353
1993	25 432	384	3 315	-	3 169	750	55	-	6 036
1994	27 089	253	3 817	-	3 275	539	-	-	8 654
1995*	24 757	191	3 781	-	2 953	457	-	-	9 783
1994 Jan-des									
Jan-Dec	27 089	253	3 817	-	3 275	539	-	-	8 654
1995 Jan-des	24 757	191	3 781	-	2 953	457	-	-	9 783
1994									
Jan	2 360	28	312	-	251	53	-	-	674
Feb	2 176	24	294	-	216	39	-	-	730
Mars	2 399	27	314	-	220	49	-	-	890
April	2 407	24	292	-	225	46	-	-	710
Mai	2 497	23	331	-	268	45	-	-	909
Juni	2 357	19	345	-	310	46	-	-	828
Juli	2 411	19	314	-	304	50	-	-	576
Aug	1 233	11	220	-	158	28	-	-	576
Sep	2 312	18	355	-	320	48	-	-	306
Okt	2 497	20	352	-	351	49	-	-	890
Nov	2 335	20	330	-	328	44	-	-	770
Des	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995									
Jan	2 292	20	340	-	312	42	-	-	898
Feb	1 902	17	293	-	254	38	-	-	750
Mars	2 186	18	371	-	257	40	-	-	726
April	2 194	17	368	-	251	39	-	-	717
Mai	2 288	16	364	-	242	36	-	-	654
Juni	2 157	15	177	-	232	37	-	-	883
Juli	2 303	14	336	-	229	38	-	-	830
Aug	1 350	13	348	-	244	38	-	-	911
Sep	2 012	13	301	-	227	33	-	-	797
Okt	2 188	17	340	-	242	35	-	-	927
Nov	1 971	16	287	-	229	34	-	-	852
Des	2 104	16	308	-	237	47	-	-	923

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 oil*¹⁾**
production by field. 1000 tonnes.

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

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

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

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

År ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	I alt Total	Ekofisk ⁴⁾	Frigg ^{2),3)}	Stat- ord ³⁾	Murchi- son ³⁾	Valhall	Heimdal	Ula
1977	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-
1978	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-
1979	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-
1980	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-
1981	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-
1982	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-
1983	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-
1984	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-
1985	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-
1986	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50
1987	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1995*	31 298	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1994 Jan-des Jan-Dec	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1995 Jan-des	31 298	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1994								
Jan	2 954	810	432	336	2	53	356	47
Feb	2 644	727	388	292	2	46	329	40
Mars	2 732	750	406	348	2	48	318	38
April	2 629	750	389	308	2	44	282	45
Mai	2 543	707	348	287	2	54	205	43
Juni	2 470	791	249	308	0	52	204	45
Juli	2 315	796	180	295	2	53	206	43
Aug	1 427	440	43	289	1	25	103	16
Sep	2 380	852	162	288	2	48	203	36
Okt	2 734	924	101	339	1	57	244	31
Nov	2 830	902	180	328	2	59	280	37
Des	2 974	928	168	376	1	60	315	36
1995								
Jan	3 019	897	208	371	1	52	382	31
Feb	2 597	817	110	317	1	55	314	26
Mars	2 875	905	198	321	1	56	288	27
April	2 468	850	102	257	2	53	249	32
Mai	2 545	874	70	340	2	52	239	30
Juni	2 478	889	131	303	1	59	183	28
Juli	2 364	822	124	270	1	62	178	30
Aug	2 199	815	147	241	1	61	243	28
Sep	2 415	776	127	211	2	54	223	22
Okt	2 384	795	77	348	2	70	200	25
Nov	2 824	809	144	311	2	67	347	25
Des	3 129	870	160	335	2	69	406	26

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

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

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

År ¹⁾ /måned Year ¹⁾ /month	Gullfaks ²⁾	Tomme- liten	Oseberg	Vesle- frikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre
1977	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	225	-	-	-	-	-	-	-
1988	821	260	-	-	-	-	-	-
1989	1 338	1 069	77	-	-	-	-	-
1990	1 288	1 375	107	210	169	20	7	-
1991	1 649	1 115	135	368	488	190	37	-
1992	2 189	1 318	236	427	556	185	28	106
1993	2 471	1 466	275	422	567	191	15	515
1994	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722
1995*	2 249	999	286	521	586	114	-	841
1994 Jan-des								
Jan-Dec	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722
1995 Jan-des								
Jan-des	2 249	999	286	521	586	114	-	841
1994								
Jan	252	118	24	47	44	14	-	67
Feb	233	102	24	44	39	8	-	72
Mars	254	111	22	40	40	13	-	64
April	258	105	23	40	41	13	-	59
Mai	275	103	24	51	46	12	-	77
Juni	187	88	25	45	52	12	-	59
Juli	195	84	26	39	52	11	-	45
Aug	94	47	25	28	25	4	-	44
Sep	196	80	25	46	52	14	-	29
Okt	193	95	24	46	57	10	-	70
Nov	186	97	23	42	54	11	-	61
Des	191	98	23	48	55	11	-	76
1995								
Jan	200	99	24	50	54	10	-	73
Feb	177	88	23	37	44	10	-	65
Mars	212	94	24	51	44	10	-	63
April	200	87	26	48	44	10	-	63
Mai	204	79	25	48	42	9	-	53
Juni	186	80	20	22	40	9	-	69
Juli	198	68	24	46	40	9	-	73
Aug	126	68	23	50	54	10	-	76
Sep	159	67	24	43	52	11	-	67
Okt	198	94	25	42	58	9	-	81
Nov	200	87	24	40	57	8	-	75
Des	190	88	23	44	56	10	-	82

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

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

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

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

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	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891
1995*	121 730	28 980	28 932	29 875	33 738

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	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995*	97 082	23 849	24 228	22 661	26 342

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*

	Arsgj.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*	797	817	838	758	780

Tabell 25. Skipninger ¹⁾ av norskprodusert råolje, etter mottakerland ²⁾. 4. kvartal 1993 - 3. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn *Shipments ¹⁾ of Norwegian produced crude oil, by receiving country ²⁾. Q 4 1993 - Q 3 1995. 1 000 tonnes*

	1993		1994			1995		
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
Skipninger i alt <i>Total shipments</i>	29 843	30 724	29 930	27 727	31 734	30 641	30 092	30 544
Norge <i>Norway</i>	2 909	2 995	3 170	3 125	3 422	3 002	2 742	2 608
Belgia <i>Belgium</i>	220	705	772	358	946	959	618	767
Canada <i>Canada</i>	1 416	1 253	1 547	2 203	3 472	2 433	2 493	2 763
Danmark <i>Denmark</i>	1 013	1 202	1 052	849	1 117	605	785	690
Tyskland <i>Germany</i>	4 045	3 348	3 626	2 716	2 856	2 900	2 204	2 137
Frankrike <i>France</i>	2 986	2 603	2 429	1 473	3 485	2 737	2 847	3 175
Finland <i>Finland</i>	1 199	1 120	1 165	859	908	398	877	696
Irland <i>Ireland</i>	563	620	562	632	552	491	492	351
Israel <i>Israel</i>	126	249	259	127	124	124	126	126
Italia <i>Italy</i>	524	1 491	358	82	213	402	355	546
Nederland <i>The Netherlands</i>	3 839	4 469	4 470	4 462	4 503	5 520	5 899	4 461
Polen <i>Poland</i>	406	281	332	344	459	238	163	297
Portugal <i>Portugal</i>	201	268	130	202	147	134	167	84
Spania <i>Spain</i>	85	267	-	-	112	75	-33	273
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	6 538	6 669	5 263	5 930	6 171	6 236	5 653	6 958
Sverige <i>Sweden</i>	1 961	1 548	1 904	1 351	1 835	2 074	2 122	1 566
Sveits <i>Switzerland</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	1 812	1 547	2 890	3 000	1 412	2 312	2 341	2 761
Østerrike <i>Austria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Andre <i>Others</i>	-	89	-	15	-	-	240	284

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

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

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 26. Skipninger ¹⁾ av norskprodusert våtgass ²⁾, etter mottakerland ³⁾. 4. kvartal 1993 - 3. kvartal 1995. 1 000 metriske tonn *Shipments ¹⁾ of Norwegian produced NGL ²⁾, by receiving country ³⁾. Q 4 1993 - Q 3 1995. 1 000 tonnes*

	1993		1994			1995		
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
Skipninger i alt <i>Total shipments</i>	765	845	708	811	776	1 073	958	910
Norge <i>Norway</i>	254	256	205	187	258	250	224	199
Belgia <i>Belgium</i>	101	67	107	110	57	112	145	49
Danmark <i>Denmark</i>	0	-	-	-	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	68	41	27	36	32	49	54	54
Frankrike <i>France</i>	81	45	18	34	40	121	59	59
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	39	17	20
Nederland <i>The Netherlands</i>	33	81	67	80	54	146	71	105
Portugal <i>Portugal</i>	43	37	12	4	37	22	19	3
Spania <i>Spain</i>	49	97	39	34	13	133	49	34
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	105	100	110	114	123	124	142	142
Sverige <i>Sweden</i>	31	86	108	141	93	50	86	169
USA <i>USA</i>	1	25	6	34	60	20	60	52
Andre <i>Others</i>	-	10	9	37	9	7	32	22

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

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

³⁾ See note 2, table 25.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

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

	I alt Total	1 kv Q 1	2 kv Q 2	3 kv Q 3	4 kv Q 4
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061
1995*	27 656	7 565	6 546	6 035	7 511

Tabell 28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass¹⁾. Kvartal. 1981 - 1995. Mill. kr
Value of Norwegian natural gas exports¹⁾. 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	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995*	14 465	4 151	3 317	3 073	3 924

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

Tabell 29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass¹⁾. Kvartal. 1981 - 1995. Kr/Sm³
Average prices on export of Norwegian produced natural gas¹⁾. Quarterly. 1981 - 1995. Kroner/Sm³

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

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

Tabell 30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1983 - 1995. USD/fat *Crude oil prices by field. Quarterly. 1983 - 1995. USD/barrel*

Ar og kvartal Year and quarter	Normpriser <i>Norm prices</i>						Spotpris <i>Spot price</i>	
	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.	18,3	18,33	.	18,28	18,32	18,33	18,08
	3.kv.	16,42	16,42	.	16,52	16,38	16,35	16,17
	4.kv.	16,94

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

K i l d e r: Nærings- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly. *S o u r c e: 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

År og måned Year and month	Norm prices					Spotpris Spot price	
	Ekofisk	Statfjord	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	18,25	18,3	18,25	18,25	18,25	16,58
	Mai	18,65	18,65	18,65	18,7	18,75	18,24
	Juni	18	18,05	17,95	18	18	17,3
	Juli	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	15,85
	August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,03
	September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,55
	Oktober	16,05
	November	16,74
	Desember	17,82

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

Kilder: Se tabell 30

Source: See table 30

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

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	168,00	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,60	166,97	216,67	142,80	129,97
1984	163,44	150,73	143,49	162,18	168,56	205,65	146,25	123,97
1985	162,53	150,02	150,91	126,60	163,90	211,48	143,56	135,89
1986	155,61	136,47	146,29	99,48	140,98	165,72	138,92	136,54
1987	106,44	95,33	99,87	85,20	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90,00	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,90	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,40	119,64	152,91	111,43	93,33
1991	133,78	127,37	127,27	81,58	136,93	166,97	124,49	100,56
1992	116,18	110,16	108,76	77,62	121,41	151,43	110,50	100,30
1993	95,31	...	r100,45	77,49	r108,12	148,38	r123,43	r84,27
1994	133,54	...	81,85
1991								
1 kv Q 1	137,12	127,42	132,37	83,17	138,79	190,90	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	130,50	123,36
4 kv Q 4	118,44	115,69	114,29	86,53	124,00	151,91	111,18	103,71
1992								
1 kv Q 1	117,04	106,49	108,73	74,46	122,06	149,50	108,40	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	129,90	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	0,00	102,07	74,36	104,42	153,08	98,31	86,03
2 kv Q 2	99,02	0,00	105,64	82,00	119,44	155,24	139,21	79,16
3 kv Q 3	88,00	0,00	98,80	77,88	111,07	147,35	127,28	73,83
4 kv Q 4	88,00	0,00	95,88	76,42	97,55	138,67	100,04	91,02
1994								
1 kv Q 1	85,08	0,00	92,23	77,49	105,46	132,42	97,69	76,37
2 kv Q 2	71,06	0,00	93,97	...	102,23	129,29	109,24	79,85
3 kv Q 3	76,84	0,00	96,09	...	101,94	r135,28	142,50	r87,48
4 kv Q 4	...	0,00	136,53	...	85,54

¹⁾ Gjennomsnittsverdi, CIF. ²⁾ Omfatter noe LNG fram til 1984. ³⁾ Gjennomsnittsverdi, FOB.
¹⁾ Average unit value, CIF. ²⁾ Until 1984 including some LNG. ³⁾ Average unit value, FOB.

Kilde: Energy Prices and Taxes, IEA. *Source: Energy Prices and Taxes, IEA.*

Tabell 33. Fraktindekser ¹⁾ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1995 *Shipping freight indices ¹⁾ for crude carriers by size. 1976 - 1995*

År og måned Year and month	151 000 dvt. og over for råolje <i>Very large/ ultra large crude carriers</i>	71 000 - 150 999 dvt. for råolje <i>Medium sized crude carriers</i>	36 000 - 70 999 dvt. for råolje <i>Small crude/ product carriers</i>	Opptil 35 999 dvt. for råolje <i>Handy size/ dirty</i>	Opptil 50 000 dvt. for raffinert <i>Handy size/ clean</i>	
	1976	29
1977	25	
1978	29	
1979	47	
1980	37	
1981	28	
1982	26	
1983	29	
1984	35	
1985	32	
1986	33	
1987	42	
1988	41	76	110	153	156	
1989	57	113	159	231	224	
1990	63	110	160	224	249	
1991	68	109	147	206	203	
1992	43	77	117	169	164	
1993	45	93	130	171	176	
1994	41	94	137	184	200	
1995	53	102	146	185	213	
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
	September	43	76	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
	September	48	93	134	202	186
	Oktober	45	97	142	200	196
	November	48	102	153	189	199
	Desember	47	118	173	209	215
1995	Januar	52	116	176	184	251
	Februar	53	105	155	170	226
	Mars	48	99	146	163	216
	April	50	101	142	159	215
	Mai	45	95	140	176	187
	Juni	45	101	145	217	211
	Juli	56	95	147	242	218
	August	63	108	145	214	213
	September	64	107	148	192	213
	Oktober	54	100	135	166	189
	November	49	101	143	175	207
	Desember	61	97	132	163	215

¹⁾ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasje-gruppene. 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

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

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 1991-93. *Eastern-Germany is included in OECD Europe throughout 1991-93.*

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

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

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

⁶⁾ Omfatter i tillegg til 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

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1 Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2 Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3 Grensefelt

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

nia. For Murchison registreres bare den delen av vareinnsatsen som belastes norske andelshavere, fordi feltet opereres fra britisk side. Sysselsettingen på feltet blir i sin helhet registrert i samsvar med operatørens nasjonalitet (som norsk for Frigg og Statfjord og som britisk for Murchison).

2. Næringsklassifisering

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

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

2.1 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

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

SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass

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

SN-nr. 5023 Oljeboring

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

SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass

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

SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

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

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

2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

syningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1 Foretak

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

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

3.2 Bedrift

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

heten har det imidlertid oppstått enheter som krever særskilt behandling i SSB. De fleste utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel gis til grupper av oljeselskaper. Gruppen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være oppgave-giver 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 oppgave-giver.

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

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

4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiearbeid

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

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

Beregnet inntekt for grensefelt

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

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4 Vareinnsats

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

4.5 Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6 Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

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 en-

tirety 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 "Operation 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 un-

finished 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:

Sm^3 – standard kubikkmeter

For gass:

Nm^3 – normal kubikkmeter

Scuft – standard kubikkfot

For omtrentlig omregning kan følgende faktorer nyttes:

Gass:

For omregning fra Nm^3 til Sm^3 divideres med 0,95.

For omregning fra Scuft til Sm^3 divideres med 35,3.

Olje:

For omregning fra fat til Sm^3 , 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 1994:

Ekofisk:	0,824
Gullfaks:	0,866
Oseberg:	0,842
Statfjord:	0,833
Gjennomsnitt norsk sokkel:	0,840

1 tonn oljeekvivalenter tilsvarer 1 tonn olje eller ca. 1 000 Sm^3 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:

Sm^3 – metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm^3 – metre cubed in normal conditions

Scuft – standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm^3 into Sm^3 divide by 0.95.

For conversion of Scuft into Sm^3 divide by 35.3.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm^3 , 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 1994:

Ekofisk:	0,824
Gullfaks:	0,866
Oseberg:	0,842
Statfjord:	0,833
Average Norwegian Shelf:	0,840

1 ton oil equivalent is equal to 1 ton oil or about 1 000 Sm^3 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 188 Historisk statistikk 1994
- C 249 Regnskapstatistikk 1993
- C 260 Energistatistikk 1994

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 betrakninger.
- 94/18 A. Brendemoen, M. I. Hansen og B. M. Larsen: Framskrivning av utslipp til luft i Norge. En modell-dokumentasjon.
- 95/7 G. Frengen, F. Foyn og R. Ragnarsøn: Innovasjon i norsk industri og oljeutvinning i 1992.
- 95/12 K. Rypdal: Anthropogenic Emissions of SO₂, Nox, 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.
- 95/38 George John Limperopoulos: Usikkerhet i oljeprosjekter
- 95/34 Finn Roar Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing
- 95/31 Annegrete Bruvoll og Karin Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet
- 95/33 Tor Arnt Johnsen og Bodil M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon
- 95/26 Geir Frengen, Frank Foyn and Richard Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992

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 Brekke, K. A. og P. Børing: The Volatility of Oil Wealth under Uncertainty About Parameter Values. April 1994.
- 128 Rosendahl, K. E.: 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

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 242 Byggearealstatistikk 1994 *Building Statistics 1994*. 1995. 78s. 70 kr. ISBN 82-537-4155-3
- C 243 Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1995: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 1st Quarter 1995: Statistics and Analysis*. 1995. 62s. 85 kr. ISBN 82-537-4156-1
- C 244 Befolkningsstatistikk 1994: Hefte III Oversikt *Population Statistics 1994: Volume III Survey*. 1995. 166s. 95 kr. ISBN 82-537-4161-8
- C 245 Utdanningsstatistikk: Videregående skoler 1. oktober 1993 *Education Statistics: Upper Secondary Schools 1 October 1993*. 1995. 95s. 70 kr. ISBN 82-537-4163-4
- C 246 Dødsårsaker 1993 *Causes of Death 1993*. 1995. 136s. 80 kr. ISBN 82-537-4165-0
- C 247 Statistisk årbok 1995 *Statistical Yearbook 1995*. 1995. 496s. 110 kr. ISBN 82-537-4167-7
- C 248 Befolkningsstatistikk 1995: Hefte II Folke-
mengd 1. januar *Population Statistics: 1995
Volume II Population 1 January*. 1995. 140s.
110 kr. ISBN 82-537-4172-3
- C 249 Regnskapsstatistikk 1993: Industri og vare-
handel *Statistics of Accounts 1993: Manufac-
turing, Wholesale and Retail Trade*. 1995. 131s.
80 kr. ISBN 82-537-4175-8
- C 250 Lønnsstatistikk 1994 *Wage Statistics 1994*.
1995. 124s. 80 kr. ISBN 82-537-4176-6
- C 251 Skogavvirkning 1993/94: Til salg og industriell
produksjon *Roundwood Cut 1993/94: For Sale
and Industrial Production*. 1995. 53s. 70 kr.
ISBN 82-537-4180-4
- C 252 Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1995:
Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 2nd
Quarter 1995: Statistics and Analysis*. 1995.
75s. 85 kr. ISBN 82-537-4182-0
- C 253 Industristatistikk 1993: Næringstall *Manufac-
turing Statistics 1993: Industrial Figures*. 1995.
131s. 80 kr. ISBN 82-537-4183-9
- C 254 Jaktstatistikk 1994 *Hunting Statistics 1994*.
1995. 51s. 70 kr. ISBN 82-537-4184-7
- C 255 Veitrafikkulykker 1994 *Road Traffic Accidents
1994*. 1995. 104s. 80 kr. ISBN 82-537-4192-8
- C 256 Arbeidsmarkedsstatistikk 1994: Hefte I
Hovedtall *Labour Market Statistics 1994:
Volume I Main Results*. 1995. 184s. 95 kr. ISBN
82-537-4194-0
- C 257 Sjøfart 1994 *Maritime Statistics 1994*. 1995.
137s. 80 kr. ISBN 82-537-4195-2
- C 258 Barnehager og tilbud til 6-åringer i skolen 1994
*Child Care Institutions and Educational
Programmes for 6 Year Olds 1994*. 1995. 69s.
70 kr. ISBN 82-537-4196-0
- C 260 Energistatistikk 1994 *Energy Statistics 1994*.
1995. 128s. 80 kr. ISBN 82-537-4199-5
- C 261 Forretningsmessig tjenesteyting 1993 *Business
Services 1993*. 1995. 52s. 70 kr. ISBN 82-537-
4201-0
- C 262 Bygge- og anleggsstatistikk 1993 *Construction
Statistics 1993*. 1995. 67s. 70 kr. ISBN 82-537-
4202-9
- C 263 Utdanningsstatistikk: Grunnskolar 1. september
1994 *Education Statistics: Primary and Lower
Secondary Schools 1 September 1994*. 1995. 62s.
70 kr. ISBN 82-537-4203-7
- C 264 Samferdselsstatistikk 1994 *Transport and
Communication Statistics 1994*. 1995. 167s. 95
kr. ISBN 82-537-4204-5
- C 265 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1995:
Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd
Quarter 1995: Statistics and Analysis*. 1995.
112s. 85 kr. ISBN 82-537-4206-1
- C 266 Skogstatistikk 1994 *Forestry Statistics 1994*.
1995. 94s. 80 kr. ISBN 82-537-4217-7
- C 267 Varehandelsstatistikk 1993 *Wholesale and
Retail Trade Statistics 1993*. 1995. 82s. ISBN
82-537-4218-5
- C 298 Struktur tall for kommunenes økonomi 1994
*Structural Data from the Municipal Accounts
1994*. 1996. 160s. ISBN 82-537-4237-1
- C 302 Sosialstatistikk 1994 *Social Statistics 1994*.
1996. 57s. ISBN 82-537-4265-7



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 82-537-4266-5
ISSN 0802-0477

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



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway

