



C 370

Norges offisielle statistikk

Official Statistics of Norway

Statistics Norway

Statistisk sentralbyrå



Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1996

Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
4th Quarter 1996
Statistics and Analysis



Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1996
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity 4th Quarter 1996
Statistics and Analysis

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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

ISBN 82-537-4351-3
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 30. november 1996.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo, 15. januar 1997

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 30 November 1996.

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

Statistics Norway,
Oslo, 15 January 1997

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Tabellregister	7
<hr/>	
Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1996	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringskostnader	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel	16
4. Markedet	18
<hr/>	
Engelsk sammendrag	20
<hr/>	
Tabelldel	21
<hr/>	
Statistisk behandling av oljevirksomheten	55
1. Nasjonal avgrensing	55
2. Næringsklassifisering	55
3. Statistiske enheter	56
4. Kjennemerker	57
<hr/>	
Engelsk tekst	59
<hr/>	
Vedlegg	
Måleenheter	63
<hr/>	
Utkomne publikasjoner	
Tidligere utgitt på emneområdet	65
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	67

Contents

Index of tables	9
Oil activity 4th quarter 1996 (in Norwegian only)	11
Summary in English	20
Tables	21
The statistical treatment of the oil activity	59
1. National borderline	59
2. Industrial classification	59
3. Statistical units	60
4. Characteristics	61
Annex	
Units of measurement	63
Publications	
Previously issued on the subject	65
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	67

Tabellregister

Feltoversikter

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

Investeringer i alt

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

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1988-1995. Mill.kr.	30
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1996. Mill.kr.	31
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1994-3. kvartal 1996. Mill.kr.	31
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1995-3. kvartal 1996 Mill.kr.	32
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-1997.	32
10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-1996. Mill.kr.	33
11. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	33
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	34
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1996	34
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1996. 1 000 GBP/dag	35

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1988-1995. Mill.kr.	36
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1996. Mill.kr.	36
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 1994-3. kvartal 1996. Mill.kr.	37
18. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-1996.	37
19. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1991-1996	38
20. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1988-1995. Mill. kr.	39
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1994-3. kvartal 1996. Mill.kr.	40
22. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1996. Kr/time	40

Produksjon

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 tonn	41
24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm ³	44

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1996	47
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1996	47
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1996	48
28. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1995-1996	49
29. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquid), etter mottakerland. 4. kvartal 1994-3. kvartal 1996. 1 000 tonn	49

Priser

30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1988-1996. US dollar/fat	50
31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1993-1996. US dollar/fat	51
32. Priser på naturgass. 1981-1994. US dollar/toe	52
33. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1996	53

Internasjonale markedsforhold

34. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. 1993-1997. Millioner fat pr. dag	54
---	----

	Sist publi- sert	Neste publiser- ing
Tabeller ikke med i dette heftet		
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 15. juni 1996.	2/96	2/97
Funn på norsk kontinentalsokkel. 1995	2/96	2/97
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd. 31. desember 1995	2/96	2/97
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1989-1995 .	2/96	2/97
Skadde/forulykkede per 1000 årsverk på flyttbare innretninger. 1989-1995	2/96	2/97
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1987-1995	2/96	2/97
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1987-1995	2/96	2/97
Sysselsetting i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1987-1995	2/96	2/97
Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten.		
1986-1996. Faste 1996-priser. Mrd.kr	2/96	2/97
Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1985-1994. Mill.kr.	2/96	2/97
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1993 og 1994	2/96	2/97
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1991-1994	2/96	2/97
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel for 1994	2/96	2/97
Statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljevirksomheten. 1987-1995. Mill.kr.	2/96	2/97
Skipninger av norskprodusert råolje og kondensat etter mottakerland. 1987-1995. 1000 tonn.	2/96	2/97
Skipninger av norskprodusert våtgass etter mottakerland. 1987-1995. 1000 tonn	2/96	2/97
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1991-1995	3/96	3/97
Vareinnsats for felt i drift. 1991-1995. Mill.kr	3/96	3/97
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1995. Mill.kr	3/96	3/97
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1995	3/96	3/97
Hovedtall for rørtransport. 1991-1995	3/96	3/97
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1995.	3/96	3/97
Ikke-operatørkostnader. 1991-1995. Mill.kr	3/96	3/97
Verdi av produsert råolje og naturgass. 1974-1995 Mill.kr	3/96	3/97
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass. 1972-1995	3/96	3/97

Index of tables

Survey of fields

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

Total investments

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

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1988-1995. Million kroner	30
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1996. Million kroner	31
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1994-Q 3 1996. Million kroner	31
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 4 1995 - Q 3 1996. Million kroner	32
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-1997	32
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-1996. Million kroner	33
11. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996	33
12. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996.	34
13. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1996.	34
14. Average term fixture rates. Quarterly. 1986-1996. 1 000 GBP/day	35

Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1988-1995. Million kroner	36
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1996. Million kroner	36
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 4 1994 - Q 3 1996. Million kroner	37
18. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1996.	37
19. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1991-1996	38
20. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1988-1995. Million kroner	39
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 4 1994 - Q 3 1996. Million kroner	40
22. Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1996. Kroner/hour	40

Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes	41
24. Natural gas production by field. Million Sm ³	44

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1996	47
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1996	47
27. Average prices on exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1996	48
28. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1995-1996	49
29. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 4 1994 - Q 3 1996. 1 000 tonnes.	49

Prices

30. Crude oil prices by field. Quarterly. 1986-1996. USD/barrel	50
31. Crude oil prices by field. Month. 1992-1996. USD/barrel	51
32. Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe.	52
33. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1996	53

International oil markets

34. World oil supply and demand. 1993-1997. Million barrels per day	54
---	----

	Last published	Next publish- ing
Tables not published in this issue		
Areas with production licences as of 15 June 1996	2/96	2/97
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 1995	2/96	2/97
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1995	2/96	2/97
Injuries and Working hours per year on non-mobile installations. Operators and contractors. 1989-1995	2/96	2/97
Persons injured/involved in accidents per 1000 Manyears. Mobile installations. 1989-1995	2/96	2/97
Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences. 1987-1995	2/96	2/97
Accidents on petroleum producing installations. By occupation 1987-1995	2/96	2/97
Employment in oil activities by type of establishment. 1987-1995	2/96	2/97
Central government expences and income from The Government Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986-1996. 1996-prices. Billion kroner	2/96	2/97
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1985-1994	2/96	2/97
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government. 1993 and 1994	2/96	2/97
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1991-1994	2/96	2/97
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1994	2/96	2/97
Central government tax- and royalty income from oil activities. 1987-1995. Million kroner	2/96	2/97
Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. 1987-1995. 1000 tonnes	2/96	2/97
Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. 1987-1995. 1000 tonnes	2/96	2/97
Principal figures for crude petroleum and natural gas production. 1991-1995	3/96	3/97
Intermediate consumption for fields on stream. 1991-1995. Million kroner	3/96	3/97
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1995. Million kroner	3/96	3/97
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1995	3/96	3/97
Principal figures for transport via pipelines. 1991-1995	3/96	3/97
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1995	3/96	3/97
Non-Operator costs. 1991-1995	3/96	3/97
Value of produced oil and natural gas. 1974-1995. Million kroner	3/96	3/97
Employees in crude oil and natural gas production. 1972-1995	3/96	3/97

1. Hovedpunkter

1.1 Investeringer

Anslag for 1997

De samlede oljeinvesteringene for 1997 er i investeringsundersøkelsen utført i 4. kvartal 1996 anslått til 51,5 milliarder kroner. Dette er en økning på 6,9 milliarder kroner fra tilsvarende tall for 1996. Det er først og fremst høyere investeringer til feltutbygging som bidrar til dette, men også anslagene for leting og felt i drift øker sammenlignet med 1996-anslagene.

Feltutbyggingsinvesteringene for 1997 anslås til 27,3 milliarder kroner, 6,5 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1996. Oseberg Øst er med i tellingen for første gang, og bidrar sterkt til denne utviklingen. Kostnadsøkning ved Åsgard og forserte investeringer på Ekofisk II-utbyggingen forklarer også mye av oppgangen. For enkelte prosjekter forskyves videre deler av investeringene fra 1996 til 1997. Det er også utsikter til at nye feltutbyggingsvedtak kommer med i tellingene i 1997. Dette innebærer at det trolig vil bli en betydelig økning i feltutbyggingsaktiviteten fra 1996 til 1997.

Leteinvesteringene i 1997 anslås til 7,8 milliarder kroner, som er 1,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1996. Dette tyder på at leteaktiviteten vil stige i 1997. Flere av operatørene oppgir at noe av leteaktiviteten som var planlagt i siste halvår 1996 forskyves til 1997. Anslaget for investeringer i felt i drift i 1997 er nå rekordhøye 9,5 milliarder kroner, en økning på 1,6 milliarder kroner fra tilsvarende tall for 1996. Dette skyldes hovedsaklig oppstarten av flere nye felt gjennom 1996 og planlagt produksjonsstart for flere felt i 1997.

For terminaler, kontorer og baser er det nye 1997-anslaget 0,7 milliarder kroner lavere enn tilsvarende 1996-tall, som følge av at utbyggingen av Troll-terminalen planlegges fullført i 4. kvartal 1996. Anslaget for rørinvesteringene er 1,8 milliarder kroner lavere enn tilsvarende 1996-tall. Dette skyldes hovedsaklig at utbyggingen av Zeepipe fase IIB og Haltenpipe snart er fullført.

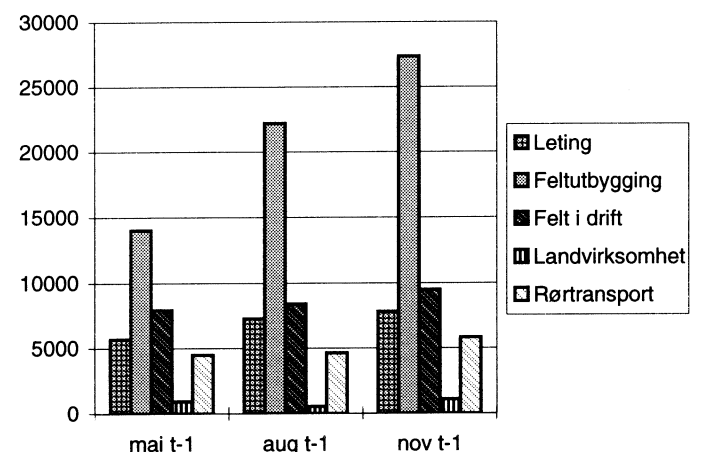
Anslag for 1996

Anslaget for oljeinvesteringene i 1996 er i følge 4. kvartalstillingen i 1996 49,4 milliarder kroner, 0,2 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1995. Fra forrige kvartal er investeringene nedjustert med 2,6 milliarder kroner. Spesielt har investeringene til feltutbygging blitt kraftig nedjustert (med 2,7 milliarder kroner). Dette skyldes for det første en vesentlig reduksjon i kostnadsanslagene for Sleipner Vest og Norne, samt at en del investeringer ved Tordis Øst forskyves til 1997.

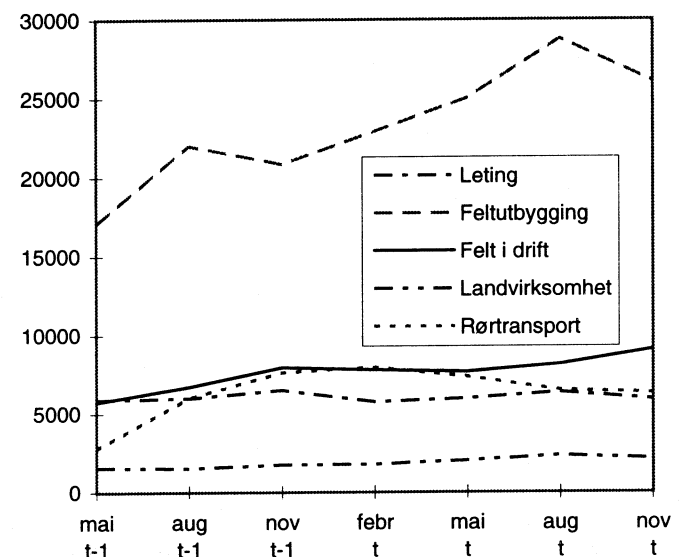
Investeringene for felt i drift er i 1996 anslått til hele 9,0 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 1,9 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende tall for 1995. Denne oppgangen skyldes at flere felt har kommet i drift siden september 1995, en økning i antall brønner som bores og store investeringer i forbindelse med oppgradering av plattformene.

Leteinvesteringene for 1996 anslås nå til 5,9 milliarder kroner. Dette er 0,7 milliarder kroner høyere enn tilsvarende 1995-anslag. Dette kan indikere at leteinvesteringene i 1996 vil overstige 1995-nivået. Anslaget

Figur 1. Anslag for investeringskostnader i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" for 1997 målt på ulike tidspunkt. Millioner kroner



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



for landinvesteringer viser en nedgang på 2,0 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende tall for 1995, hovedsakelig på grunn av reduserte investeringer ved Troll-terminalen fra 1995 til 1996.

1.2 Produksjon og marked

Produksjonen av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel var i perioden januar til oktober 1996 162,7 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette tilsvarer en økning på 17,2 prosent fra året før. Produksjonen av naturgass viser den største prosentvise veksten med en oppgang på 28,5 prosent.

Den gjennomsnittlige spotprisen for referanse kvaliteten Brent Blend var 20,28 dollar pr. fat i perioden januar - november 1996. Med en gjennomsnittlig dollarkurs på 6,47 kroner pr. dollar, tilsvarer dette en pris på 131,3 kroner pr. fat. Den gjennomsnittlige spotprisen har steget med 20,1 prosent fra tilsvarende periode i 1995. Prisen har vist stor variasjon gjennom 1996. En del kan tilskrives usikkerheten rundt Iraks inntreden på eksportmarkedet. Den 10. desember 1996 ble forbudet mot Irakisk oljeeksport opphevet, noe som medførte et fall i oljeprisene. Prisutviklingen fremover vil i stor grad avhenge av hvor kald vinteren blir.

2. Investeringskostnader

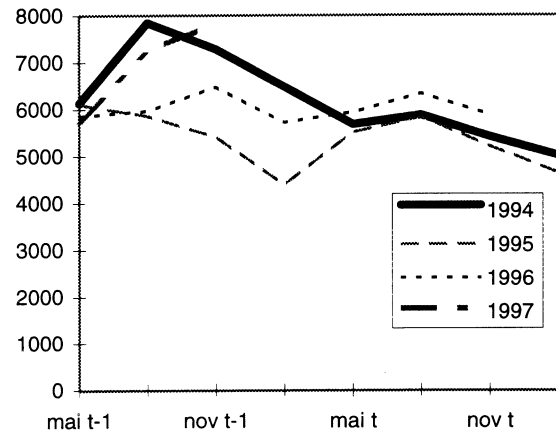
2.1 Leting

Anslag for 1997

I tellingen utført i 4. kvartal 1996 er leteanslaget for 1997 på 7,8 milliarder kroner. Dette er 1,3 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1996, og er det høyeste anslaget fra 4. kvartal før investeringsåret siden tilsvarende tall for 1993 ble registrert. Leteanslaget for 1996 ble også oppjustert med 0,5 milliarder kroner mellom tellingene utført i 3. og 4. kvartal 1996. For de tre årene 1993-1995 da leteinvesteringene viste en årlig nedgang, var det til dels betydelige nedjusteringer av anslagene fra 3. til 4. kvartal. Den motsatte utviklingen for 1997-tallet sammen med det relativt høye nivået for dette i forhold til tilsvarende 1996-anslag tyder på at den oppgangen vi har sett i letevirksomheten så langt i 1996 fortsetter også i 1997. Oljedirektoratet opplyser imidlertid at selskapene pr. medio desember 1996 planlegger å bore om lag 32 letebrønner i 1997. Pr. medio desember 1996 var det boret 28 letebrønner. Knapphet på tilgjengelige borefartøyer kan imidlertid begrense leteaktiviteten.

Også forhold knyttet til 15. konsesjonsrunde med tildeling av lisenser i Vøring- og Mørebasengene i februar 1996 og den planlagte tildelingen i 16. runde (Barentshavprosjektet) i mars/april 1997 kan tyde på høye leteinvesteringer i 1997. For flere lisenser tildelt i 15. konsesjonsrunde planlegges det borestart i løpet av 1997. I 1996 startet leteboringen for noen få lisenser

Figur 3. Antatte letetekostnader målt på ulike tidspunkt. Mill. kr. 1994-1997



tildelt i 15. konsesjonsrunde. For lisenser som tildeles i 16. runde vil det trolig påløpe kostnader til seismiske undersøkelser og kanskje også til leteboring allerede i år.

Det nye anslaget for 1997 bygger fortsatt på operatørens egne budsjettforslag. I 1. kvartal i investeringsåret foreligger vanligvis de partnergodkjente letebudsjettene. Det er vanlig med en betydelig nedjustering i forbindelse med at letebudsjettene godkjennes av alle rettighetshavere, slik at nivået for investeringsanslaget for leting for inneværende år trolig vil gå ned ved neste telling.

1996

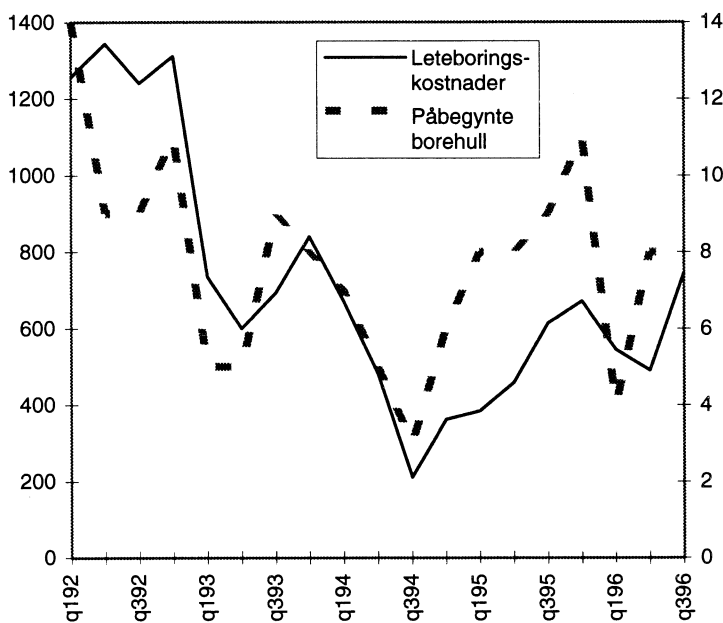
For hele 1996 anslås leteinvesteringene til 5,9 milliarder kroner. Fra forrige telling er dette en nedjustering på 0,4 milliarder kroner. Nedjusteringen skyldes hovedsakelig lavere leteinvesteringer enn anslått i 3. kvartal 1996. I tillegg er det også en forskyvning av investeringene til 1997. Anslaget for 1996 er imidlertid fortsatt 0,7 milliarder kroner høyere enn tilsvarende 1995-anslag. Dette kan indikere at leteinvesteringene i 1996 vil overstige 1995-nivået. Leteanslaget for 4. kvartal i år er imidlertid på hele 2,1 milliarder kroner. Til sammenligning var det tilsvarende anslaget for leteinvesteringene i 4. kvartal 1995 på 1,8 milliarder kroner.

Påløpte kostnader til leting var i 3. kvartal 1996 på 1,4 milliarder kroner. Dette er 0,2 milliarder kroner høyere enn i samme kvartal året før. For de tre første kvartalene i 1996 beløp letetekostnadene seg til 3,7 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 9,2 prosent fra samme tidsrom i 1995.

Oljedirektoratets fysiske leteindikatorer viser at det har vært en økning i antall riggdøgn og boremeter tilknyttet letevirksomheten på norsk kontinentalsokkel fra de

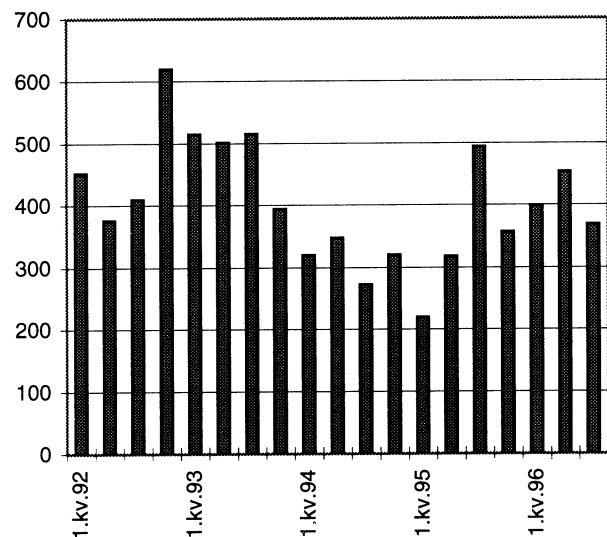
Fysiske leteindikatorer og leteteknader pr. boremeter og borehull. 1. - 3. kvartal 1995 og 1. - 3. kvartal 1996

	Jan.-sept. 1995	Jan.-sept. 1996	Endring i prosent
Påbegynte letehull	25	20	-20,0
Riggdøgn	1 182	1 475	24,8
Boremeter	77 687	82 005	5,6
Leteteknader pr. boremeter. Tusen kroner	44,1	45,7	3,6
Leteteknader pr. påbegynt letehull. Mill. kroner	136,9	187,3	36,8

Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte borehull. 1992-1996

ni første månedene i 1995 til samme periode i 1996. Antall påbegynte letehull sank. Leteteknadene pr. boremeter og pr. påbegynt borehull viste vekst fra de tre første kvartalene av 1995 til samme tidsrom i 1996.

Leteteknadene pr. påbegynt letehull viste en vekst på 36,8 prosent mellom de tre første kvartalene av 1995 og samme tidsrom i 1996. Hovedårsaken til dette var sterkt vekst i riggraten kombinert med oppgangen i boremeter og borefartøydøgn pr. letebrønn. Gjennom de tre første kvartalene i 1996 var gjennomsnittlig riggrate pr. riggdøgn om lag 400 tusen kroner. For samme tidsrom i 1995 var tilsvarende tall 355 tusen kroner. Kostnader til generelle undersøkelser bidro også sterkt til veksten i leteteknadene pr. påbegynt letehull. Generelle undersøkelser omfatter kostnader knyttet til geologi/geofysikk, seismikk og spesielle studier/kjerneanalyser. Kostnadene til seismikk viste en fordobling fra de tre første kvartalene av 1995 til samme tidsrom i 1996.

Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. Tusen kroner. 1992-1996

2.2 Feltutbygging

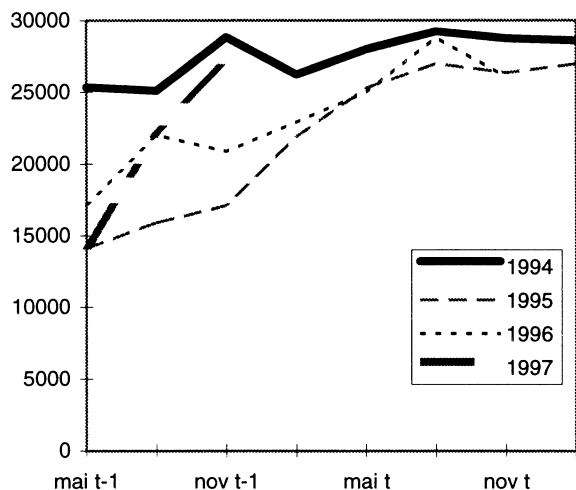
Anslag for 1997

Feltutbyggingsinvesteringene for 1997 anslås i investeringsundersøkelsen for 4. kvartal 1996 til 27,3 milliarder kroner. Dette tallet er hele 31,0 prosent høyere enn tilsvarende anslag for 1996. SSBs feltutbyggingsanslag inkluderer kun vedtatte felt. Det vil trolig bli fattet flere nye vedtak om feltutbygginger som vil bidra til å øke feltutbyggingsanslaget for 1997 gjennom tellingene i 1997. Dette sammen med det høye 1997-anslaget innebærer at det trolig vil bli vekst i feltutbyggingsaktiviteten fra 1996 til 1997. Sammenlignet med anslaget for 1997 gitt i 3. kvartal 1996 økte feltutbyggingsanslaget med 5,1 milliarder kroner. Oseberg Øst er med i tellingen for første gang, og bidrar sterkt til denne utviklingen. Kostnadsøkning ved Åsgard og forserte investeringer på Ekofisk II-utbyggingen forklarer dessuten mye av oppgangen. For enkelte prosjekter forskyves nå også deler av investeringene fra 1996 til 1997.

Både for 1996 og 1997 er andelen av investeringene som går til varer og produksjonsboring høye sammenlignet med det som gjennomgående har vært tilfellet for årene 1990-1995. Vanligvis er vareandelen relativt

Leteteknadene 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 leteteknader, også kostnader til feltevaluering og feltutvikling.

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

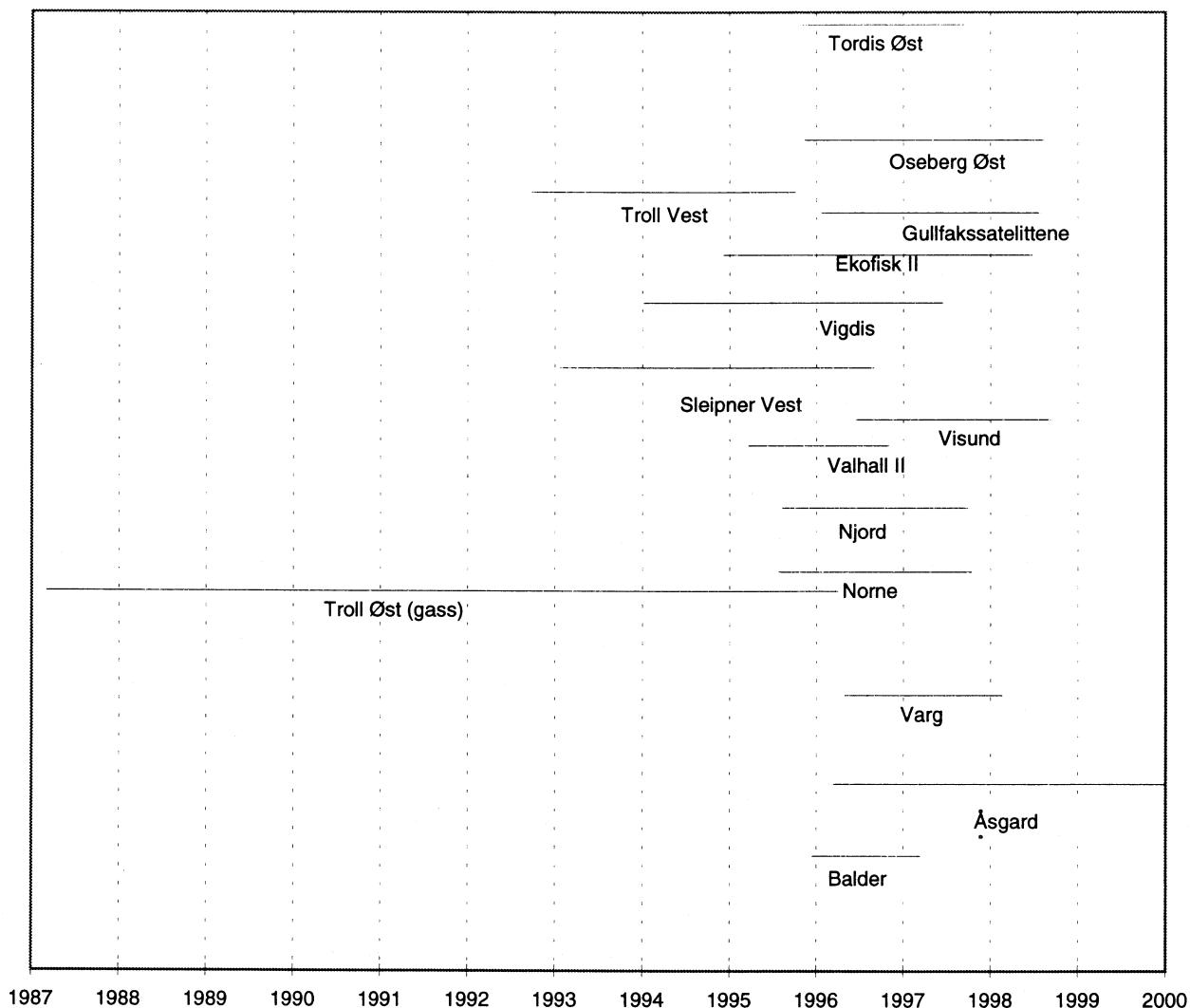


Feltutbyggingsfasen dekker perioden fra utbygging er godkjent av myndighetene og fram til driftsstart. Kostnader til alle typer varer og tjenester som inngår i lisensregnskapet regnes som investeringskostnader, også produksjonsboring, driftsforberedelseskostnader og kostnader påløpt i utlandet.

Følgende prosjekter ble regnet som feltutbygginger i 4. kvartal 1996:

Valhall II	Sleipner Vest	Loke Trias
Troll Øst	Vigdis	Tordis Øst
Troll Vest	Ekofisk II	Visund
Snorre Mod	Balder	Gullfakssatelittene
Njord	Åsgard	Oseberg Øst
Norne	Varg	

Figur 7. Feltutbyggingsprosjekter. Start- og sluttidspunkt



Andel av feltutbyggingsinvesteringer til varer, tjenester og produksjonsboring. 1990-1997. Prosent

	Varer	Tjenester	Produksjonsboring
1990	64,4	28,5	7,1
1991	54,3	40,4	5,2
1992	50,8	41,9	7,4
1993	52,4	39,1	8,5
1994	55,4	35,1	9,5
1995	47,2	44,2	8,6
1996*	59,4	29,2	11,4
1997*	62,4	20,5	17,1

høy når hovedtyngden av feltutbyggingsprosjektene er i byggefasen. Når størstedelen av feltutbyggingene er i start- eller avslutningsfasen er normalt tjenesteandelen relativt stor. For 1996 er størstedelen av feltutbyggingsporteføljen i start- eller avslutningsfasen, mens 1997 preges mer av bygge- og avslutningsaktiviteter. At anslaget for vareandelen er så høyt for disse årene skyldes trolig at gjennomføringstiden for et utbyggingssprosjekt er kortere enn tidligere slik at byggearbeider nå pågår mer parallelt med tjenestepregede aktiviteter og produksjonsboring.

1996

Investeringsanslaget for feltutbygging for 1996 anslås til 26,1 milliarder kroner i 4. kvartalstillingen i 1996. Dette er 0,2 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for 1995. Det ser dermed ut til at aktiviteten knyttet til feltutbygging i 1996 blir på samme nivå som året før. Feltutbyggingsanslaget ble nedjustert med 2,7 milliarder kroner fra tellingen utført i 3. kvartal 1996. Dette skyldes for det første en vesentlig reduksjon i kostnadsanslagene for Sleipner Vest og Norne, samt at en del investeringer ved Tordis Øst forskyves til 1997.

De påløpte investeringene til feltutbygging beløp seg til 6,2 milliarder kroner i 3. kvartal 1996. Dette var en nedgang på 0,2 milliarder kroner fra samme kvartal i 1995. De tre første kvartalene i 1996 var de påløpte feltutbyggingsinvesteringene 18,5 milliarder kroner. Dette var 0,4 milliarder kroner lavere enn i samme tidsrom i 1995. Andelen som går til varer var imidlertid betydelig høyere i 1. - 3. kvartal 1996 (58,4 prosent) enn for tilsvarende periode året før (41,8 prosent). Selv om størstedelen av prosjektene også i 1996 var i start- eller avslutningsfasen, var det noen store prosjekter med sterk byggeaktivitet, blant annet Balder, Ekofisk II, Njord, Visund og Norne. Dette forklarer den omtalte veksten i vareandelen. I 1995 var hovedtyngden av feltutbyggingsprosjektene i start- eller avslutningsfasen.

2.3 Felt i drift**Anslag for 1997**

Anslaget for investeringer i felt i drift for 1997 er i følge investeringsundersøkelsen i 4. kvartal 1996 rekordhøye 9,5 milliarder kroner, en økning på 1,6 mil-

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.

liarder kroner fra tilsvarende tall for 1996. Dette skyldes hovedsakelig oppstarten av flere nye felt gjennom 1996 og planlagt produksjonsstart for flere felt i 1997. Sammenlignet med anslaget gitt i forrige kvartal er det nye anslaget for felt i drift oppjustert med 1,1 milliarder kroner. Dette skyldes først og fremst nye oppgraderingsplaner for Draugen og Troll Vest, arbeider knyttet til en rørledning på Osebergfeltet, og økning i antall planlagte produksjonsbrønner ved Statfjord og Troll Vest.

1996

Investeringene for felt i drift er i 1996 anslått til hele 9,0 milliarder kroner. Dette er en oppgang på 1,8 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende tall for året før. Denne oppgangen har flere forklaringer. For det første har det vært produksjonsstart ved flere felt siden september 1995, blant annet ved de større feltene Troll Vest, Heidrun og Sleipner Vest. I tillegg har det vært en økning i antall brønner som bores, og enkelte felt har av den grunn store investeringer i forbindelse med oppgradering av plattformene. Oljedirektoratet opplyser at det har blitt boret rekordmange utvinningsbrønner i 1996 (111 pr. 31. oktober 1996), og nivået i 1996 vil trolig bli høyere enn i det tidligere toppåret 1994. Det ble da i alt boret 120 utvinningsbrønner. Utvinningsboring omfatter boring i utbyggings- og driftsfasen.

Påløpte investeringer i 3. kvartal 1996 var 2,7 milliarder kroner, en økning på 1,1 milliarder kroner fra samme periode året før. For de tre første kvartalene i 1996 var de påløpte investeringene 6,6 milliarder kroner, mot 5,3 i samme tidsrom i 1995. Det er liten endring i andelen av investeringene som går til varer, tjenester og produksjonsboring mellom disse to periodene. I 1. - 3. kvartal 1996 var 74,2 prosent av investeringene til felt i drift knyttet til produksjonsboring. Dette er kostnader forbundet med å opprettholde og øke petroleumsproduksjonen.

2.4 Landinvesteringer**Anslag for 1997**

1997-anslaget for landinvesteringene er i følge 4. kvartalstillingen i 1996 0,7 milliarder kroner lavere enn tilsvarende 1996-tall. Dette skyldes for det meste at utbyggingen av Troll-terminalen fullføres i 4. kvartal 1996. Det siste 1997-anslaget viser imidlertid en oppgang på 0,5 milliarder kroner fra forrige investerings-

undersøkelse, mye på grunn av at Åsgard-terminalen nå er med i tellingen. Landinvesteringene omfatter investeringer knyttet til mottaksterminaler, kontorer og baser.

1996

Anslaget for landinvesteringer er i 4. kvartal 1996 registrert til 2,1 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 2,0 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende tall for 1995. Nedgangen i landinvesteringene skyldes reduserte investeringer ved Troll-terminalen fra 1995 til 1996.

2.5 Rørtransport

Anslag for 1997

Anslaget for rørinvesteringene i 1997 er 5,8 milliarder kroner. Dette er 1,8 milliarder kroner lavere enn tilsvarende 1996-tall. Lavere rørinvesteringsanslag for 1997 enn for 1996 skyldes hovedsakelig at utbyggingen av Haltenpipe fullføres i 4. kvartal 1996 og reduserte investeringer ved Zeepipe fase IIB som nå er inne i en slutfase. Haltenpipe fører gass fra Heidrun-feltet til Tjeldbergodden på Nordmøre. Gassen vil inngå som råstoff i produksjonen av metanol. Det har aldri tidligere blitt ilandført gass nord for 62. breddegrad. Haltenpipe ligger på dyp helt ned til 350 meter, og det er første gang i verden at det er skjøttet rør på mer enn 300 meters dyp. Oppjusteringen i røranslaget for 1997 fra forrige kvartalstilling på 1,2 milliarder kroner skyldes først og fremst at røret mellom Åsgard-feltet på Haltenbanken og Kårstø-terminalen nå er med i tellingen.

1996

Rørinvesteringene anslås nå til 6,3 milliarder kroner i 1996. Dette er om lag uendret fra anslaget for året før registrert i 4. kvartal 1995. Rørinvesteringsanslaget er nedjustert med 0,2 milliarder kroner fra forrige telling. Dette skyldes hovedsakelig reduserte investeringsanslag ved Norfra og Zeepipe fase IIB. For det sistnevnte røret skyldes dette trolig forsinkelsen i leggingen. Zeepipe fase IIB vil likevel være klart til planlagt leveransestart 1. oktober 1997. Norfra-røret skal være klart til forpliktete gassleveranser 1. oktober 1998.

3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

Den månedlige produksjonsstatistikken viser at produksjonen av råolje og naturgass var 162,7 mtoe i perioden januar til oktober i 1996. Sammenlignet med tilsvarende periode i 1995 er dette en økning på 17,2 prosent.

3.1 Råolje

Den samlede produksjonen av råolje, inkludert kondensat og NGL, var i de ti første månedene i 1996

130,2 mtoe. Dette er en økning på 14,8 prosent fra tilsvarende periode i 1995. Produksjonen tilsvarer gjennomsnittlig 3,19 millioner fat pr. dag.

Store deler av produksjonsøkningen fra 1995 til 1996 kan forklares med produksjonen fra feltene Troll Vest og Heidrun, som i de ti første månedene av 1996 var det femte og sjette største feltet på sokkelen. De startet produksjonen henholdsvis i september og oktober i 1995, og hadde i oktober 1996 en gjennomsnittlig dagproduksjon på henholdsvis 265 000 og 242 000 fat. Feltenes opprinnelige platånivå på 220 000 fat pr. dag er oppjustert til om lag 250 000 fat pr. dag. Med platånivå menes den optimale produksjonen ved et olje- eller gassfelt.

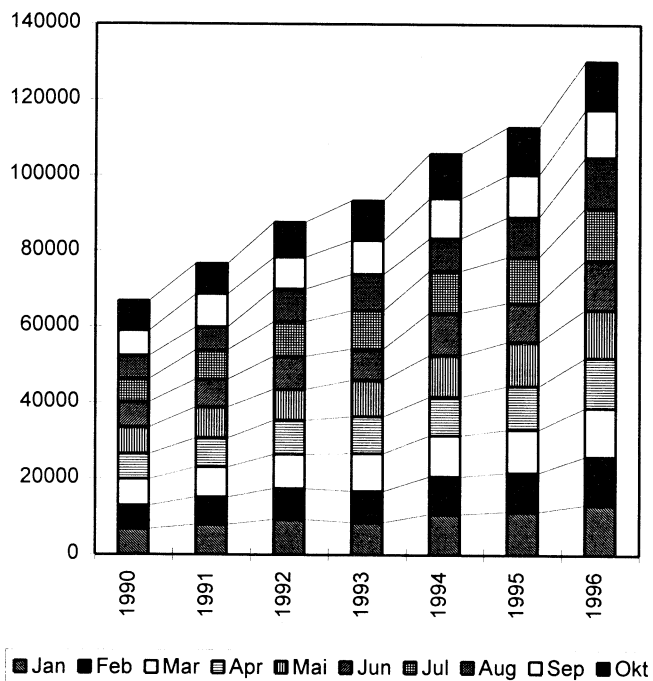
De små og mellomstore feltene står for en stadig større andel av totalproduksjonen på norsk sokkel. De fire store feltene Ekofisk, Statfjord, Gullfaks og Oseberg hadde de ti første månedene i 1996 en produksjonsandel på 52,5 prosent, en nedgang på 12,3 prosentpoeng fra tilsvarende periode i 1995. I 1993 var denne produksjonsandelen på hele 78,4 prosent.

Oseberg var de ti første månedene i 1996 det mestproduserende feltet på norsk sokkel med en gjennomsnittlig produksjon pr. dag på 507 000 fat. Oseberg var det eneste av de fire store feltene som viste en produksjonsoppgang sammenlignet med tilsvarende periode året før (opp 1,2 prosent). Gullfaks, Ekofisk og Statfjord hadde en nedgang i produksjonen på til sammen 10,4 prosent fra januar - oktober 1995, hvorav Statfjord sto for størsteparten (ned 15,7 prosent). Når det gjelder Gullfaks, som var det nest største feltet på sokkelen de ti første månedene i 1996, ble imidlertid produksjonen i oktober 1996 halvert grunnet revisjonsstans. Oktober var derimot den beste produksjonsmåned for Ekofisk-feltet med en produksjon på 323 000 fat pr. dag. For felt utenom de fire største viste Valhall, Draugen, Sleipner Øst, Tordis og Statfjord Nord alle en produksjonsøkning på over ti prosent sammenlignet med tilsvarende periode i 1995. De feltene som har vist sterkest nedgang i produksjonen er Ula, Veslefrikk og Gyda.

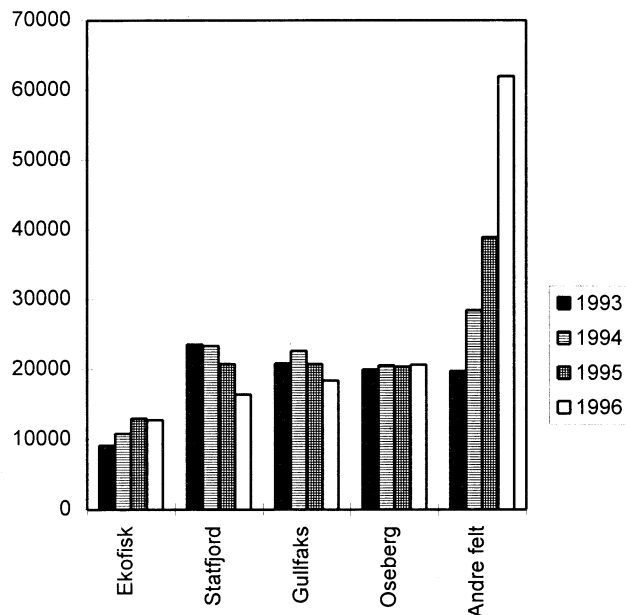
Produksjonen var i september og oktober lav sammenlignet med gjennomsnittet de første åtte månedene i 1996. Dette skyldes at det var stans i produksjonen på flere felt. I tillegg til Gullfaks ble blant annet Heidrun i september nedstengt på grunn av revisjonsstans og produksjonen ble redusert med over 130 tusen fat pr. dag. Likeledes ble produksjonen mer enn halvert på Tordis i oktober grunnet produksjonsstans.

IEA anslår produksjonen på norsk sokkel til å øke til 3,56 millioner fat pr. dag i november 1996 og 3,63 millioner fat pr. dag i desember 1996. Anslaget bygger på en fortsettelse av den økende produksjonen på Ekofisk, og at det er full kapasitetsutnyttelse uten stans på

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



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



grunn av vedlikehold. IEA anslår videre den norske produksjonen i 1997 til 3,46 millioner fat pr. dag.

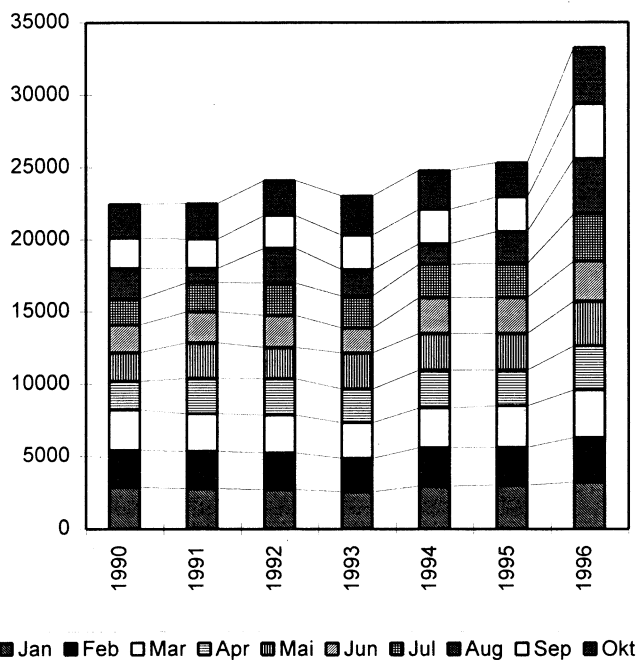
3.2 Naturgass

SSBs månedlige produksjonsstatistikk viser at den samlede produksjonen av naturgass var 32,5 milliarder Sm^3 i perioden januar til oktober i 1996. Dette tilsvarer en økning på 28,5 prosent fra tilsvarende produksjonsperiode året før.

Den relativt store økningen skyldes produksjonen ved Sleipner Øst og Troll Øst som viste en økning på 2,2 og 3,2 milliarder Sm^3 . Troll Øst ble offisielt åpnet 19. juni 1996, og produserte i oktober 1996 1,1 milliarder Sm^3 , noe som kvalifiserer til en førsteplass på rangeringen over mestproduserende felt denne måneden. Også Heimdal viste en økning i produksjonen de ti første månedene i 1996 sammenlignet med tilsvarende periode i 1995 (opp 1,5 milliarder Sm^3 eller 58,1 prosent).

Ekofisk var fortsatt det mestproduserende gassfeltet på norsk sokkel i perioden januar - oktober 1996, med en produksjon på 8,1 milliarder Sm^3 . Produksjonen viste imidlertid en nedgang på 4,1 prosent fra tilsvarende periode i 1995. Sleipner Øst, som var det nest største feltet, viste en produksjonsøkning på 56,9 prosent til 6,2 milliarder Sm^3 sammenlignet med 1995-tallene. Dermed ble forskjellen mellom de største gassproduzentene betydelig redusert. Det er imidlertid ventet at Troll Øst fra og med 1997 vil innta plassen som det

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



mestproduserende gassfeltet på norsk sokkel. Gassfeltet Troll har en levetid på over 50 år, og kapasitet til å produsere mer gass enn det som foreløpig er kontraktfestet for salg, og som det pr. i dag er kapasitet nok til å eksportere. I 1996 er det forpliktet salg for om lag 17 milliarder Sm^3 under Troll-avtalene, med leveranser til

seks forskjellige land. Etter årtusenskiftet kan volumet øke til 45 milliarder Sm³. De første leveransene under Troll-avtalene er blitt levert fra andre felt i Nordsjøen siden 1. oktober 1993.

Norge er i forhandlinger med flere land om fremtidige gassleveranser, og nye gasskontrakter kan bli realisert de kommende månedene. Den som har kommet lengst er kontrakten med tsjekkiske Transgas. Den kommersielle kontrakten er inngått, men det har oppstått politiske komplikasjoner. Den tsjekkiske regjering deler Transgas' ønske om å diversifisere leveransene, men er usikre på hvordan den norske kontakten vil virke inn på reforhandlingene av de russiske kontraktene som er forestående i nærmeste fremtid. Russland har til nå vært eneleverandør av gass til Tsjekia. Forbruket i Tsjekia er i dag om lag 7,0 milliarder Sm³ i året, og ventes fordoblet innen år 2010, når det blant annet skal erstatte kull. Tsjekkiske myndigheter kan være interessert i å utsette kontrakten til etter reforhandlingene med russiske Gazprom. Det norske gassforhandlingsutvalget (GFU) er også i forhandlinger med italienske SNAM. Her dreier det seg om leveranser av om lag 6,0 milliarder Sm³ fra år 2000. Videre er det muligheter for kontrakter for levering av 2,0 milliarder Sm³ til Danmark, 1,0 milliarder Sm³ til VNG i Tyskland og muligens 3,0 milliarder Sm³ til Spania.

I tillegg kan det komme til enighet med Storbritannia om gassleveranser via Friggørledningen.

GFU har også i det siste hatt et innledende forhandlingsmøte med det polske nasjonale gasselskap (POGC), som vil trenge gass i løpet av et par år. Forbruket er i dag om lag 11,0 milliarder Sm³, men er forventet å stige til 25,0 milliarder innen år 2000. Polens kontakt med norsk gass bunner i et ønske om diversifisering av leveranser, i og med at Russland er eneleverandør i dag.

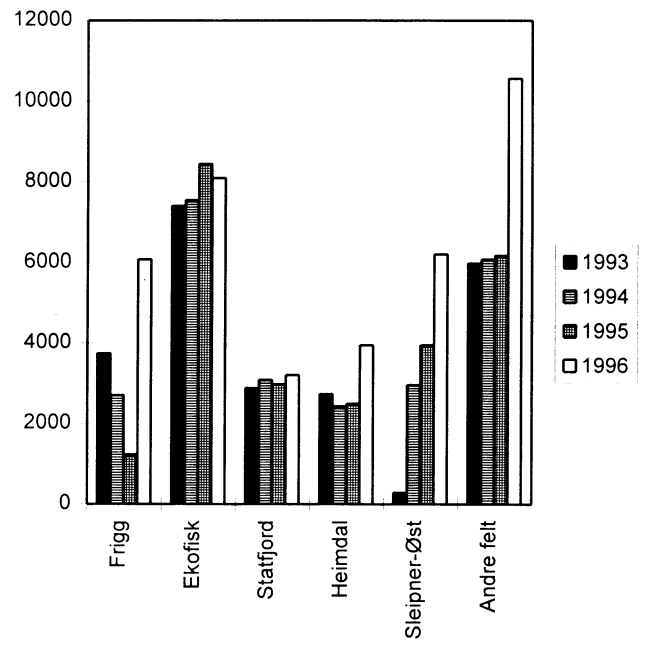
4. Markedet

Prisutviklingen på Brent Blend

Den gjennomsnittlige spotprisen for referanse kvaliteten Brent Blend var 20,28 dollar pr. fat i perioden januar - november i 1996. Med en gjennomsnittlig dollarkurs på 6,47 kroner pr. dollar de første ti månedene i 1996, tilsvarer dette en pris på 131,3 kroner pr. fat. Til sammenligning var den gjennomsnittlige spotprisen for samme periode i 1995 16,89 dollar pr. fat, det vil si en økning på 20,1 prosent.

I begynnelsen av 1996 var prisen nede i 16,60 dollar pr. fat, og gjennom 1996 har oljeprisene vist store variasjoner. Dette skyldes flere faktorer. For det første var det i 1996 en særdeles kald vinter både i USA og Europa, noe som medførte en økt etterspørsel og sterkt

Figur 11. Samlet produksjon av naturgass etter felt. Januar - oktober. 1000 Sm³. 1993-1996



prispress. Videre har urolighetene i Midtøsten og usikkerheten om Iraks inntreden på eksportmarkedet medført svingninger i prisene. Den 10. desember 1996 opphevet FN det seks års gamle forbudet mot Irakisk oljeeksport. Denne avtalen ble allerede inngått i mai i 1996, men har blitt utsatt fordi Irak tidligere ikke oppfylte vilkårene. Irak skal kunne eksportere olje for en verdi av 2,0 milliarder dollar hvert halvår, og bruke inntektene til mat, medisiner og andre varer befolkningen har behov for. Åpningen av Irakisk eksport medførte en svekket oljepris, og Brent Blend ble samme dag notert til 24,14 dollar pr. fat, et fall fra oppunder 26,0 dollar pr. fat. De fleste oljeanalytikere mener imidlertid det er lite trolig at denne avtalen vil medføre langsiktig svekking av prisene. Gjennom 1996 har det blitt stadig sterkere fokusert på markedsbalansen og varelagerreserver. Det er et sterkt økende forbruk av råolje, spesielt i Asia, og dersom ikke tilbudet er tilstrekkelig til å dekke denne etterspørselen, vil vi få en tæring på allerede lave lagerreserver. Det var derfor stor spenning knyttet til OPEC-møtet i Wien i slutten av november 1996, hvor kvantum og priser stod på dagsordenen. Der ble det besluttet å fastholde dagens kvoter på til sammen 25,033 millioner fat pr. dag, hvor det ble tatt høyde for en eksport fra Irak på om lag 500 tusen fat pr. dag. Med lagre som er de laveste på flere år, stigende etterspørsel, en oljepris på over 24 dollar fatet og lave vintertemperaturer, er det lite trolig at OPEC vil se på medlemslandenes overproduksjon som et stort problem. Derimot kan denne overproduksjonen være nødvendig for å unngå et overopphetet marked.

Produksjonen

Det internasjonale energibyrået IEA anslår den totale produksjonen på verdensbasis i oktober 1996 til 72,9 millioner fat pr. dag, en økning på 0,9 millioner fat pr. dag fra måneden før. Hovedforklaringen til denne økningen er stigende produksjon i Nordsjøen, Kina og Latin-Amerika, hvor den prosentvise økningen var henholdsvis 5,8, 4,3 og 2,2 prosent fra september til oktober 1996.

OPEC sin produksjon overgikk i oktober 26 millioner fat pr. dag for første gang siden 1980. Dette skyldes hovedsakelig økt produksjon i Indonesia og Nigeria, som viste en økning på henholdsvis 70 000 og 50 000 fat pr. dag fra forrige måned.

Verdens gjennomsnittlige produksjon av råolje var 1. - 3. kvartal 1996 på 71,5 millioner fat pr. dag. Dette er en økning på 1,8 millioner fat pr. dag fra tilsvarende periode i 1995.

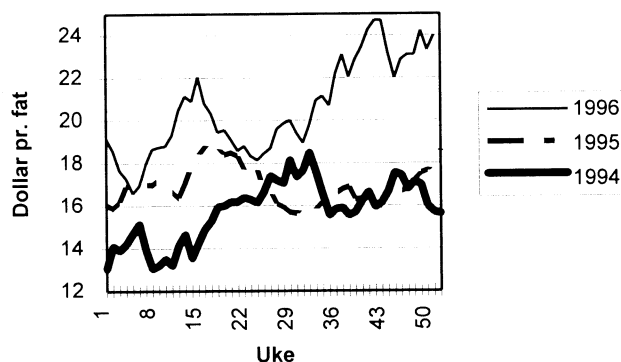
IEA anslår at produksjonen av råolje utenfor OPEC vil stige fra 43,7 millioner fat pr. dag i 1996 til 45,6 millioner fat pr. dag i 1997.

Etterspørselen etter olje

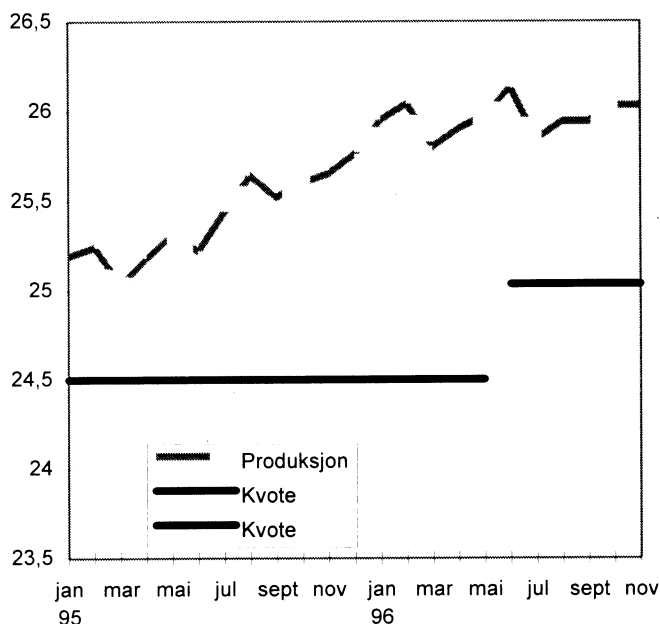
I følge IEA var den totale etterspørselen fra 1. - 3. kvartal 1996 71,1 millioner fat pr. dag, en økning på 1,6 millioner fat pr. dag fra tilsvarende periode i 1995. Det er hovedsakelig Nord-Amerika og Asia som bidrar til denne økningen. Her viste etterspørselen en økning på henholdsvis 0,6 og 0,5 millioner fat pr. dag i den respektive perioden. Spesielt i Asia er veksten i energi- etterspørselen forventet å vedvare grunnet den økonomiske veksten.

IEA anslår etterspørselen i 1997 til 73,7 millioner fat pr. dag. Dette er 1,9 millioner fat pr. dag høyere enn anslaget for 1996. Det høye anslaget bygger på antakelsen om at forbruket i Russland er i ferd med å snu, slik at etterspørselen i dette markedet vil øke i 1997.

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



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



Substantial growth in oil investments in 1997

The overall estimate for investment costs in the oil sector in 1997 is NOK 51.5 billion according to the survey made in the 4th quarter 1996. This is NOK 6.9 billion higher than the corresponding figure for 1996. The higher figure is mainly explained by the expected rise of NOK 6.5 billion in investments in field development. However, the estimates for exploration and fields on stream are also higher than the 1996 estimates.

The estimate for investments in field development in 1997 is NOK 27.3 billion. This is 31 per cent higher than the corresponding estimate for 1996. Together with the prospect that new field development projects will be approved in the 4th quarter 1996 and during 1997, this indicates that there will probably be a substantial increase in field development activity from 1996 to 1997.

The estimate for investments in field development in 1997 rose by NOK 5.1 billion from the previous survey. The Oseberg East field is included in the survey for the first time, and investments here account for a large proportion of the increase. Rising costs on the Åsgard field and a higher rate of investment in the Ekofisk II project in 1997 also explain much of the overall rise in investments. For certain projects, some investments have been postponed from 1996 to 1997.

Investments in exploration activities

The estimate for investments in exploration activities in 1997 is NOK 7.8 billion, which is NOK 1.3 billion higher than the corresponding figure for 1996. This suggests that the level of exploration activity will rise this year. Several of the operators have stated that some of the exploration activity originally planned for the last six months of 1996 will be postponed until 1997.

The estimate for investments in fields on stream for 1997 is now NOK 9.5 billion, which is a new record and NOK 1.6 billion higher than the corresponding figure for 1996. This is mainly because several new fields came on stream in 1996 and production will start on several more in 1997. The new estimate is NOK 1.1 billion higher than that made in the previous quarterly survey. The rise is mainly due to plans to upgrade Draugen and Troll West, work in connection with an oil pipeline on the Oseberg field and a rise in the number of planned production wells on Statfjord and Troll West.

The new 1997 estimate for terminals, offices and bases is NOK 0.7 billion lower than the corresponding 1996 figure, because construction of the Troll terminal will be completed in the 4th quarter 1996. However, the most recent 1997 estimate is NOK 0.5 billion higher than that made in the previous quarterly survey, mainly because the Åsgard terminal is now included.

Investments in the pipeline transport sector

The estimate for investments in the pipeline transport sector in 1997 is NOK 1.8 billion lower than the corresponding figure for 1996. This is mainly because construction of Zeepipe phase IIB and Haltenpipe will soon be completed. The rise in the estimate for investments in the pipeline transport sector from the previous quarter is mainly due to the inclusion of the pipeline between the Åsgard field on Haltenbanken and the Kårstø terminal in the survey.

Investments in 1996

The overall estimate for investment costs in the oil sector in 1996 is NOK 49.4 billion according to the survey made in the 4th quarter 1996, which is NOK 0.2 billion higher than the corresponding figure for 1995. The overall estimate has been reduced by NOK 2.6 billion since the previous quarter. The largest reduction, NOK 2.7 billion, was in the estimate for investments in field development. This is explained by a substantial reduction in the estimate of the costs for Sleipner West and Norne and by the postponement of some investments in Tordis East until 1997.

Investments in fields on stream in 1996 were estimated at NOK 9.0 billion, which is NOK 1.9 billion higher than the corresponding figure for 1995. There are several explanations for this. Firstly, several fields have come on stream since September 1995, including Troll West, Heidrun and Sleipner West, which are all large fields. In addition, the number of wells drilled has risen, and major investments have therefore been necessary on some fields in connection with upgrading of the platforms.

The new estimate for exploration costs in 1996 is NOK 5.9 billion, which is NOK 0.7 billion higher than the corresponding figure for 1995. This may indicate that investments in exploration activities will be higher in 1996 than in 1995. The estimate for the 4th quarter 1996 is NOK 2.1 billion, while the corresponding estimate for exploration costs in the 4th quarter 1995 was NOK 1.8 billion.

The estimate for investments in onshore activities in 1996 is NOK 2.0 billion lower than the corresponding figure for 1995. This drop is explained by a reduction in investments in the Troll terminal from 1995 to 1996.

Tabell 1. Felt i produksjon. 30. november 1996 *Fields on stream. 30 November 1996*

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ³	Murchison ⁴	Valhall	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1986
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	Elf	Statoil	Mobil	Amoco	Elf
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	69	116
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	505,1	-	498	12,7	94	6,8
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	40,6
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	207,4	-	128,5	1,4	57,9	2
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	7,6
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	318	28	148	..	69	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	138	13	77	..	31	8
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	1
Type <i>Type</i>	14 stål, 1 betong- plattform 14 steel, 1 concrete platform	4 stål, 3 betong- plattformer 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	1 stål- plattform 1 steel platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøyelaster Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas pipeline to Kårstø</i>	Olje i rør via Brent to Sullom Voe <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe</i>	Olje og gass i rør til Ekofisk <i>Oil and gas pipeline to Ekofisk</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	-	-	-	-	20
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	ca 79,0	ca 24 ⁸	ca 72,5 ⁸	ca 3,7	ca 20,0	ca 13,3 ⁸

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: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60,82 per cent.*

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

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

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

⁶ Pr. 30. november 1996. *As of 30 November 1996.*

⁷ Pr. 31. desember 1995. *As of 31 December 1995.*

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet

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

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 30. november 1996 *Fields on stream. 30 November 1996*

	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten G.	Oseberg	Veslefrikk
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1986	1987	1988	1988	1988	1989
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1976	1978	1971	1977	1979	1981
Operatør <i>Operator</i>	BP	Statoil	Elf	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	72	142-217	100	70	110	175
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	69,1	308,7	-	3,8	325	54,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,5	-	0,6	-	1
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	3,6	21,9	9,3	9,5	90,9	2,7
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	17,3	134,3	-	0,4	159,2	31,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,5	1,2	-	0,1	-	0,3
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	0,2	10,1	0,8	1,6	90,9	1,9
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	27	142	5	7	104	27
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	10	74	2	6	39	12
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	3	3	-	-	3	2
Type <i>Type</i>	3 stål- plattformer <i>3 steel platforms</i>	3 betong- plattformer <i>3 concrete platforms</i>	Havbunns- installasjoner <i>Subsea installation</i>	Havbunns- installasjoner <i>Subsea installation</i>	2 stål, 1 betong- plattform <i>2 steel, 1 concrete platform</i>	Flytende platt- form med bunn- fast brønnhode- plattform i stål <i>Floating platform with steel jacket</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Ekofisk <i>Oil pipeline to Ekofisk</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Gass i rør til Frigg <i>Gas pipeline to Frigg</i>	Gass og kon- densat i rør til Ekofisk via Edda. <i>Gas and cond- ensate in pipe- line to Ekofisk via Edda</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>	Olje via Oseberg til Sture Gass via Statpipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	73	1,46	42,38	50,8	37
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	ca 13,6	69,4	ca 2,8 ⁸	3,2	46	ca 9,7

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 30. november 1996 *Fields on stream. 30 November 1996*

	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre	Sleipner Øst	Draugen
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1990	1991	1992	1993	1993
Oppdaget <i>Year of discovery</i>		1980	1988	1981	1984
Operatør <i>Operator</i>	Amoco	BP	Saga	Statoil	Shell
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	65	300-350	82	270
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	9,3	32,1	189,2	-	94,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	1,9	5,5	26	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	2,3	4,8	10,1	41	5,4
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	4,3	12,9	159,5	-	83,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	0,9	4,5	19,1	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	1,3	2,3	8,8	31	4,7
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled ⁶</i>	13	34	35	19	15
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	12	19	12	6
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Strekstags- plattform i stål <i>Tension Leg Platform (TLP), steel</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>	Bunnfast betonginn- retning med integret dekk <i>Concrete subsea system with integrated deck</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipe- line to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside Gass, Emden via Ekofisk senter <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.</i>	Olje, gass i rør til Statfjord <i>Oil, gas in pipe- line to Statfjord</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø Gass i rør til Emden via Ekofisk og til Zeebrügge <i>Condensate piped to Teesside via Kårstø Gas piped to Emden via Ekofisk and to Zeebrügge.</i>	Bøvelasting av olje <i>Loading buoys for oil</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	30	31,4	29,6	57,88
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK ⁷</i>	1,1	ca 10,5	22	ca 23,5 ⁸	14,7 ⁸

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 30. november 1996 *Fields on stream. 30 November 1996*

	Brage	Tordis	Lille Frigg	Statfjord Øst	Heidrun	Statfjord Nord
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1994	1994	1994	1995	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1980	1987	1975	1976	1985	1977
Operatør <i>Operator</i>	Hydro	Saga	Elf	Statoil	Conoco	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	137	140 - 230	120	180	ca.350	290
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	46,2	29,6	1,7	24,7	133	27,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,8	0,7	-	-	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	2	2	4,2	3	49	1,9
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	33,6	23,7	0,9	20,9	133	25,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,6	0,5	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	1,5	1,6	3	2,8	49	1,8
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	28	10	4	11	20	8
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	14	5	1	6	10	5
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Bunnfast plattform i stål <i>Steel- Platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>	Flytende be- tongplattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea Production</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør via Oseberg til Sture <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture</i>	Rørledning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gullfaks C</i>	Rørledning til Frigg <i>Pipeline to Frigg</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Bøyelasting av olje <i>Loading byous for oil</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	8,3	51	-	40,5	65	30
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK⁷</i>	9,6	ca. 3,8 ⁸	3,8	3,78	28	4,18

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 30. november 1996 *Fields on stream. 30 November 1996*

	Frøy	Troll Vest	Yme	Troll Øst	Sleipner Vest
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1995	1996	1996	1996
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1983	1987	1979	1974
Operatør <i>Operator</i>	Elf	Hydro	Statoil	Shell	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	120	300 - 340	ca. 90	300-400	110
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	15,8	144	10,4	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	-	-	30	33,7
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	3,2	76,4	-	1286	127
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves ⁵</i>					
Olje. Mill.Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	14,9	144	10,4	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	-	-	30	33,7
Gass. Milliard Sm ³ <i>Gas. Billion Sm³</i>	3	76,4	-	1286	127
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled ⁶</i>	12	31	6	19	6
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	14	-	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	2
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong- plattform <i>Floating concrete- platform</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup Platform</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behandlings- plattform <i>Steel wellhead- platform, unmanned processing- platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus Oljerørledning til Oseberg <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus Oil to Oseberg</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Gass/kondensat i rør til Kollsnes/Sture Gass til Zee- brugge via Zeepipe <i>Gas/condensat piped to Kollsnes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>	Gass i rør til Emden og Zeebrügge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	41,616	62,7	30	62,7	32,37
Investeringer. Mrd. kroner ⁷ <i>Investments. Bill. NOK ⁷</i>	5,9	198	0,8	358	19,2

Tabell 2. Felt under utbygging. 30. november 1996 *Fields under development. 30 November 1996*

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

¹ Pr. 31. desember 1995¹ *As of 31 December 1995*² Pr. 30. november 1996² *As of 30 November 1996*³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1995-kroner.³ *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1995 NOK.*

Kilde: Nærings- og energidepartementet, Oljedirektoratet

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

Tabell 2 (forts.). Felt under utbygging. 30. november 1996
Fields under development. 30 November 1996

	Visund	Gullfaks-sat. ⁴	Varg	Åsgard	Oseberg Øst
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1998	1998	1998	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1986	1978	1984	1981	1979
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Saga	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	135	84	240-300	160
Salgbare reserver ¹ <i>Recoverable reserves¹</i>					
Olje. Mill. Sm ³ <i>Oil. Million Sm³</i>	48,4	39	5,3	123	23,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	9,3	-	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm ³ <i>Gas. 1 000 Million Sm³</i>	56,4	60,5	10,7	232	1
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	-	-	-	-	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	4,9	6,1	2,7	10,9	...
Gass. Mrd. Sm ³ /år <i>Gas. Billion Sm³/year</i>	6,6	-	-	12	...
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	2	2	1
Type <i>Type</i>	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A <i>Subsea connection to Gullfaks A</i>	Produksjons- skip og brønn- hodeplattform. <i>Production ship and well- head platform.</i>	Prod.skip for oljefasen, Semi for gassfasen <i>Prod. ship, oil phase. Semi, gas phase.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gassen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	49,6	73	30	46,9	45,4
Antatte investeringer Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	7,3	6,5	3,2	36	3,3

⁴ Inkluderer Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig

⁴ Includes Gullfaks Sør, Rimfaks and Gullveig

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

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

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

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

² 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, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 and Norwegian Oil 15 per cent).

³ Norsk andel på 60,82% av Frigg og 85,24% av Statfjord.

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

³ Gjelder blokk 25/1 og 25/2 i utvinningstillatelse 024. Rettighetshavere for Øst-Frigg er Elf Petroleum Norge A/S 37,23, Norsk Hydro 32,11, Total Norge A/S 20,23 og Statoil 10,43.

³ Covers the blocks 25/1 and 25/2 in licence no 024. The licensees of Øst-Frigg are Elf Petroleum Norge A/S 37,23, Norsk Hydro 32,11, Total Norge A/S 20,23 and Statoil 10,43.

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

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

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

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

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

	1991	1992	1993	1994	1995	Anslag ¹ Estimates ¹ 1996	Anslag ¹ Estimates ¹ 1997
I alt Total	43 065	49 512	57 579	54 653	48 583	49 412	51 490
Utvinning av råolje og naturgass i alt Total oil and natural gas production	37 693	44 785	50 886	46 042	42 496	43 124	45 683
Leting Exploration	8 141	7 680	5 433	5 011	4 647	5 888	7 818
Feltutbygging Field development	22 262	28 863	35 209	28 584	26 961	26 077	27 312
Varer <i>Commodities</i>	12 091	14 654	18 434	15 822	12 726	15 478	17 030
Tjenester <i>Services</i>	9 004	12 082	13 769	10 141	11 919	7 618	5 604
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 167	2 127	3 006	2 721	2 316	2 981	4 678
Felt i drift Fields on stream	5 232	5 075	6 306	6 753	6 949	9 037	9 475
Varer <i>Commodities</i>	716	661	600	655	651	1 073	885
Tjenester <i>Services</i>	1 113	717	547	525	971	1 339	1 706
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	3 403	3 698	5 159	5 573	5 327	6 625	6 885
Landvirksomhet² Onshore activities²	2 058	3 167	3 937	5 694	3 940	2 122	1 077
Rørtransport Pipeline transport	5 372	4 727	6 693	8 611	6 086	6 287	5 807

¹ Registrert 4. kvartal 1996. ¹ Registered 4th quarter 1996.

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

Tabell 5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1988-1995. Mill.kr *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1988-1995. Million kroner*

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL	4 151	5 007	5 137	8 136	7 680	5 434	5 011	4 647
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	532	456	372	1 023	1 006	1 136	1 536	683
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	257	246	215	381	334	572	518	378
Seismikk <i>Seismic</i>	171	171	158	611	629	524	981	273
Spesielle studier <i>Special studies</i>	104	38	-1	31	44	40	38	33
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	458	413	515	849	363	585	655	768
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	82	255	333	485	246	362	363	320
Feltutvikling <i>Field development</i>	363	201	147	348	105	216	288	446
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	-	-60	-	-	-	-	-	-
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	13	17	34	16	12	7	4	1
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	582	684	634	957	1 160	845	1 093	1 068
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	161	188	166	239	446	308	269	287
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	213	272	167	343	332	96	345	294
Arealavgift <i>Area fee</i>	162	173	174	329	314	423	456	464
NIFO/NOFO <i>NIFO/NOFO</i>	45	51	126	46	68	18	23	22
UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING	2 578	3 456	3 616	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	767	974	1 008	1 912	1 846	1 108	706	742
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	661	872	882	1 769	1 658	975	530	631
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	106	102	126	143	188	133	176	112
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	317	432	472	661	569	345	214	206
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	139	147	168	211	181	140	60	56
Båter <i>Vessels</i>	178	284	304	450	388	205	154	150
Varer <i>Commodities</i>	453	612	744	925	616	407	313	368
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	184	311	340	367	313	180	135	129
Sement <i>Cement</i>	46	37	51	84	59	38	27	35
Boreslam <i>Drilling mud</i>	85	102	166	170	123	91	87	95
Drivstoff <i>Fuel</i>	69	81	93	128	108	60	32	36
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	47	53	58	93	66	29	27	62
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	22	27	36	82	-53	11	5	11
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	1 041	1 438	1 392	1 809	2 119	1 009	493	812
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	72	96	109	115	137	64	50	52
Sementtjenester <i>Cement services</i>	28	70	41	54	39	25	11	17
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	46	334	138	135	110	45	58	54
Logging <i>Logging</i>	91	136	198	262	234	166	83	102
Testing <i>Testing</i>	93	91	114	143	176	101	67	98
Dykking <i>Diving</i>	30	74	44	53	52	24	16	18
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	88	98	97	124	95	57	17	61
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	594	538	650	923	1 277	526	192	409

Tabell 6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981 - 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981 - 1996. Million kroner*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133
1982	5 519
1983	5 884	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	5 721	1 209	988	1 226	1 224
1996	...	1275	1082	1 388	...

Tabell 7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1994 - 3. kvartal 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1994 - Q 3 1996. Million kroner*

	1994		1995			1996		
	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	1 047	1 209	988	1 226	1 224	1 275	1 082	1 388
UNDERSØKELSESBORING <i>EXPLORATION DRILLING</i>	362	384	458	614	672	545	490	745
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	134	107	119	288	229	218	185	250
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	94	84	106	230	210	196	164	229
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	41	23	13	58	18	22	21	21
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	32	27	47	78	54	52	44	70
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	7	8	14	16	18	11	8	16
Båter <i>Vessels</i>	25	19	33	62	36	42	35	54
Varer <i>Commodities</i>	52	77	73	93	124	93	66	105
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	22	36	31	35	27	48	29	51
Sement <i>Cement</i>	3	11	8	9	7	8	5	6
Boreslam <i>Drilling mud</i>	18	15	18	22	39	17	20	36
Drivstoff <i>Fuel</i>	5	8	8	12	8	8	1	10
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	4	6	4	13	40	5	9	4
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	-	-	4	2	4	6	2	- 1
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	143	173	218	155	266	182	196	320
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	14	8	13	19	12	3	12	51
Sementtjenester <i>Cement services</i>	2	2	5	5	5	4	4	11
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	11	20	-	-	23	- 1	4	51
Logging <i>Logging</i>	20	18	20	39	25	35	20	35
Testing <i>Testing</i>	17	1	6	28	64	55	36	57
Dykking <i>Diving</i>	3	4	1	7	7	7	7	4
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	1	2	8	13	38	- 16	4	11
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	76	118	166	33	92	96	108	99
GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION	343	119	189	182	193	129	335	365
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	111	92	62	95	129	110	143	101
Seismikk <i>Seismic</i>	216	22	119	81	50	12	178	256
Spesielle studier <i>Special studies</i>	15	5	8	5	14	6	14	8
FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT	179	163	195	254	156	68	95	88
ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS	163	543	146	175	203	533	162	191
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	65	96	60	72	81	160	59	66
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	63	84	56	65	88	- 8	79	99
Arealavgift <i>Area fee</i>	35	363	30	38	33	382	24	26

Tabell 8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 4. kv. 1995 - 3. kv. 1996. Mill. kr *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 4 1995 - Q 3 1996. Million kroner*

	Sør for 62°		Nord for 62°		Tromsø- flaket
	I alt Total	South of 62°	I alt Total	Halten- banken	
LETEKOSTNADER I ALT					
EXPLORATION COSTS, TOTAL	4 969	3 879	1 090	878	212
Undersøkellesboring					
<i>Exploration drilling</i>	2 452	1 794	658	603	55
Generelle undersøkelser					
<i>General exploration</i>	1 023	845	177	136	41
Feltevaluering/feltutbygging					
<i>Field evaluation/field development</i>	405	357	49	20	29
Administrasjon og andre kostnader					
<i>Administration and other costs</i>	1 089	883	206	119	87

Tabell 9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985 - 1997
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 - 1997

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte inve- steringskostn. <i>Accrued invest- ment costs</i>	
	Mai	August	November	Februar	Mai	August		November
	<i>May</i>	<i>August</i>	<i>November</i>	<i>February</i>	<i>May</i>	<i>August</i>		<i>November</i>
	Mill. kr <i>Million kroner</i>							
1985	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834
1986	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735
1987	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951
1988	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161
1989	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008
1990	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138
1991	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141
1992	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680
1993	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433
1994	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011
1995	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647
1996	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940	6 333	5 888	...
1997	5 705	7 258	7 818
	Prosent <i>Per cent</i>							
1985	66	89	89	74	96	111	114	100
1986	143	173	173	155	131	123	104	100
1987	158	122	125	94	79	102	100	100
1988	137	120	110	110	107	110	101	100
1989	82	98	90	74	88	82	102	100
1990	88	125	129	88	88	90	99	100
1991	50	74	93	72	97	111	105	100
1992	81	128	126	100	102	99	98	100
1993	130	165	141	101	104	112	118	100
1994	122	157	145	129	113	117	108	100
1995	131	126	116	95	119	126	112	100

Tabell 10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990 - 1996. Mill. kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 - 1996. Million kroner

År og kvartal Year and quarter	Antatte investerings- kostnader i investerings- kvartalet. <i>Estimated invest- ment cost registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investerings- kostnader <i>Accrued investment costs</i>
1990 1. kv. Q1	979	1 016
2. kv. Q2	1 174	1 289
3. kv. Q3	993	1 285
4. kv. Q4	1 447	1 548
1991 1. kv.	1 590	1 540
2. kv.	1 570	2 045
3. kv.	2 596	1 947
4. kv.	3 020	2 608
1992 1. kv.	1 678	1 840
2. kv.	1 602	2 076
3. kv.	1 797	1 732
4. kv.	1 853	2 042
1993 1. kv.	1 173	1 403
2. kv.	1 423	1 096
3. kv.	1 724	1 318
4. kv.	2 569	1 616
1994 1. kv.	1 116	1 671
2. kv.	1 296	1 277
3. kv.	1 454	1 015
4. kv.	1 449	1 047
1995 1. kv.	1 069	1 209
2. kv.	1 323	988
3. kv.	1 532	1 226
4. kv.	1 788	1 224
1996 1. kv.	1 386	1 275
2. kv.	1 405	1 082
3. kv.	1 982	1 388
4. kv.	2 142	...

Tabell 11. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996
Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull <i>Explora- tion wells</i>	Avgrens- ningshull <i>Appraisal wells</i>	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull
1984	47	4	3	10	5	13	2	8	2
1985	50	9	3	4	3	7	9	9	6
1986	36	4	8	9	1	7	1	6	-
1987	36	3	3	8	5	7	2	7	1
1988	29	2	1	6	3	5	4	5	3
1989	28	6	-	4	3	7	4	4	-
1990	36	3	1	8	2	7	3	8	4
1991	47	5	4	9	6	11	2	8	3
1992	43	8	6	7	2	7	2	7	4
1993	27	3	2	3	2	8	1	6	2
1994	21	6	1	4	1	2	1	6	-
1995	36	5	3	2	6	8	1	7	4
1996	3	1	4	4	5	3	6 ¹	1 ¹

¹ Oktober og november.

¹ October and November.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996
Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985	4 037	906	1 019	1 128	984
1986	3 283	1 130	878	874	401
1987	2 468	405	626	724	713
1988	2 408	602	561	592	653
1989	2 744	524	616	694	910
1990	3 509	726	723	1 020	1 044
1991	4 206	908	998	1 112	1 188
1992	3 694	980	1 107	929	678
1993	2 049	594	395	446	614
1994	1 655	686	409	277	293
1995	1 771	382	334	466	589
1996	492	362	621	497 ¹

¹ Oktober og november.

¹ October and November.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 13. Boremeter¹ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1996
Drilling metres¹ on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984 - 1996

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996	18 996	24 241	38 768	22975 ²

¹ Lete- og avgrensningshull.

¹ Exploration and appraisal wells.

² Oktober og november.

² October and November.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

Tabell 14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 - 1996. 1000 GBP/dag
Average term fixture rates. Quarterly. 1986 - 1996. 1000 GBP/day

År Year	Kvartal Quarter	PSV			AHTS	
		1,500-2,199 DWT	2,200 + DWT	3,100 + DWT ¹	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
1986	2.kv. Q2	1,740	2,648		2,260	3,428
	3.kv. Q3	1,680	2,267		2,121	2,818
	4.kv. Q4	1,250	1,989		2,040	2,403
1987	1.kv.....	1,180	2,046		1,772	2,188
	2.kv.....	1,180	2,565		1,727	2,390
	3.kv.....	1,350	2,726		2,031	2,701
	4.kv.....	1,550	2,497		2,098	2,458
1988	1.kv.....	2,000	2,684		2,284	2,785
	2.kv.....	2,047	2,721		2,563	3,316
	3.kv.....	2,157	3,068		2,360	3,224
	4.kv.....	2,117	2,908		2,237	2,797
1989	1.kv.....	1,840	3,034		2,563	2,938
	2.kv.....	2,430	3,471		3,234	3,326
	3.kv.....	2,450	3,507		3,551	3,634
	4.kv.....	1,963	3,512		3,639	3,849
1990	1.kv.....	2,683	5,026		4,222	4,982
	2.kv.....	3,467	7,468		4,712	6,046
	3.kv.....	3,900	5,295		4,533	5,218
	4.kv.....	3,433	5,174		4,827	5,270
1991	1.kv.....	3,533	6,246		4,816	5,383
	2.kv.....	3,800	7,931		5,250	6,328
	3.kv.....	3,547	6,149		4,650	5,895
	4.kv.....	3,650	5,198		4,767	5,253
1992	1.kv.....	3,619	5,628		4,286	5,772
	2.kv.....	3,160	7,198		4,175	5,852
	3.kv.....	2,532	3,880		2,795	4,453
	4.kv.....	2,767	4,389		2,633	3,679
1993	1.kv.....	3,848	6,760		3,703	5,767
	2.kv.....	3,735	5,094		4,458	6,454
	3.kv.....	2,977	4,773		3,117	3,612
	4.kv.....	3,012	5,094		2,742	4,240
1994	1.kv.....	3,790	5,213		3,409	5,181
	2.kv.....	4,103	6,340		4,008	5,983
	3.kv.....	3,055	4,808		3,025	4,631
	4.kv.....	3,411	5,506		3,475	5,540
1995	1.kv.....	3,693	5,885		4,199	6,453
	2.kv.....	4,275	6,920		5,250	9,850
	3.kv.....	3,820	5,194		4,170	-
	4.kv.....	3,688	5,955		3,933	5,627
1996	1.kv.....	3,400	4,445	6,475	4,209	5,510
	2.kv.....	3,927	5,293	4,552	4,517	6,572
	3.kv.....	4,409	5,083	4,275	3,394	4,767
	4.kv.....	4,458	6,083	8,195	6,096	8,819

¹ Inkludert i 2,200 DWT + frem til 1996.

¹ Included in 2,200 DWT + before 1996.

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

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

Tabell 15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1988-1995.
Mill.kr *Accrued investment costs for field development, by cost category. 1988-1995. Million kroner*

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
FELTUTBYGGING I ALT FIELD DEVELOPMENT, TOTAL	19 682	22 623	19 447	22 263	28 881	35 211	28 588	26 961
BYGGEKONTRAKTER BUILDING CONTRACTS	6 386	6 810	7 703	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 655	1 311	2 440	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	336	93	572	71	195	539	322	106
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	1 883	1 717	2 049	2 713	2 227	1 497	1 937	982
Moduler <i>Modules</i>	1 484	2 536	1 860	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-7	32	-	52	215	25	7	71
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	1 035	1 121	782	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959
EGNE VAREKJØP OPERATORS OWN EXPENDITURE	1 670	2 935	4 861	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413
UTBYGGINGSTJENESTER FIELD DEVELOPMENT SERVICES	6 738	7 908	3 725	5 345	8 645	10 107	7 348	9 002
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	3 261	4 644	1 821	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	965	481	53	830	1 948	1 004	797	2 626
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	2 045	2 241	1 550	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	24	12	3	9	20	9	44	80
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i>	94	95	65	26	12	158	132	93
Båter <i>Vessels</i>	56	50	63	29	3	50	24	119
Forpleining <i>Catering</i>	97	156	81	33	66	468	181	72
Andre tjenester <i>Other services</i>	196	230	89	168	157	596	295	80
OPERATØRENS EGNE ARBEIDER OPERATORS OWN WORK	2 081	1 745	1 393	1 910	2 421	2 613	2 043	2 284
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	1 249	1 108	1 324	1 165	2 127	3 008	2 725	2 316
DRIFTSFORBEREDELSE DRIFT PREPARATIONS	1 557	2 117	441	1 751	1 018	1 049	650	633

Tabell 16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982 - 1996. Mill. kr
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982 - 1996. Million kroner

År <i>Year</i>	I alt <i>Total</i>	1. kv. <i>Q 1</i>	2. kv. <i>Q 2</i>	3. kv. <i>Q 3</i>	4. kv. <i>Q 4</i>
1982	7 877
1983	9 675
1984	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996	5 581	6 710	6 171	...

**Tabell 17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart.
4. kvartal 1994 - 3. kvartal 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for field develop-
ment and fields on stream, by cost category. Q 4 1994 - Q 3 1996. Million kroner***

	1994		1995			1996		
	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	6 435	5 876	6 622	6 385	8 077	5 581	6 710	6 171
VARER COMMODITIES	3 472	2 383	2 509	2 997	4 837	3 469	3 911	3 407
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	851	463	489	813	2 457	1 080	919	1 155
Dekk <i>Decks</i>	423	242	208	410	519	376	379	315
Moduler <i>Modules</i>	1 249	830	858	860	996	1 349	1 657	1 315
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	16	30	28	31	- 1	7	-	-
Rør <i>Pipes</i>	145	141	294	116	121	104	154	9
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	275	364	436	584	579	474	756	593
Andre varer <i>Other commodities</i>	514	312	196	183	166	79	47	20
TJENESTER SERVICES	2 294	3 047	3 587	2 681	2 604	1 402	2 007	2 268
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	562	610	597	503	658	395	238	856
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	10	26	-	-	-	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	419	1 004	1 063	266	266	89	77	59
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	221	379	649	444	357	120	362	228
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	72	158	292	262	170	175	173	192
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	98	95	138	357	264	149	375	266
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	49	33	12	26	23	-	-	-
Båter <i>Vessels</i>	-	-	-	62	56	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i>	44	33	8	16	15	-	-	5
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	8	34	18	13	15	33	30	- 8
Andre tjenester <i>Other services</i>	171	10	86	144	73	84	190	166
Egne arbeider <i>Own work</i>	639	667	722	588	706	357	560	499
PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING	670	446	526	707	637	710	792	496
FELT I DRIFT I ALT TOTAL FIELDS IN PRODUCTION	1 685	1 870	1 838	1 578	1 663	1 705	2 158	2 696
Varer <i>Commodities</i>	150	143	180	146	183	178	290	275
Tjenester <i>Services</i>	124	237	225	287	222	242	390	318
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 411	1 490	1 434	1 145	1 258	1 285	1 478	2 102

Tabell 18. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985 - 1996
Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985 - 1996

År Year	Totale varekostnader Total commodity costs	Påløpt i utlandet Accrued abroad	
		Mill. kr Million kroner	Prosent Per cent
1985	10 328	1 902	18,4
1986	12 338	2 599	21,1
1987	10 346	1 729	16,7
1988	8 056	2 331	28,9
1989	9 745	3 757	38,6
1990	12 562	2 329	18,5
1991	12 092	2 106	17,4
1992	14 654	2 178	14,9
1993	18 434	4 851	26,3
1994	15 822	3 630	22,9
1995	12 726	5 056	39,7
1996 ¹	10 786	3 310	30,7

¹ 3. kvartal.
¹ 3rd Quarter.

Tabell 19a). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1991 - 1996. Mill. kr
Commodity and service costs¹. Field development. 1991 - 1996. Million kroner

	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
						1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
I alt Total	19 347	25 719	31 154	25 213	24 012	4 776	5 738	5 542
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	2 865	3 337	2 730
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	1 140	450	611	264	3 243	934	879	1 092
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	1 593	3 375	4 027	3 746	813	50	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	71	195	539	322	106	8	1	-
Dekk <i>Decks</i>	2 713	2 227	1 497	1 937	982	258	269	231
Moduler <i>Modules</i>	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	1 136	1 441	815
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	215	25	7	71	7	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	472	746	592
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	603	574	677
Tjenester Services	7 255	11 049	12 720	9 391	11 286	1 308	1 827	2 135
Engineering	1 922	2 542	2 958	1 861	1 524	252	175	190
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	830	1 948	1 004	797	2 626	89	77	59
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	444	910	686
Andre tjenester <i>Other Services</i>	2 728	4 089	4 507	3 433	3 572	522	665	1 200

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 19b). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1991 - 1996.
Mill. kr Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1991 - 1996. Million kroner

	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
						1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3.kv. Q 3
I alt Total	3 398	4 818	7 648	5 394	6 742	1 282	1 725	1 557
Byggekontrakter								
Contacts on Construction	1 420	995	2 579	2 238	3 793	794	855	884
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	241	10	181	53	2 226	223	104	232
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	-	31	389	374	104	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	-	-	187	153	78	-	-	-
Dekk <i>Decks</i>	291	- 2	126	167	411	109	86	98
Moduler <i>Modules</i>	520	149	738	893	459	338	603	483
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	-	10	-	16	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	366	807	948	597	500	124	63	70
Egne varekjøp i alt								
Operators own expenditure on Equipment	680	1 183	2 272	1 392	1 263	265	286	226
Tjenester Services	1 297	2 640	2 797	1 764	1 686	222	584	447
Engineering	238	256	228	120	250	14	4	4
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	230	412	127	38	19	4	5	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	600	1 586	1 725	1 152	949	168	369	312
Andre tjenester <i>Other Services</i>	229	386	717	455	467	36	205	131

¹ Se tab. 19a)

¹ See tab. 19a)

**Tabell 19c). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹.
1991 - 1996. Prosent *Commodity and service costs¹. Field development. Accrued
abroad. 1991 - 1996. Per cent***

	1991	1992	1993	1994	1995	1996		
						1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
I alt Total	17,6	18,7	24,6	21,4	28,1	26,8	30,1	28,1
Byggekontrakter Contacts on Construction	15,0	8,6	19,9	18,6	36,8	27,7	25,6	32,4
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	21,2	2,2	29,6	20,2	68,7	23,9	11,8	21,3
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	-	0,9	9,7	10,0	12,8	-	-	-
Utrusting av skåft <i>Shaft Equipment</i>	-	-	34,7	47,6	73,5	-	-	-
Dekk <i>Decks</i>	10,7	-0,1	8,4	8,6	41,9	42,4	32,0	42,3
Moduler <i>Modules</i>	23,7	8,7	17,1	20,1	14,6	29,7	41,8	59,3
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	-	40,0	-	22,5	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	21,6	23,6	48,7	46,6	25,5	26,2	8,4	11,9
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on Equipment	25,8	38,4	41,6	36,5	52,4	44,0	49,8	33,4
Tjenester <i>Services</i>	17,9	23,9	22,0	18,8	14,9	17,0	32,0	20,9
Engineering	12,4	10,1	7,7	6,4	16,4	5,6	2,5	2,3
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	27,7	21,2	12,6	4,8	0,7	4,8	6,7	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	33,8	63,8	40,6	34,9	26,6	37,8	40,6	45,5
Andre tjenester <i>Other Services</i>	8,4	9,4	15,9	13,3	13,1	6,9	30,8	10,9

¹ Se tab. 19a)

¹ See tab. 19a)

**Tabell 20. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart.
Feltutbygging og felt i drift. 1988-1995. Mill.kr *Accrued investment costs for
production drilling, by cost category. Field development and fields on stream
1988-1995. Million kroner***

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
PRODUKSJONBORING I ALT PRODUCTION DRILLING, TOTAL	3 419	3 418	3 697	4 434	5 826	8 167	8 298	7 643
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	794	573	786	718	1 224	1 911	1 749	1 814
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	588	477	692	697	840	1 526	1 466	1 584
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	207	95	94	22	384	385	283	231
TRANSPORTKOSTNADER <i>TRANSPORT COSTS</i>	265	267	264	254	366	551	622	503
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	126	133	108	122	143	207	204	158
Båter <i>Vessels</i>	139	135	156	133	223	344	419	345
VARER <i>COMMODITIES</i>	1 048	978	1 435	1 598	2 049	2 656	2 586	2 094
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	530	616	710	836	1 128	1 354	997	981
Sement <i>Cement</i>	54	59	67	105	112	178	163	129
Boreslam <i>Drilling mud</i>	116	153	212	249	314	454	619	582
Drivstoff <i>Fuel</i>	39	27	8	31	48	79	69	26
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	95	93	372	284	347	462	548	247
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	214	29	67	93	101	128	191	130
TEKNISKE TJENESTER <i>TECHNICAL SERVICES</i>	1 311	1 600	1 211	1 863	2 187	3 049	3 340	3 232
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-9	6	20	39	35	6	-	-
Sementtjenester <i>Cement services</i>	70	49	29	51	39	107	93	43
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	96	100	56	104	89	171	265	51
Logging <i>Logging</i>	88	90	86	120	191	381	361	280
Testing <i>Testing</i>	36	66	11	28	21	105	80	125
Dykking <i>Diving</i>	10	4	15	14	24	64	58	33
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	44	72	56	61	138	163	132	159
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	975	1 212	938	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540

Tabell 21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1994 - 3. kvartal 1996. Mill. kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 4 1994 - Q 3 1996. Million kroner

	1994		1995			1996		
	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	2 081	1 937	1 959	1 852	1 895	1 994	2 270	2 598
BOREFARTØYER DRILLING RIGS	422	499	427	419	469	556	620	814
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	349	462	349	369	403	451	355	615
Andre kostnader <i>Other costs</i>	74	37	77	50	67	105	265	199
TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS	162	147	124	111	121	110	115	159
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	55	50	42	31	35	34	43	47
Båter <i>Vessels</i>	108	97	82	79	86	76	73	112
VARER COMMODITIES	683	534	496	540	525	480	520	606
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	236	206	208	299	268	227	239	293
Sement <i>Cement</i>	50	31	36	32	29	30	35	41
Boreslam <i>Drilling mud</i>	152	155	169	125	133	157	128	154
Drivstoff <i>Fuel</i>	18	11	5	4	6	5	17	14
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	147	94	55	41	57	40	81	67
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	80	36	23	39	31	21	20	37
TJENESTER SERVICES	813	757	913	783	779	848	1 014	1 019
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	2	-2	-	-	4	-4	1
Sementtjenester <i>Cement services</i>	26	13	2	12	16	8	12	21
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	70	33	-4	8	14	15	20	41
Logging <i>Logging</i>	103	76	94	51	59	64	86	105
Testing <i>Testing</i>	28	43	11	46	25	17	9	57
Dykking <i>Diving</i>	5	9	5	9	11	12	12	16
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	33	33	50	37	38	35	41	69
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	548	547	757	619	616	694	839	711

Tabell 22. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980 - 1996. Kr/ time
Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980 - 1996. Kroner/ hour

År Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total	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	113,53	117,88
1996	112,92	117,81	115,98	121,29

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

Tabell 23. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes

År / måned	I alt ²	Ekofisk ⁷	Frigg ^{3,4,5}	Stat- fjord ⁵	Murchi- son ⁵	Valhall	Heim- dal ³	Ose- berg ⁶	Ula
Year/month	Total ²	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.....	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1995 Jan-okt									
Jan-Oct.....	113 498	13 007	26	19 470	132	2 450	283	20 425	2 718
1996 Jan-okt.....	130 250	12 764	237	16 421	147	2 885	470	20 677	1 961
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	-	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	-	2 074	17	222	43	2 119	280
Feb.....	10 253	1 193	-	1 785	15	217	35	1 913	262
Mars.....	11 413	1 343	-	2 072	17	238	32	2 121	266
April.....	11 396	1 313	-	2 075	15	237	28	2 053	311
Mai.....	11 619	1 321	-	2 079	17	234	27	2 120	294
Juni.....	10 369	1 317	-	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	-	1 841	12	247	25	2 056	216
Okt.....	12 939	1 335	23	2 017	14	288	23	2 122	247
Nov.....	12 495	1 312	28	1 810	14	279	39	2 043	249
Des.....	13 236	1 357	28	1 796	13	281	44	2 089	247
1996									
Jan.....	13 152	1 320	27	1 737	12	263	48	2 117	211
Feb.....	12 758	1 207	32	1 682	15	256	44	1 983	207
Mars.....	12 778	1 264	34	1 589	15	268	49	2 108	214
April.....	13 182	1 316	26	1 713	14	249	46	2 056	197
Mai.....	12 622	1 338	25	1 478	14	282	37	2 002	153
Juni.....	13 091	1 260	20	1 636	15	282	53	2 042	210
Juli.....	13 928	1 247	26	1 718	14	322	45	2 125	207
Aug.....	13 345	1 220	15	1 454	19	321	44	2 109	198
Sep.....	12 596	1 256	18	1 678	13	321	60	2 020	179
Okt.....	12 799	1 339	13	1 737	16	320	42	2 115	187

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

¹ Includes NGL. ² Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate. ³ Mainly condensate. ⁴ Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg. ⁵ Norwegian share. ⁶ Production from the production ship "Petrojarl" prior to July 1988. Includes TOGI-condensate. ⁷ Includes Embla.

Tabell 23 (forts.). Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes

År / måned Year/month	Gullfaks ²	Tomme- liten	Vesle- frikk	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre	Draugen
1975.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986.....	35	-	-	-	-	-	-	-	-
1987.....	3 549	-	-	-	-	-	-	-	-
1988.....	7 432	189	-	-	-	-	-	-	-
1989.....	13 772	727	-	-	-	-	-	-	-
1990.....	12 924	659	2 533	1 188	129	7	-	-	-
1991.....	17 642	472	2 930	2 682	1 309	138	111	-	-
1992.....	22 198	425	3 334	3 072	1 111	104	-	1 353	-
1993.....	25 432	384	3 315	3 169	750	55	-	6 036	105
1994.....	27 089	253	3 817	3 275	539	-	-	8 654	3 248
1995.....	24 757	191	3 781	2 953	457	-	-	9 783	5 898
1995 Jan-okt									
Jan-Oct.....	20 681	159	3 186	2 487	376	-	-	8 008	4 759
1996 Jan-okt.....	18 459	137	2 886	2 260	415	-	-	8 008	5 796
1994									
Jan.....	2 360	28	312	251	53	-	-	674	118
Feb.....	2 176	24	294	216	39	-	-	730	29
Mars.....	2 399	27	314	220	49	-	-	890	56
April.....	2 407	24	292	225	46	-	-	710	140
Mai.....	2 497	23	331	268	45	-	-	909	108
Juni.....	2 357	19	345	310	46	-	-	828	269
Juli.....	2 411	19	314	304	50	-	-	576	290
Aug.....	1 233	11	220	158	28	-	-	576	446
Sep.....	2 312	18	355	320	48	-	-	306	440
Okt.....	2 497	20	352	351	49	-	-	890	447
Nov.....	2 335	20	330	328	44	-	-	770	446
Des.....	-	-	-	-	-	-	-	-	514
1995									
Jan.....	2 292	20	340	312	42	-	-	898	307
Feb.....	1 902	17	293	254	38	-	-	750	453
Mars.....	2 186	18	371	257	40	-	-	726	421
April.....	2 194	17	368	251	39	-	-	717	457
Mai.....	2 288	16	364	242	36	-	-	654	552
Juni.....	2 157	15	177	232	37	-	-	883	307
Juli.....	2 303	14	336	229	38	-	-	830	544
Aug.....	1 350	13	348	244	38	-	-	911	557
Sep.....	2 012	13	301	227	33	-	-	797	579
Okt.....	2 188	17	340	242	35	-	-	927	581
Nov.....	1 971	16	287	229	34	-	-	852	561
Des.....	2 104	16	308	237	47	-	-	923	578
1996									
Jan.....	2 010	15	328	239	48	-	-	810	567
Feb.....	1 928	14	309	231	47	-	-	844	579
Mars.....	2 012	15	306	252	45	-	-	401	624
April.....	2 015	14	315	233	41	-	-	826	522
Mai.....	1 841	14	278	243	42	-	-	865	342
Juni.....	1 957	13	278	219	40	-	-	741	618
Juli.....	1 995	12	299	225	41	-	-	846	635
Aug.....	1 920	14	209	215	35	-	-	869	627
Sep.....	1 804	13	281	205	38	-	-	894	615
Okt.....	976	13	283	199	38	-	-	912	667

¹ Inkluderer NGL. ² Inkluderer Gullfaks Vest.

¹ Includes NGL. ² Includes Gullfaks Vest.

Tabell 23 (forts.). Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes

År / måned Year/month	Brage	Sleipner- Øst ²	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord	Frøy	Troll- Vest	Heidrun	Yme
1975.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990.....	-	-	-	-	-	-	923	-	-
1991.....	-	-	-	-	-	-	113	-	-
1992.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993.....	891	325	-	-	-	-	-	-	-
1994.....	4 544	2 710	1 382	502	-	-	-	-	-
1995.....	5 312	3 662	3 589	2 721	2 154	380	2 536	934	-
1995 Jan-okt									
Jan-Oct.....	4 326	3 030	2 961	2 195	1 710	139	931	55	-
1996 Jan-okt.....	4 668	3 344	3 291	2 259	2 325	1 434	9 508	9 149	773
1994									
Jan.....	351	130	-	-	-	-	-	-	-
Feb.....	329	111	-	-	-	-	-	-	-
Mars.....	359	105	-	-	-	-	-	-	-
April.....	340	98	-	-	-	-	-	-	-
Mai.....	388	137	-	-	-	-	-	-	-
Juni.....	392	153	90	-	-	-	-	-	-
Juli.....	410	120	118	-	-	-	-	-	-
Aug.....	407	82	68	-	-	-	-	-	-
Sep.....	398	185	199	-	-	-	-	-	-
Okt.....	407	224	269	102	-	-	-	-	-
Nov.....	396	214	294	183	-	-	-	-	-
Des.....	404	206	312	223	-	-	-	-	-
1995									
Jan.....	405	192	313	198	29	-	-	-	-
Feb.....	376	185	270	162	108	-	-	-	-
Mars.....	402	215	321	217	150	-	-	-	-
April.....	417	196	321	213	178	-	-	-	-
Mai.....	409	202	331	211	224	-	-	-	-
Juni.....	339	201	313	205	226	-	-	-	-
Juli.....	510	204	314	255	226	-	-	-	-
Aug.....	504	162	177	239	214	-	-	-	-
Sep.....	487	320	273	244	197	-	193	-	-
Okt.....	507	355	313	268	168	139	738	55	-
Nov.....	484	282	290	255	224	106	782	348	-
Des.....	501	350	338	271	220	135	823	531	-
1996									
Jan.....	500	354	385	254	239	114	844	714	-
Feb.....	460	325	348	222	178	170	813	865	-
Mars.....	511	345	363	231	203	170	896	865	-
April.....	495	334	326	222	302	158	873	891	-
Mai.....	509	325	295	183	211	156	912	1 079	-
Juni.....	453	172	385	266	245	114	890	1 042	143
Juli.....	459	345	381	263	307	153	1 081	970	215
Aug.....	414	582	377	86	107	131	1 069	1 145	167
Sep.....	416	121	302	266	252	112	1 030	577	128
Okt.....	450	440	131	266	280	156	1 099	1 001	120

¹ Inkluderer NGL. ² Inkluderer Loke.

¹ Includes NGL. ² Includes Loke.

Tabell 24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	I alt ¹ Total ¹	Ekofisk ⁴	Frigg ^{2,3}	Stat- fjord 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.....	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1995 Jan-okt								
Jan-Oct.....	25 345	8 440	1 294	2 981	14	573	2 500	280
1996 Jan-okt.....	32 459	8 098	1 229	3 204	21	658	3 953	211
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	-	52	204	45
Juli.....	2 315	796	180	295	2	53	206	43
Aug.....	1 427	440	43	289	1	25	103	16
Sep.....	2 380	852	162	288	2	48	203	36
Okt.....	2 734	924	101	339	1	57	244	31
Nov.....	2 830	902	180	328	2	59	280	37
Des.....	2 974	928	168	376	1	60	315	36
1995								
Jan.....	3 019	897	208	371	1	52	382	31
Feb.....	2 597	817	110	317	1	55	314	26
Mars.....	2 875	905	198	321	1	56	288	27
April.....	2 468	850	102	257	2	53	249	32
Mai.....	2 545	874	70	340	2	52	239	30
Juni.....	2 478	889	131	303	1	59	183	28
Juli.....	2 364	822	124	270	1	62	178	30
Aug.....	2 199	815	147	241	1	61	243	28
Sep.....	2 415	776	127	211	2	54	223	22
Okt.....	2 384	795	77	348	2	70	200	25
Nov.....	2 824	809	144	311	2	67	347	25
Des.....	3 129	870	160	335	2	69	406	26
1996								
Jan.....	3 210	866	175	359	2	63	431	22
Feb.....	3 079	844	158	326	3	63	404	22
Mars.....	3 305	961	163	360	2	64	439	22
April.....	3 046	820	152	301	2	59	419	21
Mai.....	3 096	949	135	310	2	60	337	16
Juni.....	2 550	754	92	338	2	65	340	23
Juli.....	3 488	667	82	363	2	72	411	23
Aug.....	3 196	724	105	313	2	71	401	22
Sep.....	3 616	758	79	218	2	72	389	20
Okt.....	3 873	754	87	316	2	69	382	21

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

³ Norsk andel. ⁴ Inkluderer Embla.

¹ Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate. ² Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg. ³ Norwegian share. ⁴ Includes Embla.

Tabell 24 (forts.). Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Gullfaks ¹	Tomme- liten	Oseberg	Vesle- frikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre
1977.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1978.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1979.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1980.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1981.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1982.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1983.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1984.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1985.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1986.....	-	-	-	-	-	-	-	-
1987.....	225	-	-	-	-	-	-	-
1988.....	821	260	-	-	-	-	-	-
1989.....	1 338	1 069	77	-	-	-	-	-
1990.....	1 288	1 375	107	210	169	20	7	-
1991.....	1 649	1 115	135	368	488	190	37	-
1992.....	2 189	1 318	236	427	556	185	28	106
1993.....	2 471	1 466	275	422	567	191	15	515
1994.....	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722
1995.....	2 249	999	286	521	586	114	-	841
1995 Jan-okt Jan-Oct.....	1 859	824	239	438	473	95	-	685
1996 Jan-okt.....	1 641	676	254	396	568	99	-	571
1994								
Jan.....	252	118	24	47	44	14	-	67
Feb.....	233	102	24	44	39	8	-	72
Mars.....	254	111	22	40	40	13	-	64
April.....	258	105	23	40	41	13	-	59
Mai.....	275	103	24	51	46	12	-	77
Juni.....	187	88	25	45	52	12	-	59
Juli.....	195	84	26	39	52	11	-	45
Aug.....	94	47	25	28	25	4	-	44
Sep.....	196	80	25	46	52	14	-	29
Okt.....	193	95	24	46	57	10	-	70
Nov.....	186	97	23	42	54	11	-	61
Des.....	191	98	23	48	55	11	-	76
1995								
Jan.....	200	99	24	50	54	10	-	73
Feb.....	177	88	23	37	44	10	-	65
Mars.....	212	94	24	51	44	10	-	63
April.....	200	87	26	48	44	10	-	63
Mai.....	204	79	25	48	42	9	-	53
Juni.....	186	80	20	22	40	9	-	69
Juli.....	198	68	24	46	40	9	-	73
Aug.....	126	68	23	50	54	10	-	76
Sep.....	159	67	24	43	52	11	-	67
Okt.....	198	94	25	42	58	9	-	81
Nov.....	200	87	24	40	57	8	-	75
Des.....	190	88	23	44	56	10	-	82
1996								
Jan.....	165	83	28	45	57	10	-	66
Feb.....	177	78	26	45	54	9	-	67
Mars.....	173	84	27	42	59	10	-	30
April.....	181	79	25	44	56	9	-	58
Mai.....	178	80	25	41	60	11	-	65
Juni.....	164	72	22	42	57	10	-	69
Juli.....	171	64	29	45	57	10	-	51
Aug.....	197	75	15	32	58	9	-	63
Sep.....	154	-	28	26	56	9	-	48
Okt.....	82	61	28	35	56	10	-	55

¹ Inkluderer Gullfaks Vest.

¹ Includes Gullfaks Vest.

Tabell 24 (forts.). Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Brage	Sleipner- øst ¹	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord	Frøy	Troll- Vest	Troll- Øst	Heidrun	Yme
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	-	5	-
1995 Jan-okt										
Jan-Oct.....	221	3 955	302	29	32	105	6	-	-	-
1996 Jan-okt.....	302	6 205	307	184	310	284	101	3 859	86	19
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	-	1	-
Des.....	27	608	35	20	37	31	6	-	4	-
1996										
Jan.....	27	678	38	22	39	23	6	-	6	-
Feb.....	25	648	36	20	32	30	6	-	8	-
Mars.....	37	692	37	21	38	28	6	-	9	-
April.....	40	646	35	19	34	32	6	-	9	-
Mai.....	31	664	30	19	35	32	6	-	10	-
Juni.....	28	342	32	18	33	24	6	217	9	7
Juli.....	31	603	32	17	30	30	7	458	10	-
Aug.....	30	598	31	19	34	30	4	970	10	-
Sep.....	23	660	24	14	25	25	16	1 129	6	6
Okt.....	31	673	12	15	10	31	38	1 085	10	6

¹ Inkluderer Loke.

¹ Includes Loke.

Tabell 25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1996
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981 - 1996

	Menge Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		1000 tonn 1000 tons					Mill.kroner			
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996*	...	33 623	34 256	34 493	22 864 ¹	...	29 923	32 496	34 039	25 763 ¹

¹ Oktober og november 1996.

¹ October and November 1996.

Tabell 26. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981 - 1996
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981 - 1996

	Menge Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		Mill. Sm ³					Mill. kroner			
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996*	...	8 964	8 166	9 206	7 556 ²	...	4 670	4 220	4 864	3 868 ²

¹ FOB norsk kontinentalgrense.

² Oktober og november 1996.

¹ FOB border of the Norwegian continental shelf.

² October and November 1996.

Tabell 27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1996
Average prices on exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981 - 1996

Råolje Crude Oil					Naturgass ¹ Natural Gas ¹				
Årsgj.snitt Annual average	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	Årsgj.snitt Annual average	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	Kr/tonn Kroner/ton					Kroner/Sm ³			
1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
804	817	844	766	791	r0,55	0,00	0,55	0,56	0,55
...	889	r949	986	1 128 ²	...	0,52	r0,52	0,53	0,51 ²

¹ FOB norsk kontinentalgrense.

² Oktober og november 1996.

¹ FOB border of the Norwegian continental shelf.

² October and November 1996.

Tabell 28. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler ¹. Reviderte tall. 1995-1996
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals ¹. Revised figures. 1995-1996

	1995		1. og 2. kv. 1996 Q1 and Q2 1996		
	Mengde	Verdi	Mengde	Verdi	
	Quantity	Value	Quantity	Value	
	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner	
I alt Total	120 387	97 939	67 112	62 416	
1. kv. Q1	28 900	23 889	33 259	29 940	
2. kv. Q2	28 532	24 366	33 852	32 476	
3. kv. Q3	29 439	22 818	
4. kv. Q4	33 516	26 866	
I alt etter land Total, by country	120 387	97 939	67 112	62 416	
Danmark Denmark	3 197	2 594	1 911	1 769	
Finland Finland	2 911	2 411	825	795	
Sverige Sweden	8 417	6 886	5 215	4 855	
Belgia Belgium	3 523	2 843	1 712	1 621	
Frankrike France	13 364	10 885	7 059	6 490	
Hellas Greece	-	-	-	-	
Irland Ireland	1 909	1 561	871	812	
Italia Italy	1 274	1 054	1 163	1 044	
Kroatia Croatia	247	203	-	-	
Nederland The Netherlands	22 319	18 340	13 889	13 074	
Polen Poland	1 010	811	214	208	
Portugal Portugal	524	430	81	71	
Spania Spain	493	399	1 040	942	
Storbritannia Great Britain	25 998	21 233	13 243	12 517	
Tyskland Germany	13 575	11 079	6 165	5 890	
Guinea	6	5	-	-	
Sør-Afrika South Africa	1	1	-	-	
Taiwan	267	209	507	511	
Israel	626	519	250	225	
Canada	11 425	9 000	5 606	4 936	
Martinique	-	-	-	-	
USA	9 290	7 468	7 279	6 584	
Puerto Rico	9	7	83	73	

¹ Råolje er den største enkeltvaren i utenrikshandelen. I følge definisjoner for statistikkføringen oppfattes all olje i rør til Storbritannia som eksport til dette landet. Imidlertid selger norske eiere den stabiliserte råoljen fra terminalene i Storbritannia til tredjeland. Dette framgår ikke av utenrikshandelsstatistikken. Denne tabellen gir derfor statistikkbrukerne et bedre bilde av det faktiske råoljesalget til utlandet enn utenrikshandelsstatistikken.

¹ Crude oil is the most important good in the external trade. According to statistical definitions all unstabilized crude oil transported to Great Britain by pipeline is considered exported to the country. Norwegians exporters are, however, selling the stabilized crude oil from the Tesside and Sullom Voe terminals in Great Britain to third countries. This is not shown in the external trade statistics. This table therefore provides statistics users with a better picture of the actual stabilized crude oil exports.

Tabell 29. Skipninger ¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 4. kvartal 1994 - 3. kvartal 1996. 1 000 tonn
Shipments ¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 4 1994 - Q 3 1996. 1 000 tonnes

	1994		1995			1996		
	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 Total shipments	776	1 073	958	910	911	1 100	922	1 006
Norge Norway	258	250	224	199	145	121	166	212
Belgia Belgium	57	112	145	49	120	174	128	45
Danmark Denmark	-	-	-	-	-	-	1	-
Tyskland Germany	32	49	54	54	65	121	40	34
Frankrike France	40	121	59	59	80	99	53	20
Italia Italy	-	39	17	20	45	-	-	2
Nederland The Netherlands	54	146	71	105	116	117	103	125
Portugal Portugal	37	22	19	3	15	24	12	12
Spania Spain	13	133	49	34	37	103	50	45
Storbritannia og Nord-Irland United Kingdom	123	124	142	142	126	173	156	195
Sverige Sweden	93	50	86	169	79	35	148	190
USA USA	60	20	60	52	49	131	41	92
Andre Others	9	7	32	22	35	1	23	33

¹ Kildematerialet er bearbejdet i SSB. ² Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. ³ Ikke nødvendigvis endelig forbruksland. Sist kjente land. ¹ The source material is revised in Statistics Norway. ² Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof.

³ Not necessarily country of consumption. Last known receiving country.

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

Tabell 30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1988 - 1996. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1988- 1996. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices								Spotpris Spot price	
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Brent Blend
1988										
1. kv. Q1	15,87	15,80	15,63	15,83
2. kv. Q2	16,23	15,88	15,73	16,20
3. kv. Q3	14,88	14,60	14,45	14,57
4. kv. Q4	13,19	13,00	12,79	13,08
1989										
1. kv.	16,94	16,89	16,72	.	16,92	17,22
2. kv.	19,29	19,10	18,92	.	19,14	18,62
3. kv.	17,42	17,29	17,10	.	17,30	17,45
4. kv.	18,80	18,80	18,65	.	18,85	18,83
1990										
1. kv.	20,30	20,35	20,17	.	20,35	19,85
2. kv.	16,64	16,52	16,25	.	16,44	15,90
3. kv.	26,60	23,47	23,27	.	23,42	26,05
4. kv.	34,37	34,30	34,08	.	34,27	32,64
1991										
1. kv.	22,27	22,42	22,05	.	22,30	21,13
2. kv.	19,25	19,15	18,45	.	18,75	18,84
3. kv.	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,12
4. kv.	21,30	21,30	20,97	.	21,18	20,68
1992										
1. kv.	18,27	18,28	17,85	.	18,10	17,93
2. kv.	19,93	19,76	19,45	.	19,33	19,92
3. kv.	20,37	20,33	20,12	.	20,27	20,13
4. kv.	19,65	19,65	19,48	.	19,64	19,28
1993										
1. kv.
1.kv.	18,37	18,32	18,07	.	18,28	18,16
2.kv.	18,51	18,53	18,26	.	18,38	18,33
3.kv.	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	16,53
4.kv.	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	15,33
1994										
1.kv.	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	13,90
2.kv.	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	15,79
3.kv.	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	16,81
4.kv.	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	16,54
1995										
1.kv.	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	..	16,82	.	16,73
2.kv.	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	.	18,08
3.kv.	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	..	16,17
4.kv.	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	..	16,94
1996										
1.kv.	18,95	19,10	...	19,10	19,05	19,10	18,78	19,10	19,03	18,56
2.kv.	19,97	19,98	19,38	19,98	19,90	19,98	19,90	19,98	19,73	19,48
3.kv.	21,27	21,25	21,15	21,27	21,20	21,25	21,17	21,27	21,15	20,82

¹ FOB Teeside.

¹ FOB Teeside.

² Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen.

² Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.

³ FOB lastebøye. Normprisen for 1996 for de bøyelastede oljene er foreløpige. Endelig fastsettelse blir foretatt etter utløpet av inneværende år, når informasjon om faktiske fraktkostnader foreligger.

³ FOB loading buoy. The norm price figures for crude oil loaded in buoys for 1996 are preliminary. Final figures are given when information about final freight costs are available in early 1997.

⁴ FOB Sture.

⁴ FOB Sture.

⁵ FOB Mongstad.

⁵ FOB Mongstad.

Kilde: Nærings- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.

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

Tabell 31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1993 - 1996. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Month. 1993 - 1996. USD/barrel

År og måned Year and month	Normpriser Norm prices								Spotpris Spot price	
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Brent Blend
1993										
Januar January	17,75	17,75	17,50	.	17,75	17,40
Februar February	18,30	18,20	17,95	.	18,20	18,50
Mars March	19,05	19,00	18,75	.	18,90	18,78
April April	18,75	18,80	18,55	.	18,60	18,62
Mai May	18,75	18,75	18,45	.	18,60	18,53
Juni June	18,05	18,05	17,80	.	17,95	17,79
Juli July	17,20	17,20	16,90	17,00	17,05	16,81
August August	17,05	17,05	16,70	16,85	16,85	16,75
September September	16,50	16,35	16,15	16,30	16,30	16,13
Oktober October	16,70	16,65	16,50	16,60	16,60	16,79
November November	15,65	15,65	15,55	15,60	15,60	15,55
Desember December	14,15	14,25	14,10	14,15	14,15	13,98
1994										
Januar	13,85	13,95	13,85	13,90	13,95	13,99
Februar	14,40	14,40	14,35	14,35	14,45	13,83
Mars	13,65	13,70	13,60	13,65	13,70	13,88
April	14,80	14,85	14,65	14,80	14,80	14,79
Mai	16,20	16,20	16,00	16,15	16,20	16,20
Juni	16,55	16,40	16,30	16,35	16,40	16,63
Juli	17,45	17,40	17,25	17,35	17,40	17,44
August	17,25	17,20	17,15	17,20	17,25	17,56
September	15,80	15,70	15,75	15,75	15,70	15,71
Oktober	16,30	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25
November	17,30	17,35	17,25	17,30	17,30	17,13
Desember	16,35	16,40	16,40	16,40	16,35	16,30
1995										
Januar	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	.	16,42
Februar	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	.	17,01
Mars	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	.	16,76
April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	.	16,58
Mai	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	.	18,24
Juni	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	.	17,30
Juli	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	.	15,85
August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	..	16,03
September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	16,55
Oktober	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	16,05
November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	16,74
Desember	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	17,82
1996										
Januar	18,15	18,20	...	18,20	18,25	18,20	17,90	18,20	18,20	17,86
Februar	18,20	18,40	...	18,40	18,35	18,40	18,10	18,40	18,35	18,08
Mars	20,50	20,70	...	20,70	20,55	20,70	20,35	20,70	20,55	19,93
April	21,55	21,60	20,60	21,60	21,45	21,60	21,55	21,60	21,35	20,70
Mai	19,50	19,50	19,05	19,50	19,50	19,50	19,45	19,50	19,30	19,01
Juni	18,85	18,85	18,50	18,85	18,75	18,85	18,70	18,85	18,55	18,41
Juli	20,05	20,00	19,65	20,05	19,95	20,00	19,90	20,05	19,80	19,71
August	20,85	20,85	20,95	20,85	20,80	20,85	20,75	20,85	20,80	20,31
September	22,90	22,90	22,85	22,90	22,85	22,90	22,85	22,90	22,85	22,55

¹ FOB Teeside.

¹ FOB Teeside.

² Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen.

² Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.

³ FOB lastebøye. Normprisen for 1996 for de bøyelastede oljene er foreløpige. Endelig fastsettelse blir foretatt etter utløpet av inneværende år, når informasjon om faktiske fraktkostnader foreligger.

³ FOB loading buoy. The norm price figures for crude oil loaded in buoys for 1996 are preliminary. Final figures are given when information about final freight costs are available in early 1997.

⁴ FOB Sture.

⁴ FOB Sture.

⁵ FOB Mongstad.

⁵ FOB Mongstad.

Kilde: Nærings- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.

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

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

År og kvartal Year and quarter	Importert i rørledning ¹ Imported by pipeline ¹			Importert flytende ¹ Imported in liquid form ¹		Eksportert i rørledning ³ Exported by pipeline ³		
	Belgia Belgium	Frankrike France	Tyskland Germany	USA ² USA ²	Frankrike France	Japan Japan	Nederland The Netherlands	Norge Norway
1981	138,25	151,88	150,03	189,94	200,41	243,89	137,83	..
1982	168,00	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,60	166,97	216,67	142,80	129,97
1984	163,44	150,73	143,49	162,18	168,56	205,65	146,25	123,97
1985	162,53	150,02	150,91	126,60	163,90	211,48	143,56	135,89
1986	155,61	136,47	146,29	99,48	140,98	165,72	138,92	136,54
1987	106,44	95,33	99,87	85,20	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90,00	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,90	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,40	119,64	152,91	111,43	93,33
1991	133,78	127,37	127,27	81,58	136,93	166,97	124,49	100,56
1992	116,18	110,16	108,76	77,82	121,41	151,43	110,50	100,30
1993	95,31	103,71	100,45	77,49	108,12	148,38	123,43	84,27
1994	77,49	...	133,54	...	81,85
1991								
1 kv 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	117,04	106,49	108,73	74,46	122,06	149,50	108,40	93,23
2 kv	126,74	111,29	112,09	76,86	120,87	147,74	111,74	100,93
3 kv	129,90	118,96	118,25	74,75	126,98	153,13	132,05	110,14
4 kv	102,36	104,83	101,44	82,48	115,08	155,29	105,59	98,13
1993								
1 kv	105,69	0,00	102,07	74,36	104,42	153,08	98,31	86,03
2 kv	99,02	0,00	105,64	82,00	119,44	155,24	139,21	79,16
3 kv	88,00	0,00	98,80	77,88	111,07	147,35	127,28	73,83
4 kv	88,00	0,00	95,88	76,42	97,55	138,67	100,04	91,02
1994								
1 kv	85,08	0,00	92,23	77,49	105,46	132,42	97,69	76,37
2 kv	71,06	0,00	93,97	...	102,23	129,29	109,24	79,85
3 kv	76,84	0,00	96,09	...	101,94	135,28	142,50	87,48
4 kv	...	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. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1996
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 1996

År og måned Year and month	151 000	71 000 -	36 000 -	Opptil	Opptil	
	dvt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	150 999 dvt. for råolje Medium sized crude carriers	70 999 dvt. for råolje Small crude/ product carriers	35 999 dvt. for råolje Handy size/ dirty	50 000 dvt. for raffinert Handy size/ clean	
1976	29	
1977	25	
1978	29	
1979	47	
1980	37	
1981	28	
1982	26	
1983	29	
1984	35	
1985	32	
1986	33	
1987	42	
1988	41	76	110	153	156	
1989	57	113	159	231	224	
1990	63	110	160	224	249	
1991	68	109	147	206	203	
1992	43	77	117	169	164	
1993	45	93	130	171	176	
1994	41	94	137	184	200	
1995	53	102	146	185	213	
1994	Januar January	38	91	134	162	212
	Februar February	34	89	144	171	221
	Mars March	37	88	131	175	219
	April April	38	88	126	172	204
	Mai May	37	93	125	169	199
	Juni June	34	88	126	176	183
	Juli July	38	92	130	185	189
	August August	46	89	124	199	182
	September September	48	93	134	202	186
	Oktober October	45	97	142	200	196
	November November	48	102	153	189	199
	Desember December	47	118	173	209	215
1995	Januar	52	116	176	184	251
	Februar	53	105	155	170	226
	Mars	48	99	146	163	216
	April	50	101	142	159	215
	Mai	45	95	140	176	187
	Juni	45	101	145	217	211
	Juli	56	95	147	242	218
	August	63	108	145	214	213
	September	64	107	148	192	..
	Oktober	54	100	135	166	189
	November	49	101	143	175	207
	Desember	61	97	132	163	215
1996	Januar	61	103	137	162	234
	Februar	60	120	158	178	228
	Mars	67	120	154	202	230
	April	61	114	178	228	233
	Mai	57	114	153	215	212
	Juni	67	106	160	241	204
	August	70	101	136	217	181
	September	63	101	139	185	180
	Oktober	54	98	137	212	174
	November	55	110	138	198	197

¹ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasjegruppene. Worldscale er et fraktsystem hvor ratene angis i forhold til en fastlagt målestokk (W 100) for et standardskip (75 000 dwt). Worldscale revideres halvårlig på bakgrunn av endringer i bunkerspriser, havneavgifter osv.

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 ¹. 1993-1997. Millioner fat pr. dag
World oil supply and demand ¹. 1993-1997. Million barrels per day

	1995								1996				1997*
	1993	1994	1995	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1996*	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv.* Q 4*	
SAMLET ETTERSPOERSEL ²													
TOTAL DEMAND ²	65,5	66,4	67,5	68,2	65,8	66,7	69,2	r69,2	70,2	r67,7	r68,3	r70,6	70,8
OECD	37,5	38,3	38,6	39,2	37,4	38,0	39,6	39,2	40,1	r38,0	r38,7	r40,0	39,6
G-7	31,8	32,5	32,6	33,3	31,6	32,1	33,3	33,1	34,0	32,1	r32,7	33,7	33,5
Andre OECD-land <i>Other OECD</i>	5,7	5,8	6,0	5,9	5,8	5,9	6,3	6,1	6,1	r5,9	r6,0	r6,3	6,2
ANDRE OMRÅDER <i>OTHER AREAS</i>	27,9	28,1	28,9	29,0	28,4	28,6	29,6	r30,0	r30,1	r29,7	r29,6	30,6	31,1
SUS FSU ³	5,5	4,7	4,6	4,9	4,3	4,3	4,8	4,5	r4,6	r4,3	4,3	4,7	4,5
Øst-Europa <i>Eastern Europe</i> ³	1,0	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	r1,2	1,1	r1,2	1,2
Kina <i>China</i> ³	2,9	3,0	3,2	2,9	3,1	3,3	3,3	r3,5	r3,5	r3,6	3,4	3,5	3,6
OPEC ⁴	4,8	4,9	5,0	5,0	5,0	5,1	5,1	5,2	5,1	5,2	5,2	5,2	5,4
Stillehavslandene <i>Pacific Rim</i> ⁵	3,7	4,0	4,3	4,5	4,2	4,1	4,5	4,6	4,8	4,5	4,4	4,8	4,9
Andre <i>Others</i> ⁶	10,1	10,4	10,7	10,6	10,7	10,7	10,8	r11,1	r11,0	11,0	11,1	11,1	11,5
SAMLET TILBUD													
TOTAL SUPPLY	65,7	66,4	67,6	67,2	67,1	67,9	68,1	...	r69,1	r69,3	70,2	70,6	...
IKKE-OPEC <i>NON OPEC</i> ^{7, 12}	41,0	41,5	42,3	42,2	41,9	42,4	42,6	r44,2	r43,6	r43,7	r44,4	r45,2	45,7
OECD ⁸	14,2	14,8	14,9	14,9	14,7	14,8	15,3	15,5	r15,3	15,1	r15,5	16,1	16,1
SUS FSU ⁹	7,8	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	6,9	7,0	7,0	r7,0	7,1
Kina <i>China</i> ⁹	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2
Andre ikke-OPEC <i>Other non-OPEC</i> ¹⁰	10,5	11,0	11,4	11,3	11,4	11,7	11,3	r12,3	r12,1	r12,2	r12,3	r12,5	12,8
Ikke-OPEC NGL <i>Non-OPEC NGL</i> ¹¹	3,3	3,4	3,5	3,6	3,5	3,5	3,5	r3,8	3,6	r3,7	3,7	3,8	3,9
OPEC NGL	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	r2,7	r2,6	r2,6	r2,7	r2,7	2,7
BALANSE <i>BALANCE</i>	24,4	24,8	25,2	26,0	23,9	24,3	26,6	r25,0	r26,6	r24,0	r23,9	r25,4	25,1
OPECs råoljeproduksjon ¹³													
OPEC crude oil production ¹³	24,7	24,9	25,3	25,0	25,2	25,5	25,5	...	r25,5	r25,6	25,8
Lagerendring og annet ¹⁴													
Stock change and miscellaneous ¹⁴	0,3	0,1	0,1	-1,0	1,2	1,2	-1,1	...	r-1,1	r1,6	1,9

¹ Samlet tilbud=Samlet råoljeproduksjon + olje fra ikke-konvensjonelle kilder i OECD + samlet NGL-produksjon. *Total supply=Total crude oil production + non-conventional oil in the OECD + total production of NGL.*

² Definert som: Innenlandske leveranser av petroleumprodukter + bunkers + direkte forbruk + forbruk i raffinierene - tilvekst ved raffinering - gjenvinning. *Defined as: Inland deliveries of petroleum products + bunkers + direct use + refinery own use - refinery processing gains - backflows.*

³ Forbruk definert som produksjon - nettoeksport. *Apparent consumption defined as production - net oil exports.*

⁴ Ekskluderer Ecuador. *Excludes Ecuador.*

⁵ Inkluderer Hong Kong, Sør-Korea, Phillipinene, Singapore, Taiwan og Thailand. *Includes Hong Kong, South Korea, Phillipines, Singapore, Taiwan and Thailand.*

⁶ Inkluderer tidligere Jugoslavia. *Includes former Yugoslavia.*

⁷ Tilbud fra ikke-OPEC land = råoljeproduksjon fra ikke-OPEC land + ikke-konvensjonell olje fra OECD + total produksjon av NGL.

Supply from non-OPEC = crude oil production from non-OPEC + non conventional oil in the OECD region + total production of NGL.

⁸ Inkluderer ikke-konvensjonell olje. *Includes non conventional oil.*

⁹ Inkluderer NGL. *Includes NGL.*

¹⁰ Inkluderer råolje i utviklingsland og råolje og NGL i det tidligere Øst-Europa. *Includes crude oil in developing countries and crude oil and NGL in former CPEs.*

¹¹ Ekskluderer NGL fra det tidligere Øst-Europa. *Excludes NGL from former CPEs.*

¹² Ekskluderer ikke-konvensjonell olje fra land utenfor OECD-området og samlet tilvekst fra raffineringprosessen. *Excludes non conventional oil from non-OECD and total processing gains.*

¹³ Utvalgte annenhåndskilder: PIW, Petroleum Argus, Reuters, Platt's, MEES og Petrostrategies. *Selected secondary sources: PIW, Petroleum Argus, Reuters, Platt's, MEES and Petrostrategies.*

¹⁴ Annet inkluderer manglende rapportert olje, statistiske feil og annet. *Miscellaneous includes missing oil, statistical errors and others.*

Kilde: OPEC Bulletin. *Source: OPEC Bulletin.*

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1 Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2 Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3 Grensefelt

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

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

2. Næringsklassifisering

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

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

2.1 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

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

SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass

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

SN-nr. 5023 Oljeboring

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

SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass

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

SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

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

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

2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

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

syningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1 Foretak

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

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

3.2 Bedrift

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

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

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

3.3 Hjelpeavdeling

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

Ytes det tjenester til flere bedrifter i foretaket med 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. Verdiene beregnes fob rørledning.

4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av 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

entirety in Norwegian statistics. In order to ensure correct value added and operating surplus figures in the Norwegian statistics, the share of the costs which is debited to shareholders in Great Britain, is entered as export of services from Norway to Great Britain. For the Murchison field, only the share of goods and services consumption debited to shareholders in Norway is included in the figures since the field is operated from Great Britain. The numbers employed on each field are registered according to the operator's nationality.

2. Industrial classification

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

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

2.1 Oil activities classified according to ISIC Rev. 2

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

SIC No. 22 Crude petroleum and natural gas production

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

SIC No. 5023 Oil well drilling

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

SIC No. 61215 Wholesaling of crude petroleum and natural gas

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

SIC No. 714 Pipeline transport

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

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

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

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

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

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

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

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

NACE no. 11.10 also includes SIC no. 81021 "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

unfinished platforms/modules (work in process), also costs accrued abroad.

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

4.2 Export

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

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

4.3 Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

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

Contract work

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

Calculated production value from ancillary units

The ancillary units are assigned gross production values equal to the agency's labour costs and other operating expenditure. This service production is delivered to the establishments on the continental shelf either as intermediate consumption or as the value of their own investment work.

Calculated income from borderline areas

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

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

Own-account investment work

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

4.4 Cost of goods and services consumed

The sum of consumption of goods, repair and maintenance, hire of operating capital, consumption of services (transport, catering, technical assistance etc.), indirect costs (from the ancillary units) and other costs, also costs which are not a part of the operator's activity.

4.5 Value added

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

4.6 Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

Måleenheter

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

Både for olje- og gassvolum gjelder at en nøyaktig angivelse av volumet må knytte seg til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur.

Vanlige enheter:

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm³ – standard kubikkmeter

For gass:

Nm³ – normal kubikkmeter

Standard kubikkfot

For omtrentlig omregning kan følgende faktorer nyttes:

Gass:

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

Olje:

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

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

For omregning fra millioner tonn olje pr. år til millioner fat olje pr. dag i 1995, divideres det med 48,80744.

Egenvekten, stabilisert, olje for enkelte oljefelt i 1995:

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

Units of measurement

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

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

Units commonly used:

Crude oil:

Barrel

Crude oil and natural gas:

Sm³ – metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm³ – metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm³ into Sm³ divide by 0.95.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm³, multiply by 0.159.

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

For conversion of million tonnes oil per year into million barrels oil per day divided by 48.80744.

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

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

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

Gass Gas	1 Sm ³ scm	35.3 kubikkfot cubic feet
Råolje	1 Sm ³ scm	6.29 fat barrels
<i>Crude oil</i>	1 Sm ³ scm	0.841 tonn oljeekvivalenter (toe) tonne oil equivalents (toe)
	1 tonn tonne	7.48 fat barrels
	1 fat barrel	0.159 liter litre
	1 fat/dag barrel/day	48.8 tonn/år tonnes/year
	1 fat/dag barrel/day	58 Sm ³ pr. år scm per year

Tabell b.

	MJ	kWh	TKE TCE	Toe	Sm ³ naturgass Scm of natural gas	Fat råolje Barrels of oil
1 MJ (megajoule)	1	0.278	0.0000341	0.0000236	0.0236	0.000176
1 kWh (kilowatttime)						
<i>1 kWh (kilowatt hour)</i>	3.6	1	0.000123	0.000085	0.0927	0.000635
1 TKE (tonn kullekivalent)						
<i>1 TCE (tonne coal equivalent)</i>	29 300	8 140	1	0.69	695	5.18
1 toe (tonn oljeekvivalent)						
<i>1 toe (tonne oil equivalent)</i>	42 300	11 788	1.44	1	1 190	7.49
1 Sm ³ naturgass						
<i>1 scm natural gas</i>	40.52	11.79	0.00143	0.00084	1	0.007168
1 fat råolje						
<i>1 barrel of crude oil</i>	5 670	1 575	0.193	0.134	139.5	1

Tidligere utgitt på emneområdet

Previously issued on the subject

Norges offisielle statistikk (NOS)

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

Rapporter (RAPP)

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

Statistiske analyser (SA)

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

Discussion Papers (DP)

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

Notater

- 95/15 T. Karlsen: Optimal karbonbeskatning og virkningen på norsk petroleumsformue.
95/58 T. Wiersdalen Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010.
96/10 S. Grepperud og A.C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM.
96/18 A.C. Bøeng: Prisutviklingen på olje ved ulike forutsetninger om utviklingen i eksogene variable. Analyser i WOM-modellen.
96/45 R. Golombek og S. Kverndokk: Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.

Documents

- 96/4 E. Berg: Some Results from the literature on the Impact of Carbon Taxes on the Petroleum Wealth.
96/11 R. Choudhury: The OM95 - An Oil Model for the Kingdom of Saudi Arabia. Technical Documentation of Computer Programs and Procedures.
96/15 P. Boug og L. Brubakk: Impacts of Economic Integration on Energy Demand and CO₂ Emissions in Western Europe.
96/17 K.H. Alfsen og K.E. Rosendahl: Economic Damage of Air Pollution.

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 318 Utdanningsstatistikk: Universiteter og høyskoler 1. oktober 1994 *Education Statistics: Universities and Colleges 1 October 1994*. 1996. 152s. 80 kr. ISBN 82-537-4293-2
- C 319 Befolkningsstatistikk 1995: Hefte III Oversikt *Population Statistics 1995: Volume III Survey*. 1996. 150s. 95 kr. ISBN 82-537-4294-0
- C 320 Befolkningsstatistikk 1996: Hefte II Folkemengd 1. januar *Population Statistics 1996: Volume II Population 1 January*. 1996. 140s. 80 kr. ISBN 82-537-4295-9
- C 321 Statistical Yearbook of Norway 1996. 1996. 445s. 120 kr. ISBN 82-537-4301-7
- C 322 Regnskapsstatistikk 1994: Industri og varehandel *Statistics of Accounts 1994: Manufacturing, Wholesale and Retail Trade*. 1996. 143s. 80 kr. ISBN 82-537-4302-5
- C 323 Fylkesfordelt nasjonalregnskapsstatistikk 1992 *National Accounts Statistics by County 1992*. 1996. 44s. 60 kr. ISBN 82-537-4303-3
- C 324 Godstransport på kysten 1993: Leie- og egentransport *Coastwise Transport of Goods 1993: Transport for Hire or Reward and on Own Account*. 1996. 92s. 70 kr. ISBN 82-537-4308-4
- C 325 Arbeidsmarkedsstatistikk 1995: Hefte I Hovedtall *Labour Market Statistics 1995: Volume I Main Results*. 1996. 172s. 95 kr. ISBN 82-537-4310-6
- C 326 Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1996: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 2nd Quarter 1996: Statistics and Analysis*. 1996. 83s. 85 kr. ISBN 82-537-4311-4
- C 327 Industristatistikk 1994: Næringstall *Manufacturing Statistics 1994: Industrial Figures*. 1996. 123s. 80 kr. ISBN 82-537-4312-2
- C 328 Utdanningsstatistikk: Videregående skoler 1. oktober 1994 *Education Statistics: Upper Secondary Schools 1 October 1994*. 1996. 92s. 70 kr. ISBN 82-537-4313-0
- C 329 Kriminalstatistikk 1994: Anmeldte og etterforskede lovbrudd *Crime Statistics 1994: Offences Reported to the Police and Offences Investigated*. 1996. 70s. 70 kr. ISBN 82-537-4314-9
- C 330 Barnehager og tilbud til 6-åringer i skolen 1995 *Child Care Institutions and Educational Programmes for 6 Year Olds 1995*. 1996. 69s. 70 kr. ISBN 82-537-4315-7
- C 331 Jaktstatistikk 1995 *Hunting Statistics 1995*. 1996. 50s. 70 kr. ISBN 82-537-4317-3
- C 332 Veitrafikkulykker 1995 *Road Traffic Accidents 1995*. 1996. 98s. 80 kr. ISBN 82-537-4318-1
- C 333 Bygge- og anleggsstatistikk 1994 *Construction Statistics 1994*. 1996. 49s. 60 kr. ISBN 82-537-4320-3
- C 335 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1996: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 1996: Statistics and Analysis*. 1996. 114s. 85 kr. ISBN 82-537-4326-2
- C 336 Varehandelsstatistikk 1994 *Wholesale and Retail Trade Statistics 1994*. 1996. 55s. 70 kr. ISBN 82-537-4327-0
- C 337 Statistikk over eiendomsdrift, forretningsmessig tjenesteyting og utleievirksomhet 1994 *Real Estate, Renting and Business Activities 1994*. 1996. 41s. 60 kr. ISBN 82-537-4329-7
- C 338 Nasjonalregnskapsstatistikk 1988-1993: Produksjon, anvendelse og sysselsetting. 1996. 108s. 80 kr. ISBN 82-537-4331-9
- C 339 National Accounts 1988-1993: Production, Uses and Employment. 1996. 108s. 80 kr. ISBN 82-537-4332-7
- C 342 Kommunestyrevalget 1995 *Municipal Council Election 1995*. 1996. 158s. 95 kr. ISBN 82-537-4335-1
- C 343 Fylkestingsvalget 1995 *County Council Election 1995*. 1996. 148s. 80 kr. ISBN 82-537-4337-8
- C 344 Pleie- og omsorgsstatistikk 1994 *Nursing and Care Statistics 1994*. 1996. 66s. 70 kr. ISBN 82-537-4339-4
- C 345 Lønnsstatistikk 1995 *Wage Statistics 1995*. 1996. 125s. 80 kr. ISBN 82-537-4341-6
- C 347 Energistatistikk 1995 *Energy Statistics 1995*. 1996. 127s. 80 kr. ISBN 82-537-4345-9



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 82-537-4351-3
ISSN 0802-0477

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



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway



9 788253 743516