



**Olje- og gassvirksomhet**  
**1. kvartal 1997**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity**  
**1st Quarter 1997**  
Statistics and Analysis





**Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1997**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity 1st Quarter 1997**  
Statistics and Analysis

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbols in Tables</b>	<b>Symbol</b>
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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 82-537-4404-8

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 31. mars 1997.

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

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo, 15. april 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 31 March 1997.

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

Statistics Norway,  
Oslo, 15 April 1997

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

---

<b>Tabellregister</b> .....	7
<hr/>	
<b>Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1997</b>	
1. Hovedpunkter .....	11
2. Investeringskostnader .....	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel .....	15
4. Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel .....	17
5. Markedet .....	17
<hr/>	
<b>Engelsk sammendrag</b> .....	20
<hr/>	
<b>Tabelldel</b> .....	21
<hr/>	
<b>Statistisk behandling av oljevirksomheten</b> .....	60
1. Nasjonal avgrensning .....	60
2. Næringsklassifisering .....	60
3. Statistiske enheter .....	61
4. Kjennemerker .....	62
<hr/>	
<b>Engelsk tekst</b> .....	64
<hr/>	
<b>Vedlegg</b>	
Måleenheter .....	68
<hr/>	
<b>Utkomne publikasjoner</b>	
Tidligere utgitt på emneområdet .....	70
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk .....	72

---

# Contents

---

<b>Index of tables</b> .....	9
<b>Oil activity 1st quarter 1997</b> (in Norwegian only) .....	11
<b>Summary in English</b> .....	20
<b>Tables</b> .....	21
<b>The statistical treatment of the oil activity</b> .....	64
1. National border .....	64
2. Industrial classification .....	64
3. Statistical units .....	65
4. Characteristics .....	66
<b>Annex</b>	
Units of measurement .....	68
<b>Publications</b>	
Previously issued on the subject .....	70
Recent publications in the series Official Statistics of Norway .....	72

---

# Tabellregister

## Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. mars 1997	21
2. Felt under utbygging. 31. mars 1997	26
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1996	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. 1989-1996. 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. 1. kvartal 1995-4. kvartal 1996. Mill.kr	31
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 1996-4. 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. 1990-1997. Mill.kr	33
11. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1997	33
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1997	34
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1997	34
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningsskip. Kvartal. 1986-1996. 1 000 GBP/dag	35

## Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1989-1996. 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. 1. kvartal 1995-4. 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 1992-1996.	38
20. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1989-1996. Mill. kr.	39
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1995-4. 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 <sup>3</sup>	44

## Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1997	47
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1997	47
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1997	48
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 1995-4. kvartal 1996.	49
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 1. kvartal 1995-4. kvartal 1996.	50
30. Skipninger av norskkeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1995-1996	51
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquid), etter mottakerland. 1. kvartal 1995-4. kvartal 1996. 1 000 tonn	51

## Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1988-1997. Dollar pr. fat	52
33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1988-1996. US dollar/fat	53
34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1993-1996. US dollar/fat	54
35. Priser på naturgass. 1981-1994. US dollar/toe	55
36. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1997	56



**Internasjonale markedsforhold**

37. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje, 1993-1996. Millioner fat pr. dag . . . . .	57
---	----

**Nøkkeltall**

38. De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. februar 1997 . . . . .	58
39. Betalte skatter og avgifter til staten, 1978-1997. Mrd 1996-kroner . . . . .	59
40. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass, 1972-1995. . . . .	59

**Tabeller ikke med i dette heftet**

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
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 driftstype, 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. 31 March 1997 . . . . .	21
2. Fields under development. 31 March 1997 . . . . .	26
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1996. . . . .	28

---

## Total investments

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

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1989-1996. Million NOK . . . . .	30
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1996. Million NOK . . . . .	31
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1995-Q 4 1996. Million NOK . . . . .	31
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 1 1996 - Q 4 1996. Million NOK. . . . .	32
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-1997 . . . . .	32
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-1997. Million NOK . . . . .	33
11. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1997 . . . . .	33
12. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1997. . . . .	34
13. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1984-1997 . . . . .	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. 1989-1996. Million NOK . . . . .	36
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1996. Million NOK. . . . .	36
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 1 1995 - Q 4 1996. Million NOK. . . . .	37
18. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1996 . . . . .	37
19. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1992-1996 . . . . .	38
20. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1989-1996. Million NOK . . . . .	39
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 1 1995 - Q 4 1996. Million NOK . . . . .	40
22. Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1996. NOK/hour. . . . .	40

---

## Production

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

---

## Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1997 . . . . .	47
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1997 . . . . .	47
27. Average prices on exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1997 . . . . .	48
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q 1 1995 - Q 4 1996. . . . .	49
29. Exports of Norwegian produced natural gas. By destination. Q 1 1995 - Q 4 1996. . . . .	50
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1995-1996 . . . . .	51
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 1 1995 - Q 4 1996. 1 000 tonnes. . . . .	51

---

## Prices

32. Brent Blend price. Week. 1988-1997. USD/barrel . . . . .	52
33. Crude oil prices by field. Quarterly. 1986-1996. USD/barrel . . . . .	53
34. Crude oil prices by field. Month. 1992-1996. USD/barrel . . . . .	54
35. Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe. . . . .	55
36. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1997 . . . . .	56

---

**International oil markets**

37. World oil supply and demand. 1993-1996. Million barrels per day . . . . .	57
---	----

**Key figures**

38. Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf as of February 1997 . . . . .	58
39. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production 1978-1996. Bill. 1996-NOK . . . . .	59
40. Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas. 1972-1995 . . . . .	59

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 expenses and income from The Government Direct Economic Engagement in the oil activities. 1986-1996. 1996prices. Billion NOK . . . . .	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 NOK. . . . .	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 NOK . . . . .	3/96	3/97
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1993-1995. Million NOK . . . . .	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 NOK . . . . .	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

Ifølge den kvartalsvise investeringsundersøkelsen utført i første kvartal i år er de samlede investeringene i oljevirksomheten i 1997 anslått til 54,9 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 1996 er dette en økning på 19,1 prosent. Det er hovedsakelig anslaget for investeringene til feltutbygging som bidrar til oppgangen, men også anslaget for felt i drift øker kraftig.

Feltutbyggingsinvesteringene i 1997 anslås til hele 28,2 milliarder kroner, en oppgang på 5,3 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende tall for 1996. Anslaget for 1997 er mer enn doblet siden førstegangsanslaget fra 2. kvartal 1996. Dette skyldes hovedsakelig at flere store utbyggingsprosjekter ble vedtatt i løpet av fjoråret. Det høye anslaget kombinert med muligheten for at det også i år vil bli vedtatt nye utbyggingsprosjekter, gir grunnlag for å anta at investeringene til feltutbygging i år blir høye.

Anslaget for investeringer til felt i drift i år er i følge kvartalstillingen 10,1 milliarder kroner. Det tilsvarende anslaget for fjoråret var 7,7 milliarder kroner, noe som utgjør en økning på 30,2 prosent. Det høye anslaget skyldes i vesentlig grad en økning i antall planlagte produksjonsbrønner, samt oppgraderingsplaner for enkelte felt.

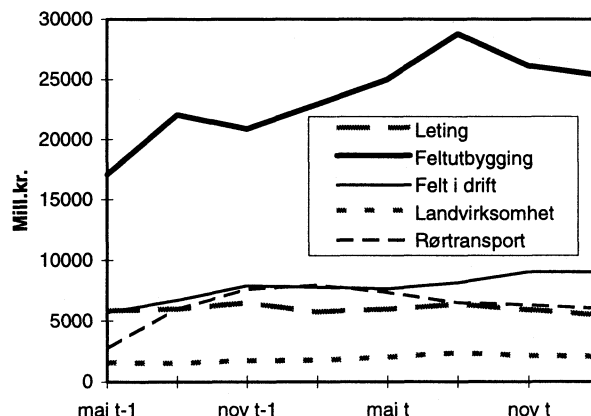
Investeringene i forbindelse med leting er i år anslått til 7,5 milliarder kroner, 1,8 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1996. Letebudsjettene er nå godkjent av lisenspartnerne, og dette antas å være en av grunnene til at anslaget fra forrige kvartal nå er nedjustert med 0,3 milliarder kroner. Sammenlignet med tidligere år er imidlertid denne nedjusteringen liten. Det nye leteanslaget indikerer derfor at leteaktiviteten i år blir høy.

Når det gjelder investeringer til landvirksomhet og rørtransport, er anslagene for 1997 henholdsvis 1,0 og 8,0 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for tidligere år er anslaget for landinvesteringer i år det laveste siden 1989. Dette skyldes i stor grad ferdigstillingen av Trollterminalen i fjor. Anslaget for investeringer til rørtransport har imidlertid vist en jevn økning gjennom hele fjoråret, og er nå omlag det samme som tilsvarende anslag for 1996. Hovedårsaken til økningen i anslaget for rørtransport skyldes rørledningen mellom Åsgard og Kårstø som ble med i forrige telling, og Europipe II som nå er med for første gang.

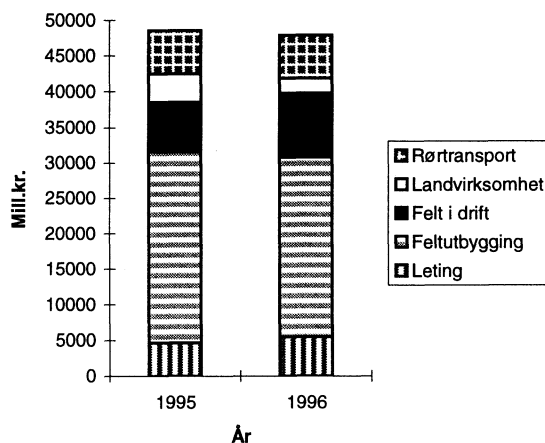
### 1996

De samlede investeringene i oljevirksomheten var i 1996 47,9 milliarder kroner. Sammenlignet med 1995

Figur 1. Anslag for investeringskostnader i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" for 1996 målt på ulike tidspunkt. Millioner kroner



Figur 2. Påløpte investeringskostnader i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport". 1995 og 1996. Millioner kroner



tilsvarende dette en reduksjon på 0,6 milliarder kroner. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere investeringer til feltutbygging og landvirksomhet.

De påløpte investeringene til feltutbygging var i fjor 25,3 milliarder kroner, det laveste nivået siden 1991. Nedgangen på 1,7 milliarder kroner fra året før kan skyldes de faser de store prosjektene befant seg i. I fjor var de fleste prosjektene enten i start- eller slutfasen. Dette innebærer at store deler av investeringene enten vil bli utført i år eller senere, eller at de allerede var utført på et tidligere tidspunkt.

Investeringene til felt i drift nådde en foreløpig topp i fjor med 9,0 milliarder kroner. Dette er en oppgang på hele 29,8 prosent fra året før. Dette skyldes flere forhold. For det første var det produksjonsstart ved flere felt i 1996, blant annet Troll Øst og Sleipner Vest. I tillegg var det en stor økning i antall utvinningsbrønner.

Økningen i antall brønner har medført store investeringer for enkelte felt også i forbindelse med oppgradering av plattformene.

Investeringer til leting beløp seg i fjor til 5,5 milliarder kroner, en oppgang på 17,4 prosent fra året før. Investeringene ble imidlertid lavere enn anslått i forrige telling grunnet en forskyvning i budsjetterte leteprogram.

De påløpte investeringene til landvirksomhet og rørtransport var i fjor henholdsvis 2,1 og 6,0 milliarder kroner. Sammenlignet med 1995 tilsvarende dette en nedgang på 47,5 prosent for landvirksomheten og 1,5 prosent for rørtransport. Nedgangen i investeringene til landvirksomhet skyldes i vesentlig grad reduserte investeringer på Trollterminalen.

## 1.2 Produksjon og marked

Samlet petroleumsproduksjon på norsk kontinental-sokkel var i 1996 på 198,1 mtoe. Dette er 16,2 prosent høyere enn året før. Produksjonen av råolje inkludert NGL (Natural Gas Liquids) økte med 12,6 prosent, mens naturgassproduksjonen steg med 31,9 prosent.

Den gjennomsnittlige spotprisen for referanse kvaliteten Brent Blend var i 1996 20,6 dollar pr. fat. Dette er en økning på 3,6 dollar pr. fat fra 1995. Regnet i norske kroner var spotprisen for Brent Blend i 1996 133,10 kroner pr. fat (valutakurs 6,46). Ved inngangen av 1997 ble spotprisen notert til 24,2 dollar pr. fat. Prisen har frem til slutten av februar sunket til 19,9 dollar pr. fat. I nasjonalbudsjettet 1997 legges det til grunn en oljepris på 115 kroner pr. fat for dette året.

# 2. Investeringskostnader

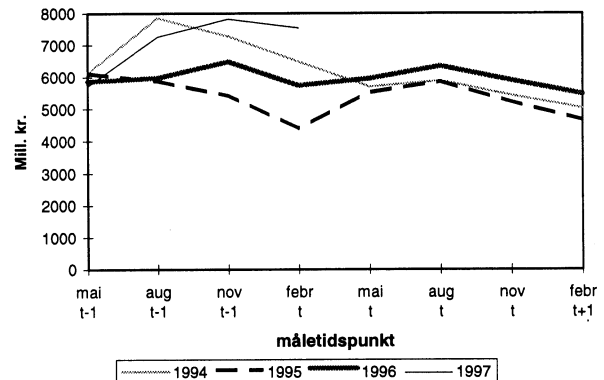
## 2.1 Leting

### Anslag for 1997

Ifølge kvartalsundersøkelsen utført i første kvartal i år, er investeringene til letevirksomhet anslått til 7,5 milliarder kroner i 1997. Den relativt sterke økningen på 31,7 prosent sammenlignet med det tilsvarende anslaget i fjor, skyldes hovedsakelig en økning i planlagt undersøkelsesboring. Anslagene er nå basert på godkjente letebudsjetter. Når de godkjente letebudsjettene foreligger, er det vanlig med en nedjustering av anslagene rapportert i forrige telling. Sammenlignet med tidligere år er imidlertid nedjusteringen for 1997 liten. Dette sammen med det høye nivået for leteanslaget skaper grunnlag for å anta at leteaktiviteten i år blir større enn på flere år. 1997 er ventet å bli et meget spennende leteår. Det skal blant annet bores i de første store dypvannstrukturene i Norskehavet og det vil også bli gjennomført boring av 2 nye brønner i Barentshavet etter en aktivitetspause på over 3 år.

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

Figur 3. Antatte letekostnader målt på ulike tidspunkt. 1994-1997. Millioner kroner



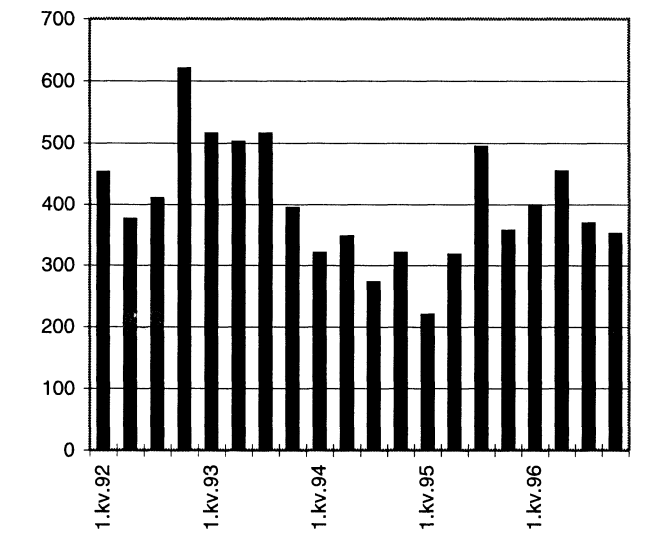
### 1996

De påløpte investeringene til leting var i fjor 5,5 milliarder kroner. Sammenlignet med året før tilsvarende dette en økning på 17,4 prosent. Dermed er den nedadgående trenden fra toppåret i 1991 brutt. Sammenligner vi totale letekostnader for 1995 med i fjor har kostnadene pr. letebrønn økt med hele 41,1 prosent. Et bedre mål på effektiviteten av leteboringen vil imidlertid være letekostnader pr. boremeter, som har steget med 14,3 prosent fra 1995 til 1996. Årsaken til at kostnadene pr. boremeter er et bedre mål, er at det i dag bores lengre brønner. Økningen i kostnadene pr. boremeter mellom årene 1995 og 1996 kan skyldes boring på dypere vann. Gjennomsnittlig vanddybde for boreprosjektene var i 1996 høyere enn i 1995. Boring på dypt vann gir økte kostnader på grunn av mer tidkrevende og kompliserte systemer for boreprosessen. Økte riggrater har også påvirket kostnadene. For 1995 var den gjennomsnittlige riggrate pr. riggdøgn om lag 355 tusen kroner mot 383 tusen kroner i fjor, og det var en økning på 450 riggdøgn fra 1995 til 1996. I tillegg viser også kostnader til generelle undersøkelser (blant annet seismikk) en økning på hele 76,7 prosent i perioden 1995 til 1996.

På norsk sokkel ble det i 1996 påvist 10 nye funn, alle i Nordsjøen. Av disse utgjorde 6 oljefunn, 1 gassfunn og 3 gass/kondensatfunn. Det ble påbegynt 21 undersøkel-seshull i fjor, noe som gir en funnrate på 47,6 prosent. Sammenlignet med andre petroleumsprovinser er dette høyt, og dette skyldes blant annet den sterke satsnin-

**Fysiske leteindikatorer og letetekstnader pr. boremeter og borehull. 1995 og 1996**

	1995	1996
Boremeter	109 750	113 374
Påbegynte borehull	36	30
Letetekstnader pr. boremeter. Tusen kroner	42	48
Letetekstnader pr. borehull. Millioner kroner	129	182

**Figur 4. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1992-1996. Tusen kroner**


gen på teknologiutvikling næringen har vært gjenstand for de siste årene.

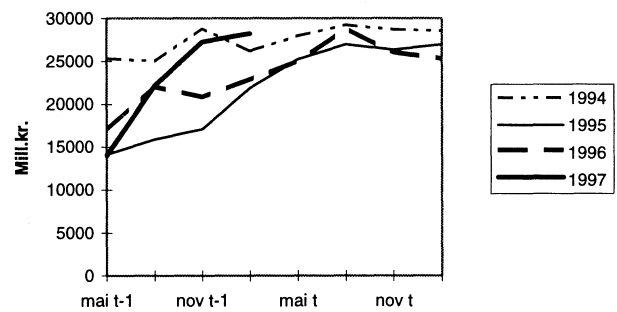
## 2.2 Feltutbygging

### Anslag for 1997

Anslaget for investeringer til feltutbygging i år beløper seg til 28,2 milliarder kroner, en oppgang på 23,3 prosent fra tilsvarende anslag for 1996. Anslaget for 1997 har gjennom de fire siste tellingene stadig blitt oppjustert. Dette skyldes i stor grad store utbyggingprosjekter som ble vedtatt gjennom fjoråret. Her kan spesielt nevnes Åsgard, Visund og Gullfaks-satelittene, som har planlagt produksjonsstart neste år. Det siste prosjektet som er vedtatt utbygd er Oseberg Gass. I tillegg har oljeselskapene levert plan for utbygging og drift (PUD) av Oseberg Sør og Troll C. Dette i tillegg til muligheten for vedtak om flere utbyggingprosjekter gjennom året gir grunnlag for å anta at investeringene til feltutbygging i år blir høye.

### 1996

De totale investeringene til feltutbygging var i fjor 25,3 milliarder kroner. Sammenlignet med 1995 tilsvarende dette en nedgang på 1,7 milliarder kroner, og 1996-nivået er det laveste siden 1991. Selv om størstedelen av prosjektene i 1996 var i start- eller avslutningsfasen, var det enkelte store prosjekter med sterk byggeaktivitet, særlig Balder, Njord, Visund og Norne. Dette for-

**Figur 5. Antatte investeringskostnader til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1994-1997. Millioner kroner**


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 1. kvartal 1997:

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

klarer veksten i vareandelen, som har steget fra 47,2 prosent i 1995 til 61,4 prosent i fjor. Investeringsandelen tilknyttet tjenester har imidlertid vist en nedgang fra 44,2 prosent i 1995 til 28,1 prosent i 1996.

## 2.3 Felt i drift

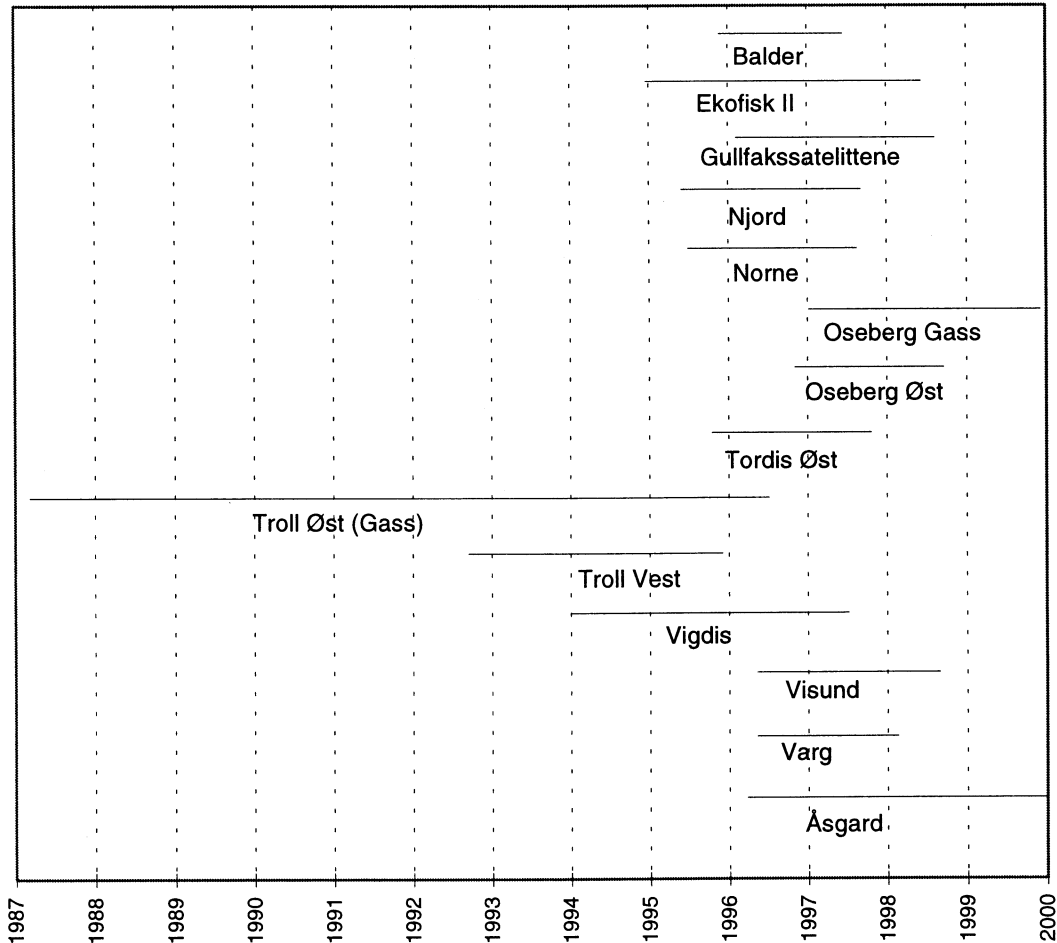
### Anslag for 1997

I 1997 er investeringene til felt i drift anslått til 10,1 milliarder kroner. Oppgangen på 2,3 milliarder kroner fra tilsvarende anslag i fjor skyldes hovedsakelig en økning i antall planlagte produksjonsbrønner. Sammenligning av de ulike kostnadsgruppene for de to årene viser også at anslaget for investeringer til varer og tjenester øker med henholdsvis 27,1 og 6,5 prosent fra 1996 til 1997. Dette skyldes i stor grad planlagte investeringer i år i forbindelse med oppgraderinger av plattformer på enkelte felt.

### 1996

I fjor var de påløpte investeringene til felt i drift 9,0 milliarder kroner, en økning på 2,1 milliarder kroner sam-

Figur 6. Feltutbyggingsprosjekter. Start- og sluttidspunkt



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.

menlignet med 1995. Denne veksten var betydelig sterkere enn i perioden 1989-1995. Dette har flere årsaker. For det første var det produksjonsstart ved flere felt i 1996, blant annet Troll Øst og Sleipner Vest. I tillegg var det en stor økning i antall utvinningsbrønner. I 1996 ble det boret 140 utvinningsbrønner. Dette tilsvarer 31 flere enn i 1995 og hele 20 flere enn i rekordåret 1994. Det er ventet at antall utvinningsbrønner de nærmeste årene vil stabilisere seg på 1996-nivået.

Utvinningsboring omfatter boring i utbyggings- og driftsfasen.

## 2.4 Landinvesteringer

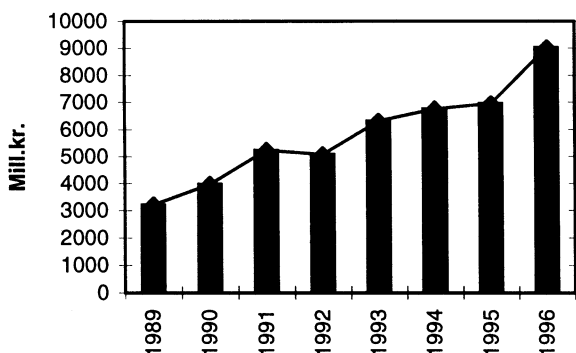
### Anslag for 1997

Investeringer til landvirksomheten er i år anslått til 1,0 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende tall for tidligere år, er dette det laveste anslaget siden 1989. Landinvesteringer omfatter investeringer knyttet til mottaksterminaler, kontorer og baser. Aktivitetsnedgangen skyldes hovedsakelig at Trollterminalen ble ferdigstilt i fjor.

### 1996

Investeringene til landvirksomhet beløp seg i fjor til 2,1 milliarder kroner. Sammenlignet med året før er dette

Figur 7. Investeringskostnader til felt i drift. 1989-1996. Millioner kroner



en nedgang på 47,6 prosent. Nedgangen skyldes hovedsakelig reduserte investeringer på Trollterminalen fra 1995 til i fjor.

## 2.5 Rørtransport

### Anslag for 1997

I 1997 er det anslått at investeringene til rørtransport vil beløpe seg til 8,0 milliarder kroner, omtrent uendret fra tilsvarende anslag for fjoråret. Anslaget for i år har steget betydelig fra førstegangsanslaget på 4,5 milliarder kroner gitt i mai 1996. Dette skyldes hovedsakelig at rørledningen mellom Åsgard-feltet og Kårstø-terminalen kom med i forrige undersøkelse og at Europipe II nå er med for første gang. Leggingen av verdens lengste rørledning til havs, NorFra, er ventet å starte rundt månedsskiftet mars/april i år. Gassrørledningen skal gå fra Draupner E i Nordsjøen til Dunkerque i Nord-Frankrike. NorFra-røret skal være klart til forpliktende gassleveranser 1. oktober 1998.

### 1996

De påløpte investeringene til rørtransport var i fjor 6,0 milliarder kroner, om lag uendret fra året før. De tidligere anslagene har gjennom de siste tellingene stadig blitt nedjustert. Dette skyldes trolig forsinkelser på flere rørledninger. Blant annet er leggingen av Zeepipe fase II blitt utsatt på grunn av dårlig vær.

## 3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

Den samlede petroleumsproduksjonen på norsk kontinentalsokkel var i 1996 på 198,1 mtoe. Dette er en økning på 27,5 mtoe eller 16,2 prosent fra året før.

### 3.1 Råolje

I 1996 var den norske råoljeproduksjonen 156,8 mtoe, tilsvarende en gjennomsnittlig produksjon pr. dag på 3,2 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.). For 1995 var den gjennomsnittlige produksjonen pr. dag i underkant av 2,9 millioner fat o.e. Råoljeproduksjonen steg med 17,6 mtoe eller 12,6 prosent fra 1995 til 1996.

Den viktigste årsaken til denne produksjonsveksten var økningen i Heidruns oljeproduksjon på hele 10,1 mtoe. Heidrun kom i drift i oktober 1995, og var i fjor det sjette største oljefeltet målt i produsert mengde. Også Troll viste en kraftig oljeproduksjonsvekst fra 1995 til 1996, med hele 9,0 mtoe. Dette feltet var det femte største oljefeltet i fjor. Troll startet sin oljeproduksjon fra hovedprovinsen i den vestlige delen i september 1995, mens NGL-produksjonen fra den østlige delen tok til i juni 1996. Også Frøy og Draugen bidrar sterkt til den økte oljeproduksjonen i 1996, med en vekst på 1,3 mtoe hver.

Ved de fire mestproduserende oljefeltene (Oseberg, Gullfaks, Statfjord og Ekofisk) sank produksjonen med tilsammen 6,2 mtoe eller 7,0 prosent fra 1995 til 1996. Nedgangen i produksjonen var spesielt sterkt for Statfjord, med en reduksjon på 3,6 mtoe eller 15,6 prosent. Det er ventet at den kraftige produksjonsnedgangen ved Statfjord vil fortsette de nærmeste årene, og at produksjonen vil opphøre rundt år 2005. Også ved Gullfaks viste produksjonen en sterk reduksjon (2,3 mtoe eller 9,4 prosent). Ved Ekofisk var det kun en mindre nedgang mens Osebergs produksjon viste en liten oppgang. I 1996 var Oseberg for første gang det mestproduserende oljefeltet på norsk kontinentalsokkel.

### Produksjonen ved de åtte største oljefeltene i 1996. Tusen fat pr. dag

Oseberg	505,2
Gullfaks	458,7
Statfjord	398,3
Ekofisk	313,4
Troll	235,9
Heidrun	225,7
Snorre	198,1
Draugen	146,8

I 1996 sto de fire største oljefeltene for 52,2 prosent av den samlede råoljeproduksjonen. Dette er 11,0 prosentpoeng lavere enn for året før. Det er ventet at andre felt enn Oseberg, Gullfaks, Statfjord og Ekofisk vil øke sin andel av samlet råoljeproduksjon ytterligere i årene som kommer.

Ifølge Det internasjonale energibyråets (IEAs) produksjonsstatistikk var Norge i 1996 den sjette største produsenten av råolje på verdensbasis. Norge sto for om lag 4,5 prosent av den samlede produksjonen, som i gjennomsnitt pr. dag var på om lag 72,1 millioner fat. Norge eksporterer en svært høy andel av sin råoljeproduksjon sammenlignet med andre store produsentland. I 1996 var Norges eksportandel 87,3 prosent. Norge vil derfor i fjor som i 1995 trolig minst rangere som verdens tredje største nettoeksportør etter Saudi-Arabia og Russland.

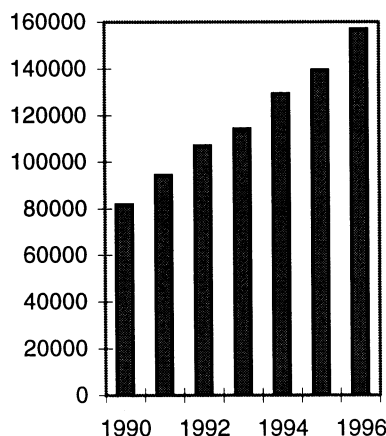
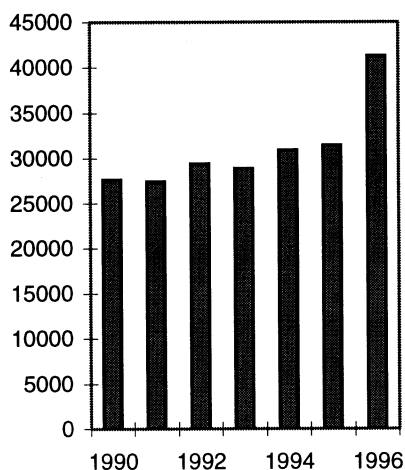
### De ti største råoljeprodusentene i 1996. Millioner fat pr. dag

USA	8,6	Norge	3,25
Saudi Arabia	7,92	Kina	3,13
Russland	6,03	Venezuela	2,97
Iran	3,67	Storbritannia	2,83
Mexico	3,29	Canada	2,45

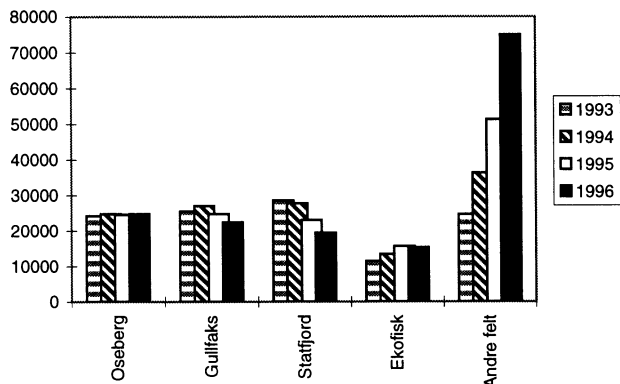
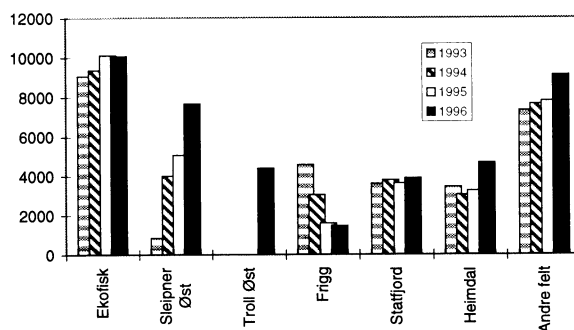
Kilde: Oil Market Report, 14. januar 1997, IEA



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

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. 1990-1996. 1000 Sm<sup>3</sup>

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

Figur 11. Samlet produksjon av naturgass etter felt. 1993-1996. 1000 Sm<sup>3</sup>

### 3.2 Naturgass

Norges produksjon av naturgass, inkludert forbruket på feltene, var i 1996 på 41,3 milliarder standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>). Dette er en vekst på 10,0 milliarder Sm<sup>3</sup> eller 31,9 prosent fra året før.

Den viktigste årsaken til den betydelige økningen i produksjonen av naturgass er oppstarten av gassproduksjonen ved Troll Øst i midten av juni 1996. Fra oppstart og ut fjoråret produserte Troll Øst 5,4 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, og var dermed det tredje største feltet i 1996 etter Ekofisk og Sleipner Øst. På månedsbasis var Troll Øst imidlertid det mestproduserende feltet fra oktober og ut året, med en produksjon på over 1,0 milliarder Sm<sup>3</sup> pr. måned. Sleipner Øst bidro også sterkt til veksten i naturgassproduksjonen. Fra 1995 til 1996 økte naturgassproduksjonen ved Sleipner Øst med 2,6 milliarder Sm<sup>3</sup> eller 51,6 prosent. Ved Heimdal steg produksjonen med 1,4 milliarder Sm<sup>3</sup> eller 43,5 prosent.

Det var imidlertid i 1996 fortsatt Ekofisk som hadde den største produksjonen av naturgass på norsk konti-

nentalsokkel, med en produksjon på 10,1 milliarder Sm<sup>3</sup>. Dette var om lag det samme som i 1995. I 1997 vil trolig Troll Øst overta som det mestproduserende gassfeltet på norsk sokkel. Feltet har en produksjonskapasitet på opp mot 27 milliarder Sm<sup>3</sup> pr. år. Trollgassen selges sammen med bl.a. gass fra Sleipner-feltene under Troll-kontraktene til seks ulike kjøperland på kontinentet. I 1996 var det forpliktet salg av om lag 17 milliarder Sm<sup>3</sup> under Troll-avtalene, mens volumet etter årtusensskiftet trolig kommer opp i hele 45 milliarder Sm<sup>3</sup> pr. år. Leveransene under Troll-avtalen startet 1. oktober 1993.

Tall fra Oil & Gas Journal viser at Norge var den tiende største produsent av naturgass i de elleve første månedene i 1996. Norge sto i dette tidsrommet for 1,6 prosent av verdens samlede naturgassproduksjon, og for 13,9 prosent av naturgassproduksjonen i Europa. Norges høye eksportandel for naturgass sammenlignet med andre land bidrar imidlertid til en høy plassering som nettoeksportør (definert som produksjon minus forbruk). Ifølge BP Statistical Review of World Energy

1996 var Norge i 1995 den fjerde største eksportøren av tørrgass.

Prognoser fra Olje- og energidepartementet fra februar i år indikerer at produksjonen av naturgass til salg vil vokse fra 36,7 milliarder Sm<sup>3</sup> i 1996 til 46,0 milliarder Sm<sup>3</sup> i 1997. Ifølge prognosen vil den betydelige produksjonsøkningen fortsette i tiden frem mot 2004, slik at produksjonsnivået for naturgass kan komme opp i hele 80,0 milliarder Sm<sup>3</sup> rundt midten av neste tiår. Etter årtusenskiftet vil det trolig bli behov for betydelig mer gass enn det som produseres fra eksisterende felt. På bakgrunn av dette ble det i juni 1996 vedtatt en kombinert utbygging av Åsgardfeltet på Haltenbanken og nye gassprovinser i Osebergområdet. Den forventede økningen i etterspørselen kan også gi rom for utbygging av andre gassfelt. Naturgassandelen av samlet petroleumsproduksjon anslås på denne bakgrunn å øke fra om lag 19 prosent i 1996 til 36 prosent i år 2006.

Den økte etterspørselen etter norsk gass i det europeiske markedet skyldes blant annet at forbrenning av naturgass medfører betydelig mindre utslipp av CO<sub>2</sub> og andre forurensende stoffer enn forbrenning av olje og kull. Samtidig blir norske gassleveranser betraktet som en sikker og stabil energikilde. I tillegg til økt salg til de tradisjonelt største avtagerne av norsk naturgass, Tyskland og Frankrike, pågår det for tiden forhandlinger med interessenter i blant annet Spania og Polen. Når det gjelder salg til tsjekkiske Transgas, er kontrakt for salg av 3,0 milliarder Sm<sup>3</sup> pr. år nå inngått. Forbruket i Tsjekia er i dag om lag 7,0 milliarder Sm<sup>3</sup> i året, og ventes fordoblet innen år 2010, som erstatning for kull. Det norske gassforhandlingsutvalget (GFU) inngikk i januar 1997 en kontrakt med italienske SNAM om leveranser av om lag 6,0 milliarder Sm<sup>3</sup> fra år 2000, med muligheter for å øke volumet til 8,0 milliarder Sm<sup>3</sup> årlig på et senere tidspunkt. Kontrakten skal gå over 25 år og har en verdi på nær 90 milliarder kroner. Dette er den største kontrakten om salg av norsk naturgass som er inngått siden Troll-kontrakten ble undertegnet i 1986. Videre er det muligheter for kontrakter for levering av 2,0 milliarder Sm<sup>3</sup> til Danmark, 1,0 milliarder Sm<sup>3</sup> til VNG i Tyskland og muligens 3,0 milliarder Sm<sup>3</sup> til Spania. Det er dessuten utsikter til enighet med Storbritannia om gassleveranser via Friggrørledningen. 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 i Polen er i dag om lag 11,0 milliarder Sm<sup>3</sup>, men forventes å stige til 25,0 milliarder innen år 2010. Russland er i dag eneleverandør til det polske markedet.

## 4. Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel

Generelt defineres **petroleumsressursene** som den forventede mengde produserbar olje og gass. Oljedirektoratet (OD) utarbeidet i 1996 et nytt system for å klassifisere petroleumsressursene. Den delen av de oppdagede ressursene som befinner seg i:

- *felt med avsluttet produksjon (klasse 0)*
- *produserende felt (klasse 1)*
- *felt med godkjent utbyggingsplan (klasse 2)*

kalles **reserver**. De **øvrige ressursene** deles inn i følgende klasser:

- *ressurser i sen planleggingsfase, dvs. forventet godkjent utbyggingsplan innen to år (klasse 3)*
- *ressurser i tidlig planleggingsfase, dvs. forventet godkjent utbyggingsplan innen ti år (klasse 4)*
- *ressurser som kan bli bygget ut mer 10 år frem i tid (klasse 5)*
- *ressurser i små funn der utbygging er svært usikker (klasse 6)*
- *ressurser i nye funn som ikke ferdig evaluert (klasse 7)*
- *mulige, framtidige tiltak for økt utvinning, dvs. ikke planlagte tiltak utover dagens teknologi (klasse MT)*
- *tilleggsressurser i prospekter planlagt knyttet til et felt (TP)*
- *uoppdagede ressurser*

Totalt ressurser når alle klasser inkluderes er ifølge OD på 12,4 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. Av dette er 2,0 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. allerede produsert. ODs ressursanslag er oppjustert med 14,0 prosent fra beregningene som ble gjort i 1996. Usikkerhetsspredningen i totalanslaget er ifølge OD fra 9,5 til 16,5 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e.

Med samme utvinningstempo som i 1996 vil Norge ut fra gjenværende, totale ressurser ha råolje og naturgass nok til å produsere i henholdsvis 27 og 147 år framover. Dersom en kun inkluderer reservene, vil råolje- og gassproduksjonen kunne holdes på 1996-nivået i henholdsvis 10 og 40 år til.

## 5. Markedet

### 5.1 Prisutviklingen for Brent Blend

I 1996 var den gjennomsnittlige spotprisen for referanse kvaliteten Brent Blend 20,6 dollar pr. fat, en økning på 3,6 dollar pr. fat fra 1995. Spotprisen for Brent Blend i 1996 tilsvarte 133,10 kroner pr. fat (valutakurs 6,46). I revidert nasjonalbudsjett 1996 og i nasjonalbudsjettet 1997 ble råoljeprisen for 1996 anslått til henholdsvis 115 og 125 kroner pr. fat. Ved inngangen til 1997 ble spotprisen notert til 24,2 dollar pr. fat. Fram

mot slutten av februar i år har prisen sunket til 19,9 dollar pr. fat. I nasjonalbudsjettet 1997 legges det til grunn en oljepris på 115 kroner pr. fat for 1997.

Oljeprisen fluktuerte mye gjennom 1996. Differansen mellom høyeste og laveste notering var på 8,1 dollar pr. fat. Året før var det tilsvarende tallet 3,5 dollar pr. fat. Tidlig på vinteren 1996 falt spotprisen på Brent Blend ned til under 17,0 dollar pr. fat etter mildvær og forventninger om et begrenset oljesalg fra Irak. Oljeprisen steg deretter markert fra februar til midten av april, med priser på over 22,0 dollar pr. fat. Lave lagre kombinert med kaldt vær bidro til denne oppgangen. Da Irak og FN i begynnelsen av mai undertegnet avtalen om begrenset eksport fra Irak, falt spotprisen på Brent Blend ned mot 18,0 dollar pr. fat. Etersom urolighetene i Midtøsten bygget seg opp, ble det imidlertid klart at avtalen ikke ville bli iverksatt med det første. Oljeprisen begynte derfor å stige, og økte markert etter den amerikanske bombingene av Irak. Brent Blend nådde et nivå på 24,7 dollar pr. fat i slutten av oktober, det høyeste registrerte nivået siden Golfkrigen. Økt produksjon fra OPEC og tidligere sovjetrepublikker førte oljeprisen noe ned etter toppnoteringen, men prisene holdt seg på et høyt nivå ut året. Fallet i oljeprisen gjennom de to første månedene av 1997 har sammenheng med mildt vintervær og et høyt tilbud av råolje.

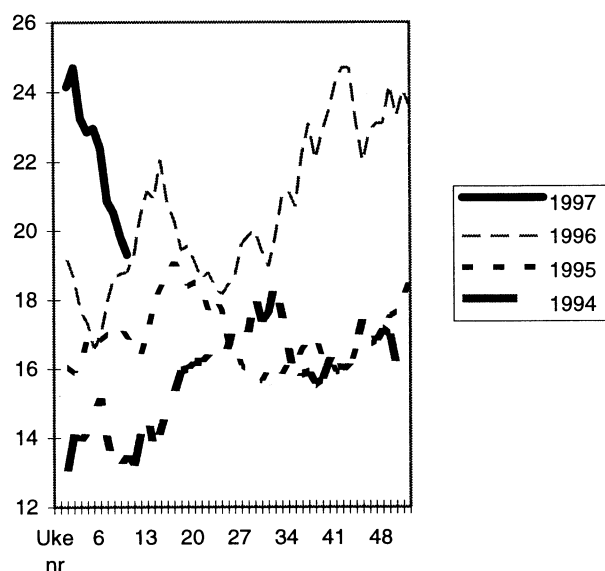
## 5.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis

Ifølge tall fra IEA var det samlede tilbudet av råolje inkludert NGL i 1996 i gjennomsnitt 72,1 millioner fat pr. dag. Dette er en økning på 2,2 millioner fat pr. dag fra 1995. Oppgangen skyldes hovedsakelig økt produksjon fra OPEC, Latin-Amerika og Nordsjølandene.

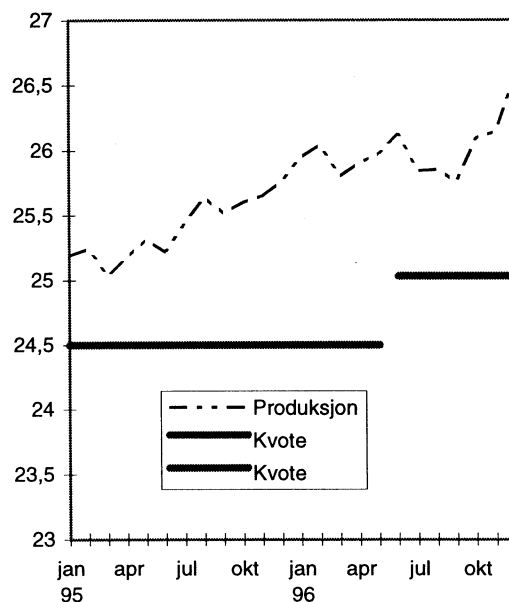
Nordsjøen har siden 1993 vært den regionen i verden som har stått for den største økningen i oljeproduksjonen. Denne utviklingen fortsatte gjennom 1996, ifølge tall fra IEA. Det tidligere Sovjetunionen har opplevd fall både i innenlandsk etterspørsel og tilbud gjennom flere år. Den nedadgående tendensen flatet imidlertid ut i 1996. I prognosene for 1997 antar IEA at innenlandsk etterspørsel stabiliserer seg på 1996-nivå, mens det for første gang på ti år ventes en økning i tilbudet.

OPEC produserte i 1996 i gjennomsnitt pr. dag om lag 28,5 millioner fat råolje inkludert NGL, en økning på 0,9 millioner fat pr. dag fra året før. Produksjonen økte på tross av at kvotene lå fast gjennom året. Det var særlig Venezuela, Saudi Arabia, Kuwait og Nigeria som bidro til veksten, mens de øvrige medlemslandene i OPEC generelt hadde en meget svak produksjonsutvikling i 1996. I slutten av november ble det klart at Irak fikk gjenoppta en begrenset oljeeksport fra desember, etter å ha gitt etter for FN-krav. Avtalen gir Irak mulighet til å eksportere olje for 2 milliarder dollar over en halvårsperiode, og dette betyr en daglig eksport på 0,6-0,8 millioner fat. Meldingen kom like i forkant av

Figur 12. Prisutviklingen på Brent Blend. 1994-1997 Dollar pr. fat



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



OPEC-ministrenes 101. ordinære medlemsmøte i Wien. Møtet vedtok at OPEC skal videreføre sine selvpålagte kvoter på 25,033 millioner fat pr. dag (eksklusive NGL), inkludert Iraks produksjon. Det knytter seg spenning til hvorvidt oljeeksporten fra Irak vil virke skjerpene på de øvrige medlemslandenes vilje til å holde seg innenfor kvotene.

IEA anslår oljeproduksjonen utenfor OPEC til å bli om lag 45,6 millioner fat pr. dag i 1997. Dette vil innebære en økning på i gjennomsnitt 2,0 millioner fat pr. dag fra 1996. Fra 1995 til 1996 var den tilsvarende veksten på 1,2 millioner fat pr. dag. Det er Nordsjølandene som

antas å stå for mesteparten av veksten fra 1996 til 1997 (med 0,9 millioner fat pr. dag), men Latin-Amerikanske land bidrar også sterkt til den anslåtte oppgangen i produksjonen (med 0,5 millioner fat pr. dag).

### **5.3 Etterspørselen etter råolje på verdensbasis**

Den samlede oljeetterspørselen i 1996 var ifølge IEA i gjennomsnitt på 71,7 millioner fat pr. dag. Dette er en vekst på 1,6 millioner fat pr. dag fra året før. Økningen i OECD-området var på 0,8 millioner fat pr. dag, med sterke vekst i Nord-Amerika. I Asia fortsetter den kraftige økningen i oljeetterspørselen, mens etterspørselen fra det tidligere Sovjetunionen fortsatt synker noe.

IEA anslår at verdens samlede etterspørsel etter olje vil vokse med 1,9 millioner fat pr. dag gjennom 1996, til 73,6 millioner fat pr. dag i 1997. IEAs prognose for 1997 indikerer omtrent samme vekst for land i OECD-området som i 1996, mens etterspørselen ventes å øke betydelig i land utenfor OECD. Med en anslått produktionsvekst på 2,0 millioner fat pr. dag i oljeproduksjonen utenfor OPEC, vil samlet tilbud bli på 74,1 millioner fat pr. dag dersom OPEC opprettholder produksjonen på 1996-nivå. Dette vil medføre en oppbygging av lagre på gjennomsnittlig 0,4 millioner fat pr. dag. Siden de nåværende oljelagrene er lave, kan det være behov for en slik lageroppbygging.

**Investment statistics. Oil and Gas Activity,  
1st quarter 1997**

## Increased investments for field development in 1997

**The overall estimate for investment costs in the oil sector in 1997 is NOK 54.9 billion according to the survey made in the 1st quarter in 1997. This is an increase of NOK 8.8 billion compared with a corresponding estimate for 1996. The increase is mainly due to higher investments for field development. For 1996 the investments showed a decrease compared with the previous year. This was caused by lower investments for field development and onshore activities.**

Investment costs for exploration are estimated to NOK 7.5 billion. This is an increase of 31.7 per cent compared with the estimate for 1996 from the first quarter last year. Compared with the last survey the estimate for exploration, however, shows a small decrease of NOK 0.3 billion. The budgets for explorations have now been approved by the licence partners and this may have contributed to the adjustments. Compared with earlier years the adjustments are nevertheless small. This may indicate that the exploration activities will be high in 1997 compared with previous years.

The accrued investments for explorations were NOK 5.5 billion in 1996. Compared with the previous year this corresponds to an increase of 17.4 per cent. The investments turned out to be lower than estimated in the survey made in the 4th quarter in 1996. This is mainly due to a shifting of the exploration activities. Some of the drilling programmes that were on the budget for last year have been postponed to this year.

### Field development

The investments for field development were in 1997 estimated to NOK 28.2 billion. This is an increase of 23.1 per cent. The estimate has more than doubled since the first one was made in the second quarter of 1996. This is to a large extent caused by the large field development project that was approved last year. Among these are Åsgard, Visund and the Gullfaks satellite fields. The last field that was approved was Oseberg Gass. The oil companies have in addition delivered a plan for the development and the operation of Oseberg Sør and Troll C. As well as be given the possibilities for the approval of still more field development plans, this is the reason for assuming that the investments for field development will be high this year.

The investments for field development were NOK 25.3 billion in 1996. This is a decrease of 6.3 per cent compared with corresponding figures for 1995, and the

investments are the lowest since 1991. This is most likely due to the fact that the projects have reached different phases. Several large fields were either in the closing or the beginning phase in 1996. Therefore the highest investments were made in previous years or will be made in 1997 or later.

### Fields on stream

Investments in connection with fields on stream are estimated to NOK 10.1 billion in 1997. The estimates have been adjusted upwards throughout 1996 and are 30.2 per cent higher than the corresponding estimate for 1996. This is to a great degree due to an increase in the number of planned production wells in addition to the plans for upgrading for certain fields.

Last year the investments for fields on stream were NOK 9.0 billion, an increase of 29.8 per cent compared with 1995. This increase was considerably higher than in the period 1988-1995. There are several reasons for this. Firstly, several fields, among others Troll Øst and Sleipner Vest, started production in 1996. In addition the number of extraction wells increased considerably. 140 extraction wells were drilled in 1996, 31 more than in 1995 and as many as 20 more than in the record year 1994. The increase in the number of wells has resulted in great investments for certain fields also in connection with the upgrading of the platforms.

### Onshore activities and pipeline transport

The investments for onshore activities and pipeline transport for 1997 are estimated to NOK 1.0 and 8.0 billion respectively. Compared with corresponding estimates for previous years this estimate for onshore activities is the lowest since 1989. This is mainly due to the fact that the Troll terminal was completed last year. The estimate for investments for pipeline transport has, however, increased throughout the last four surveys. This is due to the fact that the pipeline between the Åsgard field and the Kårstø terminal was included in the last survey and that Europipe II now is included for the first time. The accrued investments for onshore activities and pipeline transport were last year NOK 2.1 and 6.0 billion. Compared with 1995 this is a decrease of 47.5 per cent for onshore activities and 1.5 per cent for pipeline transport. The decrease in investments for onshore activities is mainly caused by reduced investments for the Troll terminal.

Tabell 1. Felt i produksjon. 31. mars 1997 *Fields on stream. 31 March 1997*

	Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup>	Stattfjord <sup>3</sup>	Murchison <sup>4</sup>	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 <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	534,3	-	535	12,8	115,4	6,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	23,3	0,4	15,1	0,4	4,8	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	252,1	111,9	53,9	0,4	32,1	40,5
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves<sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	185,6	-	86,2	0,9	68,6	1,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	8,8	-	5,5	0,1	3	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	87,5	0,8	19,9	0,1	22,6	2,9
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled<sup>6</sup></i>	323	28	151	..	71	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	139	11	75	..	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- plattform 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattform 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattform 3 steel platforms	1 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 Loading buoys for oil. <i>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 <sup>7</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>7</sup></i>	ca 101,8 <sup>8</sup>	ca 25 <sup>8</sup>	ca 75 <sup>8</sup>	ca 3,9	ca 21,7 <sup>8</sup>	ca 13,3 <sup>8</sup>

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

<sup>2</sup> Norsk Andel: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60,82 per cent.*

<sup>3</sup> Norsk Andel: 85,47 prosent. *Norwegian share: 85,47 per cent.*

<sup>4</sup> Norsk Andel: 22,2 prosent. *Norwegian share: 22,2 per cent.*

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1996. *As of 31 December 1996.*

<sup>6</sup> Pr. 28. februar 1997. *As of 28 February 1997.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1996. *As of 31 December 1996.*

<sup>8</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet

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

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 31. mars 1997 *Fields on stream. 31 March 1997*

	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten G.	Oseberg <sup>9</sup>	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 <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	69,2	310,8	-	3,8	319,3	54,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,4	-	0,5	-	1
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	3,6	23	9,5	9,2	88,9	2,6
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves<sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	14,7	109,9	-	0,1	124,5	27,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,4	1	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	0,1	9,4	0,4	0,5	88,9	1,4
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled<sup>6</sup></i>	28	143	5	7	106	27
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	9	76	2	6	41	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 bunns- 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 <sup>7</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>7</sup></i>	ca 13,9 <sup>8</sup>	ca 74 <sup>8</sup>	ca 2,9 <sup>8</sup>	3,4	ca 51 <sup>8</sup>	ca 9,9

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

<sup>9</sup> In December 1996 was the plan for development and operation (PDO) for an additional platform approved. The platform will be processing gas from Oseberg Field Center for exports.

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 31. mars 1997 *Fields on stream. 31 March 1997*

	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre	Sleipner Øst <sup>9</sup>	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 <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves <sup>5</sup></i>					
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	8,7	32,1	169,1	-	94,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	1,9	2,3	27,3	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	2,2	4,8	5	41,5	-
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves <sup>5</sup></i>					
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	3,2	9,8	127,9	-	75,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,7	0,9	16,7	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	1,1	1,7	3,1	23,9	-
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled <sup>6</sup></i>	13	34	37	19	15
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	12	19	13	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Strekktags- plattform i stål <i>Tension Leg Platform (TLP), steel</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>	Bunnfast betonginn- retning med integreert 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 Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.	Olje, gass i rør til 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>	Bøyelasting av olje <i>Loading buoys for oil</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	30	31,4	29,6	57,88
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7</sup> <i>Investments. Bill. NOK <sup>7</sup></i>	1,1	ca 11,2	22	ca 18 <sup>8</sup>	15,8 <sup>8</sup>

<sup>9</sup> Inkluderer Loke.<sup>9</sup> Includes Loke.



Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 31. mars 1997 *Fields on stream. 31 March 1997*

	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 <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves <sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	46,6	28,9	1,6	29,8	155	40,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,5	0,7	-	-	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	1,4	2,3	3,5	3,6	13,2	2,5
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves <sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	27,6	18,7	0,5	22,6	141,8	35
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	0,5	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	0,6	1,6	1,7	3,2	13,2	2,1
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled <sup>6</sup></i>						
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	29	10	4	11	21	8
	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 to Pipeline to 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>	34,3	51	-	40,5	65	30
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7</sup> <i>Investments. Bill. NOK <sup>7</sup></i>	9,8	ca. 3,9 <sup>a</sup>	ca 3,9 <sup>b</sup>	3,8 <sup>b</sup>	ca 33 <sup>a</sup>	4,2 <sup>a</sup>

Tabell 1 (forts.). Felt i produksjon. 31. mars 1997 *Fields on stream. 31 March 1997*

	Frøy	Troll Vest	Yme	Troll Øst	Sleipner Vest	Vigdis
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1995	1996	1996	1996	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1983	1987	1979	1974	1986
Operatør <i>Operator</i>	Elf	Hydro	Statoil	Shell	Statoil	Saga
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	120	300 - 340	ca. 90	300-400	110	280
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves <sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	11	209	8,7	-	-	33,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	-	-	32	33,7	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	2,3	<sup>9</sup>	-	1329	129,4	2,4
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves <sup>5</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	8,4	209	7,5	-	-	33,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	-	-	32	33	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	1,8	<sup>9</sup>	-	1329	128	2,4
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled <sup>6</sup></i>	12	35	7	23	7	4
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	6	17	-	12	-	
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	2	1
Type <i>Type</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong- plattform <i>Floating concrete- platform</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behandlings- plattform <i>Steel wellhead- platform, unmanned processing- platform</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea- connection to Snorre</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus Oljerørledning til Oseberg <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus 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 tanker <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 Zeebrugge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrugge Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gullfask A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	41,616	62,7	30	62,7	32,37	51
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7</sup> <i>Investments. Bill. NOK <sup>7</sup></i>	6 <sup>8</sup>	36 <sup>8</sup>	1,1	35 <sup>8</sup>	ca 21 <sup>8</sup>	ca 5,3 <sup>8</sup>

<sup>9</sup> Gassreservene er inkludert i Troll Øst.<sup>9</sup> The gas reserves are included in Troll Øst.

**Tabell 2. Felt under utbygging, 31. mars 1997** *Fields under development, 31 March 1997*

	Norne	Njord	Balder	Visund
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1997	1997	1997	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1986	1967	1986
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	360-380	330	375	335
Salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Recoverable reserves<sup>1</sup></i>				
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	72,4	37,5	27,2	48,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	-	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	15,6	14	0,8	51
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i>	4	5	12	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	10	3,4	3,6	4,6
Gass. Mrd. Sm <sup>3</sup> /år <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup>/year</i>	-	-	-	6,6
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1
Type <i>Type</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</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>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	55	30	0	49,6
Antatte investeringer Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK<sup>3</sup></i>	8	6	5	7,8

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 1996<sup>1</sup> As of 31 December 1996<sup>2</sup> Pr. 28. februar 1997<sup>2</sup> As of 28 February 1997<sup>3</sup> Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1996-kroner.<sup>3</sup> Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1996 NOK.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet

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

Tabell 2 (forts.). Felt under utbygging. 31. mars 1997 *Fields under development. 31 March 1997*

	Gullfaks-sat. <sup>4</sup>	Varg	Åsgard	Oseberg Øst
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1998	1998	1998/2000	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1978	1984	1981-1985	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Saga	Statoil	Norsk Hydro
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	135	84	240-300	160
Salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Recoverable reserves<sup>1</sup></i>				
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	39	10,7	132,3	23,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	9,3	-	24	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	60,5	-	191	1,4
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i>	-	-	1	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>				
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	6,7	2,5	11,1	3,2
Gass. Mrd. Sm <sup>3</sup> /år <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup>/year</i>	-	-	12	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				
Antall <i>Number</i>	1	2	2	1
Type <i>Type</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. <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>	73	30	46,95	45,4
Antatte investeringer Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK<sup>3</sup></i>	6,5	3,2	31	3,3

<sup>4</sup> Inkluderer Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig<sup>4</sup> Includes Gullfaks Sør, Rimfaks and Gullveig

**Tabell 3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1996**  
**Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1996**

	Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup>	Statfjord <sup>2</sup>	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 Norge AS	7,59	26,42	-	-	15,72	2,80	-
Saga Petroleum asa	0,30	-	1,60	0,42	-	4,79	1,88
Total Norge AS	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 Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04
Amoco Norway	-	-	-	-	28,09	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	5,00	10,00
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04
Norsk Agip as	13,04	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	30,00	-	-	-	-	-	-
Elf Rex Norge AS	0,86	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	36,96	-	-	-	-	-	-
Conoco (U.K.) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	4,84	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-
Deminex Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-
Britoil Plc.	-	-	4,84	-	-	-	-

	Øst-			Tomme-	Sleipner-			Heidrun	Visund
	Heimdal	Ula	Gullfaks		Øst-Frigg <sup>3</sup>	liten G.	Oseberg		
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 Norge AS	21,51	-	-	37,23	-	5,77	9	-	9,1
Saga Petroleum asa	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	-	-	-	-	-	4,32	-	-	-
Norske Agip as	-	-	-	-	9,13	-	-	-	-
British Petroleum	-	57,5	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	-	-	-	-	20,23	-	-	-	-
AS Pelican	-	5	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	15	-	-	-	-	-	-	-
Marathon Petroleum Norge as	23,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Ugland Construction Company AS	0,17	-	-	-	-	-	-	-	-
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	-	5	-

<sup>1</sup> 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).

<sup>2</sup> 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).

<sup>3</sup> Norsk andel på 60,82% av Frigg og 85,24% av Statfjord.

<sup>2</sup> Norwegian share, 60,82 of Frigg and 85,24% of Statfjord.

<sup>3</sup> 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.

<sup>3</sup> Cover 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: Olje- og energidepartementet

Source: Ministry of Petroleum and Energy.

**Tabell 3 (forts.). Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1996**  
***Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1996***

	Troll Øst	Vesle-										Lille- Frigg	Troll Vest
		frikk	Gyda	Snorre	Draugen	Hod	Brage	Balder	Tordis				
Statoil	74,58	55	50	41,4	73	-	47	-	55,4	5	74,576		
Norsk Hydro	7,69	-	-	8,27	-	-	22,4	-	8,4	32,87	7,688		
Elf Petroleum Norge AS	2,35	-	-	5,51	-	25	0,7	-	5,6	41,42	2,353		
Saga Petroleum asa	4,08	-	-	11,94	-	-	0,5	-	7,7	-	4,08		
Total Norge AS	1,35	18	-	-	-	-	0,3	-	-	20,71	1,35		
Norske Conoco as	1,66	-	9,375	-	-	-	-	-	-	-	1,66		
Esso Norge as	-	-	-	10,33	-	-	16,3	100	10,5	-	-		
Mobil	-	-	-	-	-	-	0,5	-	-	-	8,288		
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	1,46	-	25	-	-	-	-	-		
Amoco Norway as	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	-		
AS Norske Shell	8,29	-	-	-	16,2	-	-	-	-	-	-		
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	1,46	-	25	-	-	-	-	-		
Norske Agip as	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
British Petroleum	-	-	26,625	-	10,8	-	-	-	-	-	-		
AS Pelican	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-		
Svenska Petroleum	-	4,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Deminex Norge AS	-	11,25	-	10,03	-	-	-	-	2,8	-	-		
Norske MOECO AS	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-		
Norske AEDC AS	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-		
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,6	-	-	-	-	9,6	-	-		
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	12,3	-	-	-	-		
Norske Deminex A/S	-	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Petro-Canada	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

	Sleipner						Gullfaks-			Oseberg	
	Frøy	Yme	Vest	Vigdís	Njord	Norne	Varg	sat.	Asgard	Øst	
Statoil	53,96	65	49,5	55,4	50	70	65	85	60,5	59,4	
Norsk Hydro	6,05	-	8,85	8,4	22,5	9	-	9	2,6	12,25	
Elf Petroleum Norge AS	24,76	-	8,47	5,6	-	-	-	-	-	9,33	
Saga Petroleum asa	-	25	-	7,7	-	9	35	6	7	7,35	
Total Norge AS	15,23	-	0,94	-	-	-	-	-	7,65	4,67	
Norske Conoco as	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Esso Norge as	-	-	32,24	10,5	-	-	-	-	-	-	
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	
Norsk Agip as	-	-	-	-	-	6	-	-	7,9	-	
Mobil	-	-	-	-	20	-	-	-	7,35	7	
Deminex Norge AS	-	10	-	2,8	-	-	-	-	-	-	
Phillips Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,6	-	-	-	-	-	-	
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	
Petro-Canada	-	-	-	-	7,5	-	-	-	-	-	

**Tabell 4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport, 1991 - 1997. Mill kr**  
*Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1991 - 1997. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Anslag <sup>1</sup> Estimates <sup>1</sup> 1997
<b>I alt Total</b>	43 065	49 512	57 579	54 653	48 583	47 878	54 858
<b>Utvinning av råolje og naturgass i alt</b> <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	37 693	44 785	50 886	46 042	42 496	41 886	46 880
<b>Leting Exploration</b>	8 141	7 680	5 433	5 011	4 647	5 455	7 537
<b>Feltutbygging Field development</b>	22 262	28 863	35 209	28 584	26 961	25 342	28 241
Varer <i>Commodities</i>	12 091	14 654	18 434	15 822	12 726	15 551	17 225
Tjenester <i>Services</i>	9 004	12 082	13 769	10 141	11 919	7 117	7 837
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 167	2 127	3 006	2 721	2 316	2 674	3 179
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	5 232	5 075	6 306	6 753	6 949	9 023	10 089
Varer <i>Commodities</i>	716	661	600	655	651	1 050	1 141
Tjenester <i>Services</i>	1 113	717	547	525	971	1 287	1 027
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	3 403	3 698	5 159	5 573	5 327	6 686	7 922
Landvirksomhet <sup>2</sup> <i>Onshore activities</i> <sup>2</sup>	2 058	3 167	3 937	5 694	3 940	2 065	1 013
<b>Rørtransport T transport via pipelines</b>	5 372	4 727	6 693	8 611	6 086	5 992	7 978

<sup>1</sup> Registrert 1. kvartal 1997. <sup>1</sup> Registered 1<sup>st</sup> quarter 1997.

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

**Tabell 5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart, 1989-1996. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1989-1996. Million NOK*

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
<b>LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL</b>	5 007	5 137	8 136	7 680	5 434	5 011	4 647	5 455
<b>GENERELLE UNDERSØKELSER</b> <i>GENERAL EXPLORATION</i>	456	372	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	246	215	381	334	572	518	378	505
Seismikk <i>Seismic</i>	171	158	611	629	524	981	273	644
Spesielle studier <i>Special studies</i>	38	-1	31	44	40	38	33	58
<b>FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING</b> <i>FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT</i>	413	515	849	363	585	655	768	431
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	255	333	485	246	362	363	320	348
Feltutvikling <i>Field development</i>	201	147	348	105	216	288	446	81
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	-60	-	-	-	-	-	-	-
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	17	34	16	12	7	4	1	1
<b>ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER</b> <i>ADMINISTRATION AND OTHER COSTS</i>	684	634	957	1 160	845	1 093	1 068	1 096
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	188	166	239	446	308	269	287	239
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	272	167	343	332	96	345	294	281
Arealavgift <i>Area fee</i>	173	174	329	314	423	456	464	455
NIFO/NOFO <i>NIFO/NOFO</i>	51	126	46	68	18	23	22	121
<b>UNDERSØKELSESBORING</b> <i>EXPLORATION DRILLING</i>	3 456	3 616	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128	2 721
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	974	1 008	1 912	1 846	1 108	706	742	995
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	872	882	1 769	1 658	975	530	631	851
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	102	126	143	188	133	176	112	144
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	432	472	661	569	345	214	206	282
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	147	168	211	181	140	60	56	53
Båter <i>Vessels</i>	284	304	450	388	205	154	150	229
Varer <i>Commodities</i>	612	744	925	616	407	313	368	413
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	311	340	367	313	180	135	129	181
Sement <i>Cement</i>	37	51	84	59	38	27	35	35
Boreslam <i>Drilling mud</i>	102	166	170	123	91	87	95	106
Drivstoff <i>Fuel</i>	81	93	128	108	60	32	36	61
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	53	58	93	66	29	27	62	40
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	27	36	82	-53	11	5	11	-10
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	1 438	1 392	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	96	109	115	137	64	50	52	90
Sementtjenester <i>Cement services</i>	70	41	54	39	25	11	17	21
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	334	138	135	110	45	58	54	71
Logging <i>Logging</i>	136	198	262	234	166	83	102	113
Testing <i>Testing</i>	91	114	143	176	101	67	98	175
Dykking <i>Diving</i>	74	44	53	52	24	16	18	27
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	98	97	124	95	57	17	61	4
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	538	650	923	1 277	526	192	409	531

**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 NOK*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133	..	..	..	..
1982	5 519	..	..	..	..
1983	5 884	..	..	..	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	5 721	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 455	1 275	1 082	1 388	1 710

**Tabell 7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1995 - 4. kvartal 1996. Mill. kr** *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1995 - Q 4 1996. Million NOK*

	1995				1996			
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
<b>LETEKOSTNADER I ALT</b> <b>EXPLORATION COSTS, TOTAL</b>	1 209	988	1 226	1 224	1 275	1 082	1 388	1 710
<b>UNDERSØKELSESBORING</b> <i>EXPLORATION DRILLING</i>	384	458	614	672	545	490	745	941
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	107	119	288	229	218	185	250	342
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	84	106	230	210	196	164	229	262
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	23	13	58	18	22	21	21	80
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	27	47	78	54	52	44	70	116
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	8	14	16	18	11	8	16	19
Båter <i>Vessels</i>	19	33	62	36	42	35	54	97
Varer <i>Commodities</i>	77	73	93	124	93	66	105	149
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	36	31	35	27	48	29	51	53
Sement <i>Cement</i>	11	8	9	7	8	5	6	16
Boreslam <i>Drilling mud</i>	15	18	22	39	17	20	36	33
Drivstoff <i>Fuel</i>	8	8	12	8	8	1	10	42
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	6	4	13	40	5	9	4	22
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	-	-	2	4	6	2	-	17
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	173	218	155	266	182	196	320	334
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	8	13	19	12	3	12	51	23
Sementtjenester <i>Cement services</i>	2	5	5	5	4	4	11	1
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	20	-	-	-	-	4	51	17
Logging <i>Logging</i>	18	20	39	25	35	20	35	24
Testing <i>Testing</i>	1	6	28	64	55	36	57	27
Dykking <i>Diving</i>	4	1	7	7	7	7	4	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	2	8	13	38	-	4	11	5
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	118	166	33	92	96	108	99	227
<b>GENERELLE UNDERSØKELSER</b> <b>GENERAL EXPLORATION</b>	119	189	182	193	129	335	365	378
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	92	62	95	129	110	143	101	151
Seismikk <i>Seismic</i>	22	119	81	50	12	178	256	197
Spesielle studier <i>Special studies</i>	5	8	5	14	6	14	8	30
<b>FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING</b> <b>FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT</b>	163	195	254	156	68	95	88	181
<b>ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER</b> <b>ADMINISTRATION AND OTHER COSTS</b>	543	146	175	203	533	162	191	210
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	96	60	72	81	160	59	66	75
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	84	56	65	88	-	79	99	111
Arealavgift <i>Area fee</i>	363	30	38	33	382	24	26	23



**Tabell 8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 1. kv. 1996 - 4. kv. 1996 . Mill. kr *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 1 1996 - Q 4 1996. Million NOK***

	Sør for 62°		Nord for 62° <i>North of 62°</i>		
	I alt <i>Total</i>	South of 62°	I alt <i>Total</i>	Halten- banken	Tromsø- flaket
<b>LETEKOSTNADER I ALT</b>					
<b>EXPLORATION COSTS, TOTAL</b>	5 455	3 871	1 585	1 438	147
Undersøkelsesboring					
<i>Exploration drilling</i>	2 721	2 212	509	498	11
Generelle undersøkelser					
<i>General exploration</i>	1 207	484	723	682	41
Feltevaluering/feltutbygging					
<i>Field evaluation/field development</i>	431	365	66	60	6
Administrasjon og andre kostnader					
<i>Administration and other costs</i>	1 096	809	287	199	88

**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 NOK</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	5 455
1997 .....	5 705	7 258	7 818	7 537	...	...	...	...
	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
1996 .....	107	109	119	105	109	116	108	100

**Tabell 10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990 - 1997. Mill. kr**  
*Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 - 1997. Million NOK*

Ar og kvartal Year and quarter	Antatte investerings- kostnader i investerings- kvartalet. <i>Estimated invest- ment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investerings- kostnader <i>Accrued investment costs</i>
1990 1. kv. Q1 .....	979	1 016
2. kv. Q2 .....	1 174	1 289
3. kv. Q3 .....	993	1 285
4. kv. Q4 .....	1 447	1 548
1991 1. kv. ....	1 590	1 540
2. kv. ....	1 570	2 045
3. kv. ....	2 596	1 947
4. kv. ....	3 020	2 608
1992 1. kv. ....	1 678	1 840
2. kv. ....	1 602	2 076
3. kv. ....	1 797	1 732
4. kv. ....	1 853	2 042
1993 1. kv. ....	1 173	1 403
2. kv. ....	1 423	1 096
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	1 710
1997 1. kv. ....	1 910	...

**Tabell 11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1997**  
*Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 - 1997*

Ar Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull <i>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 ....	30	3	1	4	4	5	3	9	1
1997 ....	...	8 <sup>1</sup>	2 <sup>1</sup>	...	...	...	...	...	...

<sup>1</sup> Januar og februar.

<sup>1</sup> January and February.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

**Tabell 12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1997**  
**Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 - 1997**

Ar Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984 .....	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985 .....	4 037	906	1 019	1 128	984
1986 .....	3 283	1 130	878	874	401
1987 .....	2 468	405	626	724	713
1988 .....	2 408	602	561	592	653
1989 .....	2 744	524	616	694	910
1990 .....	3 509	726	723	1 020	1 044
1991 .....	4 206	908	998	1 112	1 188
1992 .....	3 694	980	1 107	929	678
1993 .....	2 049	594	395	446	614
1994 .....	1 655	686	409	277	293
1995 .....	1 771	382	334	466	589
1996 .....	2 221	492	362	621	746
1997 .....	...	520 <sup>1</sup>	...	...	...

<sup>1</sup> Januar og februar.

<sup>1</sup> January and February.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

**Tabell 13. Boremeter<sup>1</sup> på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 - 1997**  
**Drilling metres<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 - 1997**

Ar Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984 .....	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985 .....	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986 .....	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987 .....	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988 .....	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989 .....	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990 .....	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991 .....	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992 .....	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993 .....	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994 .....	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995 .....	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996 .....	113 374	18 996	24 241	38 768	31 369
1997 .....	...	26 180 <sup>2</sup>	...	...	...

<sup>1</sup> Lete- og avgrensningshull.

<sup>1</sup> Exploration and appraisal wells.

<sup>2</sup> Januar og februar.

<sup>2</sup> January and February.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

**Tabell 14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 - 1997. 1000 GBP/dag**  
*Average term fixture rates. Quarterly. 1986 - 1997. 1000 GBP/ day*

Ar Year	Kvartal Quarter	PSV			AHTS	
		1,500-2,199 DWT	2,200 + DWT	3,100 + DWT <sup>1</sup>	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
1997	1.kv.....	5,710	4,092	5,758	5,992	14,993

<sup>1</sup> Inkludert i 2,200 DWT + frem til 1996.

<sup>1</sup> 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. 1989-1996.**  
**Mill.kr Accrued investment costs for field development, by cost category. 1989-**  
**1996. Million NOK**

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
<b>FELTUTBYGGING I ALT FIELD DEVELOPMENT, TOTAL</b>	22 623	19 447	22 263	28 881	35 211	28 588	26 961	25 342
<b>BYGGEKONTRAKTER BUILDING CONTRACTS</b>	6 810	7 703	9 457	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 311	2 440	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	93	572	71	195	539	322	106	9
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	1 717	2 049	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004
Moduler <i>Modules</i>	2 536	1 860	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	32	-	52	215	25	7	71	7
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	1 121	782	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594
<b>EGNE VAREKJØP OPERATORS OWN EXPENDITURE</b>	2 935	4 861	2 635	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866
<b>UTBYGGINGSTJENESTER FIELD DEVELOPMENT SERVICES</b>	7 908	3 725	5 345	8 645	10 107	7 348	9 002	4 933
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	4 644	1 821	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	481	53	830	1 948	1 004	797	2 626	433
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	2 241	1 550	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	12	3	9	20	9	44	80	60
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i>	95	65	26	12	158	132	93	12
Båter <i>Vessels</i>	50	63	29	3	50	24	119	2
Forpleining <i>Catering</i>	156	81	33	66	468	181	72	42
Andre tjenester <i>Other services</i>	230	89	168	157	596	295	80	331
<b>OPERATØRENS EGNE ARBEIDER OPERATORS OWN WORK</b>	1 745	1 393	1 910	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582
<b>PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING</b>	1 108	1 324	1 165	2 127	3 008	2 725	2 316	2 674
<b>DRIFTSFORBEREDELSE DRIFT PREPARATIONS</b>	2 117	441	1 751	1 018	1 049	650	633	603

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

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1982 .....	7 877	..	..	..	..
1983 .....	9 675	..	..	..	..
1984 .....	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985 .....	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986 .....	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987 .....	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988 .....	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989 .....	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990 .....	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991 .....	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992 .....	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993 .....	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994 .....	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995 .....	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996 .....	25 342	5 581	6 710	6 171	6 881

**Tabell 17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart.  
1. Kvartal 1995 - 4. kvartal 1996. Mill. kr *Accrued investment costs for field develop-  
ment and fields on stream, by cost category. Q 1 1995 - Q 4 1996. Million NOK***

	1995				1996			
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
<b>FELTUTBYGGING I ALT</b> <b>FIELD DEVELOPMENT, TOTAL</b>	5 876	6 622	6 385	8 077	5 581	6 710	6 171	6 881
<b>VARER COMMODITIES</b>	2 383	2 509	2 997	4 837	3 469	3 911	3 407	4 764
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	463	489	813	2 457	1 080	919	1 155	1 328
Dekk <i>Decks</i>	242	208	410	519	376	379	315	423
Moduler <i>Modules</i>	830	858	860	996	1 349	1 657	1 315	2 103
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	30	28	31	- 1	7	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	141	294	116	121	104	154	9	60
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	364	436	584	579	474	756	593	829
Andre varer <i>Other commodities</i>	312	196	183	166	79	47	20	22
<b>TJENESTER SERVICES</b>	3 047	3 587	2 681	2 604	1 402	2 007	2 268	1 440
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	610	597	503	658	395	238	856	- 238
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	26	-	-	-	-	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	1 004	1 063	266	266	89	77	59	207
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	379	649	444	357	120	362	228	481
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	158	292	262	170	175	173	192	163
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	95	138	357	264	149	375	266	118
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	33	12	26	23	-	-	-	-
Båter <i>Vessels</i>	-	-	-	56	-	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i>	33	8	16	15	-	-	-	36
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	34	18	13	15	33	30	- 8	5
Andre tjenester <i>Other services</i>	10	86	144	73	84	190	166	84
Egne arbeider <i>Own work</i>	667	722	588	706	357	560	499	576
<b>PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING</b>	446	526	707	637	710	792	496	677
<b>FELT I DRIFT I ALT</b> <b>TOTAL FIELDS IN PRODUCTION</b>	1 870	1 838	1 578	1 663	1 705	2 158	2 696	2 465
Varer <i>Commodities</i>	143	180	146	183	178	290	275	306
Tjenester <i>Services</i>	237	225	287	222	242	390	318	337
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 490	1 434	1 145	1 258	1 285	1 478	2 102	1 822

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

År Year	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>	Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Mill. kr <i>Million NOK</i>		Prosent <i>Per cent</i>
1985	10 328	1 902	18,4
1986	12 338	2 599	21,1
1987	10 346	1 729	16,7
1988	8 056	2 331	28,9
1989	9 745	3 757	38,6
1990	12 562	2 329	18,5
1991	12 092	2 106	17,4
1992	14 654	2 178	14,9
1993	18 434	4 851	26,3
1994	15 822	3 630	22,9
1995	12 726	5 056	39,7
1996	15 550	4 956	31,9

Tabell 19a). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging<sup>1</sup>. 1992 - 1996. Mill. kr  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1992 - 1996. Million NOK*

	1992	1993	1994	1995	1996			
					1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
<b>I alt Total</b>	25 719	31 154	25 213	24 012	4 776	5 738	5 542	6 009
<b>Byggekontrakter</b> <i>Contacts on Construction</i>	11 587	12 968	12 010	10 312	2 865	3 337	2 730	3 753
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	450	611	264	3 243	934	879	1 092	1 350
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	3 375	4 027	3 746	813	50	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	195	539	322	106	8	1	-	-
Dekk <i>Decks</i>	2 227	1 497	1 937	982	258	269	231	246
Moduler <i>Modules</i>	1 706	4 321	4 451	3 138	1 136	1 441	815	1 373
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	25	7	71	7	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	3 419	1 947	1 282	1 959	472	746	592	783
<b>Egne varekjøp i alt</b> <i>Operators own expenditure on Equipment</i>	3 083	5 466	3 812	2 413	603	574	677	1 011
<b>Tjenester <i>Services</i></b>	11 049	12 720	9 391	11 286	1 308	1 827	2 135	1 245
Engineering	2 542	2 958	1 861	1 524	252	175	190	212
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	1 948	1 004	797	2 626	89	77	59	208
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	2 487	4 251	3 301	3 565	444	910	686	762
Andre tjenester <i>Other Services</i>	4 089	4 507	3 433	3 572	522	665	1 200	63

<sup>1</sup> Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom.

<sup>1</sup> *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.*

Tabell 19b). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1992 - 1996.  
 Mill. kr *Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued abroad. 1992 - 1996. Million NOK*

	1992	1993	1994	1995	1996			
					1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
<b>I alt Total</b>	4 818	7 648	5 394	6 742	1 282	1 725	1 557	2 206
<b>Byggekontrakter</b> <i>Contacts on Construction</i>	995	2 579	2 238	3 793	794	855	884	1 093
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	10	181	53	2 226	223	104	232	80
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	-	389	374	104	-	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	-	-	187	78	-	-	-	-
Dekk <i>Decks</i>	- 2	126	167	411	109	86	98	145
Moduler <i>Modules</i>	149	738	893	459	338	603	483	802
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	-	-	10	-	16	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	807	948	597	500	124	63	70	67
<b>Egne varekjøp i alt</b> <i>Operators own expenditure on Equipment</i>	1 183	2 272	1 392	1 263	265	286	226	553
<b>Tjenester <i>Services</i></b>	2 640	2 797	1 764	1 686	222	584	447	560
Engineering	256	228	120	250	14	4	4	5
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	412	127	38	19	4	5	-	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 586	1 725	1 152	949	168	369	312	515
Andre tjenester <i>Other Services</i>	386	717	455	467	36	205	131	40

<sup>1</sup> Se tab. 19a)

<sup>1</sup> *See tab. 19a)*

**Tabell 19c). Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet<sup>1</sup>.  
1992 - 1996. Prosent *Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued  
abroad. 1992 - 1996. Per cent***

	1992	1993	1994	1995	1996			
					1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
<b>I alt Total</b>	18,7	24,6	21,4	28,1	26,8	30,1	28,1	36,7
<b>Byggekontrakter</b>								
<b>Contacts on Construction</b>	8,6	19,9	18,6	36,8	27,7	25,6	32,4	29,1
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	2,2	29,6	20,2	68,7	23,9	11,8	21,3	5,9
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	-	9,7	10,0	12,8	.	-	.	.
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	-	-	34,7	73,5	-	-	.	.
Dekk Decks	-0,1	8,4	8,6	41,9	42,4	32,0	42,3	58,9
Moduler Modules	8,7	17,1	20,1	14,6	29,7	41,8	59,3	58,4
Lastebøyer Loading Buoys	.	-	40,0	-	22,5	-	.	.
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	23,6	48,7	46,6	25,5	26,2	8,4	11,9	8,5
<b>Egne varekjøp i alt</b>								
<b>Operators own expenditure on Equipment</b>	38,4	41,6	36,5	52,4	44,0	49,8	33,4	54,7
<b>Tjenester Services</b>	23,9	22,0	18,8	14,9	17,0	32,0	20,9	45,0
Enginøring	10,1	7,7	6,4	16,4	5,6	2,5	2,3	2,3
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	21,2	12,6	4,8	0,7	4,8	6,7	-	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	63,8	40,6	34,9	26,6	37,8	40,6	45,5	67,6
Andre tjenester <i>Other Services</i>	9,4	15,9	13,3	13,1	6,9	30,8	10,9	62,8

<sup>1</sup> Se tab. 19a)

<sup>1</sup> See tab. 19a)

**Tabell 20. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart.  
1989-1996. Mill.kr *Accrued investment costs for production drilling, by cost  
category. 1989-1996. Million NOK***

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
<b>PRODUKSJONBORING I ALT</b>								
<b>PRODUCTION DRILLING, TOTAL</b>	3 418	3 697	4 434	5 826	8 167	8 298	7 643	9 360
<b>BOREFARTØYER DRILLING RIGS</b>	573	786	718	1 224	1 911	1 749	1 814	2 813
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	477	692	697	840	1 526	1 466	1 584	2 145
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	95	94	22	384	385	283	231	667
<b>TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORT COSTS</b>	267	264	254	366	551	622	503	573
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	133	108	122	143	207	204	158	165
Båter <i>Vessels</i>	135	156	133	223	344	419	345	408
<b>VARER COMMODITIES</b>	978	1 435	1 598	2 049	2 656	2 586	2 094	2 335
Føringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	616	710	836	1 128	1 354	997	981	1 020
Sement <i>Cement</i>	59	67	105	112	178	163	129	158
Boreslam <i>Drilling mud</i>	153	212	249	314	454	619	582	642
Drivstoff <i>Fuel</i>	27	8	31	48	79	69	26	61
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	93	372	284	347	462	548	247	269
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	29	67	93	101	128	191	130	186
<b>TEKNISKE TJENESTER TECHNICAL SERVICES</b>	1 600	1 211	1 863	2 187	3 049	3 340	3 232	3 640
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	6	20	39	35	6	-	-	4
Sementtjenester <i>Cement services</i>	49	29	51	39	107	93	43	57
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	100	56	104	89	171	265	51	90
Logging <i>Logging</i>	90	86	120	191	381	361	280	384
Testing <i>Testing</i>	66	11	28	21	105	80	125	119
Dykking <i>Diving</i>	4	15	14	24	64	58	33	57
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	72	56	61	138	163	132	159	195
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 212	938	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734



**Tabell 21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1995 - 4. kvartal 1996. Mill. kr**  
**Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 1 1995 - Q 4 1996. Million kroner**

	1995				1996			
	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
<b>PRODUKSJONSBORING I ALT</b>								
<b>PRODUCTION DRILLING, TOTAL</b>	1 937	1 959	1 852	1 895	1 994	2 270	2 598	2 498
<b>BOREFARTØYER DRILLING RIGS</b>	499	427	419	469	556	620	814	823
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	462	349	369	403	451	355	615	724
Andre kostnader <i>Other costs</i>	37	77	50	67	105	265	199	98
<b>TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS</b>	147	124	111	121	110	115	159	188
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	50	42	31	35	34	43	47	41
Båter <i>Vessels</i>	97	82	79	86	76	73	112	147
<b>VARER COMMODITIES</b>	534	496	540	525	480	520	606	729
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	206	208	299	268	227	239	293	261
Sement <i>Cement</i>	31	36	32	29	30	35	41	52
Boreslam <i>Drilling mud</i>	155	169	125	133	157	128	154	202
Drivstoff <i>Fuel</i>	11	5	4	6	5	17	14	25
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	94	55	41	57	40	81	67	81
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	36	23	39	31	21	20	37	108
<b>TJENESTER SERVICES</b>	757	913	783	779	848	1 014	1 019	759
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	2	- 2	-	-	4	- 4	1	3
Sementtjenester <i>Cement services</i>	13	2	12	16	8	12	21	16
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	33	- 4	8	14	15	20	41	14
Logging <i>Logging</i>	76	94	51	59	64	86	105	130
Testing <i>Testing</i>	43	11	46	25	17	9	57	37
Dykking <i>Diving</i>	9	5	9	11	12	12	16	18
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	33	50	37	38	35	41	69	51
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	547	757	619	616	694	839	711	491

**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. NOK/ hour**

År Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total TBL	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards	TBL i alt	Skipsverft Shipyards
1980	39,37	39,37	40,39	40,68	44,58	44,62	44,11	44,2
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	117,75	121,48	...	...

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

**Tabell 23. Produksjon av råolje<sup>1</sup> etter felt. 1 000 metriske tonn**  
**Crude oil<sup>1</sup> production by field. 1 000 tonnes**

År / måned Year/month	I alt <sup>2</sup> Total <sup>2</sup>	Ekofisk <sup>7</sup>	Frigg <sup>3,4,5</sup>	Stat- fjord <sup>5</sup>	Murchi- son <sup>5</sup>	Valhall	Heim- dal <sup>3</sup>	Ose- berg <sup>6</sup>	Ula
1971.....	301	301	-	-	-	-	-	-	-
1972.....	1 626	1 626	-	-	-	-	-	-	-
1973.....	1 577	1 577	-	-	-	-	-	-	-
1974.....	1 700	1 700	-	-	-	-	-	-	-
1975.....	9 241	9 241	-	-	-	-	-	-	-
1976.....	13 799	13 799	-	-	-	-	-	-	-
1977.....	13 544	13 544	-	-	-	-	-	-	-
1978.....	16 957	16 957	-	-	-	-	-	-	-
1979.....	18 819	18 604	-	215	-	-	-	-	-
1980.....	24 451	21 531	-	2 839	81	-	-	-	-
1981.....	23 450	16 273	-	6 575	602	-	-	-	-
1982.....	24 515	14 150	-	9 441	857	67	-	-	-
1983.....	30 482	13 031	-	15 803	880	769	-	-	-
1984.....	34 682	11 172	34	18 610	2 447	2 419	-	-	-
1985.....	38 342	10 419	74	23 872	1 458	2 401	-	-	-
1986.....	42 483	8 746	57	29 420	815	2 182	248	241	738
1987.....	49 316	7 515	45	30 100	298	3 009	398	676	3 725
1988.....	56 125	9 388	21	29 678	430	3 204	429	960	4 395
1989.....	74 528	10 775	23	29 146	409	3 442	371	11 492	4 371
1990.....	81 745	10 915	21	28 738	247	3 619	377	14 717	4 747
1991.....	94 181	10 754	35	29 646	320	3 241	361	17 814	5 781
1992.....	106 977	10 821	36	31 483	386	3 471	370	22 204	6 237
1993.....	114 184	11 388	22	28 498	247	3 048	378	24 196	6 237
1994.....	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995.....	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1996.....	156 788	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1996 Jan-feb									
Jan-Febr.....	25 909	2 526	59	3 418	27	519	93	4 100	418
1997 Jan-feb.....	26 199	2 215	21	2 907	37	621	72	4 013	326
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
Nov.....	12 899	1 285	7	1 609	24	288	39	1 990	172
Des.....	13 638	1 272	10	1 441	24	316	40	2 031	162
1997									
Jan.....	13 841	1 036	12	1 558	21	321	38	2 108	173
Feb.....	12 358	1 179	9	1 350	16	300	35	1 905	153

<sup>1</sup> Inkluderer NGL. <sup>1</sup> Includes NGL.

<sup>2</sup> Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpigetall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. <sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> Hovedsakelig kondensat. <sup>3</sup> Mainly condensate.

<sup>4</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. <sup>4</sup> Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg.

<sup>5</sup> Norsk andel. <sup>5</sup> Norwegian share.

<sup>6</sup> Produksjon fra produksjonsskipet «Petrojarl» før juli 1988. Medregnet TOGI-kondensat. <sup>6</sup> Production from the production ship "Petrojarl" prior to July 1988. Includes TOGI-condensate.

<sup>7</sup> Inkluderer Embla. <sup>7</sup> Includes Embla.

**Tabell 23 (forts.). Produksjon av råolje<sup>1</sup> etter felt. 1 000 metriske tonn**  
**Crude oil<sup>1</sup> production by field. 1 000 tonnes**

År / måned Year/month	Gullfaks <sup>2</sup>	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
1996.....	22 421	161	3 452	2 657	486	-	-	9 682	7 178
1996 Jan-feb									
Jan-Feb.....	3 938	30	637	470	95	-	-	1 654	1 146
1997 Jan-feb.....	3 740	20	456	370	69	-	-	1 747	1 421
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
Nov.....	1 874	12	281	195	34	-	-	845	656
Des.....	2 088	12	285	203	36	-	-	829	726
1997									
Jan.....	2 054	9	235	198	36	-	-	998	758
Feb.....	1 685	11	221	172	33	-	-	748	662

<sup>1</sup> Inkluderer NGL.<sup>1</sup> Includes NGL.<sup>2</sup> Inkluderer Gullfaks Vest.<sup>2</sup> Includes Gullfaks Vest.

**Tabell 23 (forts.). Produksjon av råolje<sup>1</sup> etter felt. 1 000 metriske tonn**  
**Crude oil<sup>1</sup> production by field. 1 000 tonnes**

År / måned Year/month	Brage	Sleipner- Øst <sup>2</sup>	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	-
1996.....	5 452	4 252	3 862	2 842	2 823	1 651	11 533	11 034	1 057
1996 Jan-feb									
Jan-Feb.....	960	679	733	476	418	283	1 657	1 579	-
1997 Jan-feb.....	948	921	762	575	432	215	1 965	2 065	285
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
Nov.....	458	442	138	262	247	104	984	830	126
Des.....	326	466	433	321	251	114	1 042	1 056	158
1997									
Jan.....	498	482	421	310	190	107	1 090	1 049	139
Feb.....	449	439	341	266	242	108	875	1 015	146

<sup>1</sup> Inkluderer NGL.<sup>1</sup> Includes NGL.<sup>2</sup> Inkluderer Loke.<sup>2</sup> Includes Loke.

**Tabell 24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm<sup>3</sup>**  
**Natural gas production by field. Million Sm<sup>3</sup>**

År / måned Year/month	I alt <sup>1</sup> Total <sup>1</sup>	Ekofisk <sup>4</sup>	Frigg <sup>2,3</sup>	Stat- fjord <sup>3</sup>	Murchi- son <sup>3</sup>	Valhall	Heimdal	Ula
1977.....	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-
1978.....	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-
1979.....	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-
1980.....	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-
1981.....	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-
1982.....	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-
1983.....	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-
1984.....	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-
1985.....	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-
1986.....	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50
1987.....	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345
1988.....	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448
1989.....	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440
1990.....	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438
1991.....	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559
1992.....	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592
1993.....	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609
1994.....	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1995.....	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1996.....	41 289	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249
1996 Jan-feb								
Jan-Feb.....	6 290	1 710	333	685	4	126	834	44
1997 Jan-feb.....	8 601	1 681	279	654	3	143	662	38
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	854	87	316	2	69	382	21
Nov.....	4 272	989	109	338	2	59	350	19
Des.....	4 400	877	135	353	2	67	362	18
1997								
Jan.....	4 508	797	146	350	2	71	347	20
Feb.....	4 092	885	133	304	1	72	315	18

<sup>1</sup> Årstellene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk.

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg.

<sup>2</sup> Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg.

<sup>3</sup> Norsk andel.

<sup>3</sup> Norwegian share.

<sup>4</sup> Inkluderer Embla.

<sup>4</sup> Includes Embla.

**Tabell 24 (forts.). Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm<sup>3</sup>**  
**Natural gas production by field. Million Sm<sup>3</sup>**

År / måned Year/month	Gullfaks <sup>1</sup>	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
1996.....	1 994	785	304	478	677	116	-	691
1996 Jan-feb								
Jan-Feb.....	342	161	54	89	111	19	-	133
1997 Jan-feb.....	327	114	51	59	108	17	-	127
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
Nov.....	155	40	24	40	54	9	-	63
Des.....	197	69	26	41	55	9	-	57
1997								
Jan.....	184	53	27	25	56	9	-	81
Feb.....	143	61	24	34	52	8	-	46

<sup>1</sup> Inkluderer Gullfaks Vest.

<sup>1</sup> Includes Gullfaks Vest.

**Tabell 24 (forts.). Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm<sup>3</sup>**  
**Natural gas production by field. Million Sm<sup>3</sup>**

År / måned Year/month	Brage	Sleipner- øst <sup>1</sup>	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	-
1996.....	359	7 673	382	225	337	345	191	5 434	105	32
1996 Jan-feb										
Jan-Feb.....	52	1 326	74	41	71	53	12	-	14	-
1997 Jan-feb.....	53	1 395	64	44	30	52	93	2 572	21	14
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	12	357	10	-
Sep.....	23	660	24	14	25	25	16	970	6	6
Okt.....	31	673	12	15	10	31	38	1 129	10	6
Nov.....	36	745	38	19	12	30	40	1 085	8	6
Des.....	20	724	37	23	15	31	43	1 218	11	8
1997										
Jan.....	30	814	36	23	15	25	51	1 329	11	7
Feb.....	23	581	28	21	14	27	42	1 243	10	8

<sup>1</sup> Inkluderer Loke.<sup>1</sup> Includes Loke.

**Tabell 25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1997**  
**Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981 - 1997**

	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 Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996*	136 824	33 623	34 256	34 493	34 420	135 340	29 923	32 496	34 039	38 880
1997*	...	20 687 <sup>1</sup>	...	...	...	...	24 081 <sup>1</sup>	...	...	...

<sup>1</sup> Januar og februar 1997.

<sup>1</sup> January and February 1997.

**Tabell 26. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup>. Kvartal. 1981 - 1997**  
**Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. Quarterly. 1981 - 1997**

	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 <sup>3</sup>					Mill. kroner Million NOK				
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996*	37 913	8 964	8 166	9 206	11 576	19 849	4 670	4 220	4 864	6 094
1997*	...	3 860 <sup>2</sup>	...	...	...	...	2 142 <sup>2</sup>	...	...	...

<sup>1</sup> FOB norsk kontinentalgrense.

<sup>1</sup> FOB border of the Norwegian Continental Shelf.

<sup>2</sup> Januar og februar 1997.

<sup>2</sup> January and February 1997.



**Tabell 27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981 -1997**  
**Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981 - 1997**

	Råolje <i>Crude Oil</i>					Naturgass <sup>1</sup> <i>Natural Gas</i> <sup>1</sup>				
	Årsgj.snitt <i>Annual average</i>	1. kv. <i>Q 1</i>	2. kv. <i>Q 2</i>	3. kv. <i>Q 3</i>	4. kv. <i>Q 4</i>	Årsgj.snitt <i>Annual average</i>	1. kv. <i>Q 1</i>	2. kv. <i>Q 2</i>	3. kv. <i>Q 3</i>	4. kv. <i>Q 4</i>
		Kr/tonn <i>NOK/ton</i>					Kroner/Sm <sup>3</sup> <i>NOK/Sm<sup>3</sup></i>			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996*	989	889	949	986	1 130	0,52	0,52	0,52	0,53	0,53
1997*	...	1 109 <sup>2</sup>	...	...	...	...	0,55 <sup>2</sup>	...	...	...

<sup>1</sup> FOB norsk kontinentalgrense.

<sup>1</sup> *FOB border of the Norwegian Continental Shelf.*

<sup>2</sup> Januar og februar 1997.

<sup>2</sup> *January and February 1997.*

**Tabell 28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 1995 - 4. kvartal 1996**  
**Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 1995 - Q4 1996**

Land Country	1995							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK
<b>I alt Total</b>	29 184	23 849	28 883	24 400	29 898	22 911	33 895	26 850
Belgia <i>Belgium</i>	989	816	628	530	779	591	1 127	907
Canada	2 431	1 961	2 493	2 057	2 763	2 085	3 603	2 789
Tyskland <i>Germany</i>	1 593	1 318	1 425	1 219	1 857	1 461	3 405	2 715
Danmark <i>Denmark</i>	536	447	721	607	621	476	1 044	842
Spania <i>Spain</i>	84	69	-	-	273	219	70	60
Finland	548	453	989	862	918	724	441	359
Frankrike <i>France</i>	2 254	1 883	1 732	1 469	2 112	1 644	3 818	3 051
Storbritannia og N.-Irland								
<i>United Kingdom</i>	10 785	8 683	9 890	8 264	11 168	8 467	10 819	8 393
Kroatia <i>Croatia</i>	-	-	240	198	-	-	-	-
Irland <i>Ireland</i>	491	407	492	418	351	270	575	466
Israel	124	105	126	111	126	97	250	206
Italia <i>Italy</i>	-	-	221	191	-	-	249	203
Nederland								
<i>The Netherlands</i>	4 656	3 873	5 048	4 325	4 052	3 118	4 318	3 518
Polen <i>Poland</i>	201	165	201	167	297	229	297	239
Portugal	-	-	167	141	84	68	70	56
Sverige <i>Sweden</i>	2 170	1 792	2 164	1 848	1 501	1 159	2 226	1 787
Taiwan	-	-	-	-	267	209	-	-
USA	2 322	1 876	2 345	1 994	2 729	2 095	1 584	1 258

Land Country	1996							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK	1000 tonn 1000 tons	Mill. kroner Mill. NOK
<b>I alt Total</b>	33 653	29 923	34 257	32 496	34 493	34 039	34 421	38 881
Belgia <i>Belgium</i>	746	672	966	949	608	605	1 111	1 274
Canada	2 588	2 190	2 935	2 671	2 786	2 649	3 480	3 785
Tyskland <i>Germany</i>	1 692	1 574	2 283	2 236	1 820	1 893	1 812	2 113
Danmark <i>Denmark</i>	1 015	924	626	592	537	545	436	505
Spania <i>Spain</i>	738	657	302	285	773	767	-	-
Finland	308	278	268	271	79	79	997	1 144
Frankrike <i>France</i>	3 594	3 185	2 293	2 207	3 535	3 536	3 542	4 060
Storbritannia og N.-Irland								
<i>United Kingdom</i>	10 223	8 994	11 108	10 472	10 517	10 125	11 027	12 257
Irland <i>Ireland</i>	461	421	410	390	564	569	329	383
Israel	124	109	126	116	125	137	126	147
Italia <i>Italy</i>	525	456	417	377	884	850	780	859
Nederland								
<i>The Netherlands</i>	5 704	5 181	5 676	5 487	6 336	6 412	6 275	7 256
Polen <i>Poland</i>	101	89	112	119	-	-	-	-
Portugal	81	71	-	-	85	88	80	91
Sverige <i>Sweden</i>	2 763	2 484	1 945	1 876	1 778	1 783	2 424	2 800
Taiwan	-	-	507	511	486	465	241	274
USA	2 990	2 639	4 281	3 937	3 580	3 536	1 762	1 934

**Tabell 29. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup> fordelt på land.  
1. kvartal 1995 - 4. kvartal 1996**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. By destination. Q1 1995 - Q4 1996*

Land Country	1995							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner
I alt Total	7 564	4 151	6 579	3 603	6 140	3 442	7 316	4 025
Belgia Belgium	770	419	764	416	688	382	668	371
Tyskland Germany	3 026	1 648	2 869	1 563	2 470	1 371	2 996	1 663
Spania Spain	410	223	349	190	313	174	417	231
Frankrike France	2 046	1 114	1 558	849	1 520	844	2 003	1 112
Storbritannia og N.-Irland United Kingdom	513	310	297	181	469	295	444	212
Nederland The Netherlands	800	436	743	405	679	377	787	437

Land Country	1996							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner	Mill. Sm <sup>3</sup>	Mill. kroner
I alt Total	8 964	4 670	8 165	4 221	9 206	4 864	11 577	6 094
Belgia Belgium	1 252	634	1 143	579	885	458	1 278	665
Tyskland Germany	3 307	1 676	3 164	1 603	3 757	1 964	4 717	2 457
Spania Spain	413	209	283	143	465	245	482	251
Frankrike France	2 427	1 230	2 334	1 183	2 732	1 428	3 454	1 799
Storbritannia og N.-Irland United Kingdom	570	417	436	304	400	267	331	238
Nederland The Netherlands	995	504	805	408	967	503	1 315	684

<sup>1</sup> FOB norsk kontinentalgrense.

<sup>1</sup> FOB border of the Norwegian continental shelf.

**Tabell 30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler <sup>1</sup>. Reviderte tall. 1995-1996**  
**Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals <sup>1</sup>. Revised figures. 1995-1996**

	1995				1. og 2. kv. 1996 Q1 and Q2 1996			
	Mengde		Verdi		Mengde		Verdi	
	Quantity	Value	Quantity	Value	Quantity	Value	Quantity	Value
	1000 tonn	1000 tons	Mill. kroner	Million NOK	1000 tonn	1000 tons	Mill. kroner	Million NOK
<b>I alt Total</b>	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		...		...	
<b>I alt etter land Total, by country</b>	120 387		97 939		67 112		62 416	
Danmark <i>Denmark</i>	3 197		2 594		1 911		1 769	
Finland <i>Finland</i>	2 911		2 411		825		795	
Sverige <i>Sweden</i>	8 417		6 886		5 215		4 855	
Belgia <i>Belgium</i>	3 523		2 843		1 712		1 621	
Frankrike <i>France</i>	13 364		10 885		7 059		6 490	
Hellas <i>Greece</i>	-		-		-		-	
Irland <i>Ireland</i>	1 909		1 561		871		812	
Italia <i>Italy</i>	1 274		1 054		1 163		1 044	
Kroatia <i>Croatia</i>	247		203		-		-	
Nederland <i>The Netherlands</i>	22 319		18 340		13 889		13 074	
Polen <i>Poland</i>	1 010		811		214		208	
Portugal <i>Portugal</i>	524		430		81		71	
Spania <i>Spain</i>	493		399		1 040		942	
Storbritannia <i>Great Britain</i>	25 998		21 233		13 243		12 517	
Tyskland <i>Germany</i>	13 575		11 079		6 165		5 890	
Guinea	6		5		-		-	
Sør-Afrika <i>South Africa</i>	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	

<sup>1</sup> 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 utenrikshandelstatistikken. Denne tabellen gir derfor statistikkbrukerne et bedre bilde av det faktiske råoljesalget til utlandet enn utenrikshandelstatistikken.

<sup>1</sup> *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 Teesside and Sullom Voe terminals in Great Britain to third countries. This is not shown in the external trade statistics. This table therefore provides statistics users with a better picture of the actual stabilized crude oil exports.*

**Tabell 31. Skipninger <sup>1</sup> av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)<sup>2</sup>, etter mottakerland<sup>3</sup>. 1. kvartal 1995 - 4. kvartal 1996. 1 000 tonn**  
**Shipments <sup>1</sup> of Norwegian produced NGL <sup>2</sup>, by receiving country<sup>3</sup>. Q 1 1995 - Q 4 1996. 1 000 tonnes**

	1995				1996			
	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
Skipninger i alt <i>Total shipments</i>	1 073	958	910	911	897	922	1 006	1 004
Norge <i>Norway</i>	250	224	199	145	121	166	212	266
Belgia <i>Belgium</i>	112	145	49	120	135	128	45	54
Danmark <i>Denmark</i>	-	-	-	-	-	1	-	2
Tyskland <i>Germany</i>	49	54	54	65	96	40	34	62
Frankrike <i>France</i>	121	59	59	80	69	53	20	64
Italia <i>Italy</i>	39	17	20	45	-	-	2	7
Nederland <i>The Netherlands</i>	146	71	105	116	72	103	125	112
Portugal <i>Portugal</i>	22	19	3	15	24	12	12	17
Spania <i>Spain</i>	133	49	34	37	96	50	45	60
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	124	142	142	126	133	156	195	129
Sverige <i>Sweden</i>	50	86	169	79	33	148	190	75
USA <i>USA</i>	20	60	52	49	116	41	92	98
Andre <i>Others</i>	7	32	22	35	1	23	33	59

<sup>1</sup> Kildematerialet er bearbeidet i SSB. <sup>1</sup> *The source material is revised in Statistics Norway.*

<sup>2</sup> Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. <sup>2</sup> *Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof.*

<sup>3</sup> Ikke nødvendigvis endelig forbruksland. Sist kjente land. <sup>3</sup> *Not necessarily country of consumption. Last known receiving country.*

Kilde: Oljedirektoratet. *Source: The Norwegian Petroleum Directorate.*

**Tabell 32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1988 - 1997. Dollar pr. fat**  
**Brent Blend price. Week. 1988 - 1997. USD/barrel**

Uke/Week	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1	17,50	16,10	22,25	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15
2	17,75	16,60	21,65	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70
3	16,30	17,01	20,85	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25
4	16,90	17,35	20,60	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85
5	16,20	17,15	20,65	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95
6	16,15	16,60	20,40	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40
7	16,35	16,75	19,85	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,85
8	15,65	16,35	19,45	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	20,65
9	15,20	16,75	19,15	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40
10	14,10	17,40	19,00	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10
11	14,00	18,10	18,35	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35
12	14,30	18,35	17,80	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	...
13	15,45	19,15	18,05	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	...
14	15,70	19,70	17,95	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	...
15	15,55	19,65	15,85	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	...
16	16,45	19,05	15,65	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	...
17	17,10	20,55	16,75	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	...
18	17,20	20,15	16,30	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	...
19	16,10	19,00	16,30	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	...
20	16,40	18,50	17,20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	...
21	16,50	18,40	16,15	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	...
22	16,20	17,85	15,60	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	...
23	16,25	18,05	15,00	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	...
24	16,30	18,00	15,00	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	...
25	15,65	16,60	15,45	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	...
26	15,20	16,65	13,54	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	...
27	14,60	18,00	15,45	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	...
28	14,55	18,45	15,55	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	...
29	14,00	17,40	17,70	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	...
30	15,35	18,05	18,80	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	...
31	15,60	17,20	19,37	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	...
32	15,20	17,15	26,65	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	...
33	15,35	16,35	27,05	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	...
34	14,85	16,95	31,15	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	...
35	14,90	17,00	27,35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	...
36	14,50	17,15	31,30	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	...
37	13,50	17,60	31,65	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	...
38	13,60	17,95	35,90	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	...
39	13,35	17,85	40,70	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	...
40	12,80	17,50	37,60	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	...
41	11,50	18,65	40,30	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	...
42	12,30	18,60	36,70	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	...
43	13,30	19,40	30,25	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	...
44	12,20	18,75	35,05	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	...
45	12,40	19,10	34,45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	...
46	12,40	18,90	32,70	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	...
47	12,75	18,70	30,05	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	...
48	12,65	18,70	34,15	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	...
49	12,90	18,30	29,65	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	...
50	14,45	19,25	28,00	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	...
51	14,65	19,60	27,90	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	23,55	...
52	15,00	18,50	27,50	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,95	...
Gjennomsnitt for året										
Yearly average	14,91	18,02	23,61	20,19	19,31	17,08	15,76	16,98	20,60	...

Kilde/Source: Petroleum Intelligence Weekly

**Tabell 33. 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 <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gullfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks C <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draugen <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	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	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	18,56
2.kv.	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	19,48
3.kv.	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	20,82
4.kv.	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	23,57

<sup>1</sup> FOB Teeside.

<sup>1</sup> FOB Teeside.

<sup>2</sup> Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen.

<sup>2</sup> Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.

<sup>3</sup> FOB lastebøye.

<sup>3</sup> FOB loading buoy.

<sup>4</sup> FOB Sture.

<sup>4</sup> FOB Sture.

<sup>5</sup> FOB Mongstad.

<sup>5</sup> FOB Mongstad.

Kilde: Olje- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.

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

**Tabell 34. 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 <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gullfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks C <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draugen <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	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	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64

<sup>1</sup> FOB Teeside.<sup>1</sup> FOB Teeside.<sup>2</sup> Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen.<sup>2</sup> Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.<sup>3</sup> FOB lastebøye.<sup>3</sup> FOB loading buoy.<sup>4</sup> FOB Sture.<sup>4</sup> FOB Sture.<sup>5</sup> FOB Mongstad. <sup>5</sup> FOB Mongstad.

Kilde: Olje- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.

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

**Tabell 35. Priser på naturgass. 1981-1994. US dollar/toe**  
**Natural gas prices. 1981-1994. USD/toe**

År og kvartal Year and quarter	Importert i rørledning <sup>1</sup> Imported by pipeline <sup>1</sup>				Importert flytende <sup>1</sup> Imported in liquid form <sup>1</sup>		Eksportert i rørledning <sup>3</sup> Exported by pipeline <sup>3</sup>	
	Belgia Belgium	Frankrike France	Tyskland Germany	USA <sup>2</sup> USA <sup>2</sup>	Frankrike France	Japan Japan	Nederland The Netherlands	Norge Norway
1981	138,25	151,88	150,03	189,94	200,41	243,89	137,83	..
1982	168,00	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,60	166,97	216,67	142,80	129,97
1984	163,44	150,73	143,49	162,18	168,56	205,65	146,25	123,97
1985	162,53	150,02	150,91	126,60	163,90	211,48	143,56	135,89
1986	155,61	136,47	146,29	99,48	140,98	165,72	138,92	136,54
1987	106,44	95,33	99,87	85,20	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90,00	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,90	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,40	119,64	152,91	111,43	93,33
1991	133,78	127,37	127,27	81,58	136,93	166,97	124,49	100,56
1992	116,18	110,16	108,76	77,62	121,41	151,43	110,50	100,30
1993	95,31	103,71	100,45	77,49	108,12	148,38	123,43	184,27
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	187,48
4 kv	...	0,00	...	...	...	136,53	...	85,54

<sup>1</sup> Gjennomsnittsverdi, CIF.

<sup>2</sup> Omfatter noe LNG fram til 1984.

<sup>3</sup> Gjennomsnittsverdi, FOB.

<sup>1</sup> Average unit value, CIF.

<sup>2</sup> Until 1984 including some LNG.

<sup>3</sup> Average unit value, FOB.

Kilde: Energy Prices and Taxes, IEA.

Source: Energy Prices and Taxes, IEA.



**Tabell 36. Fraktindekser<sup>1</sup> for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1997**  
**Shipping freight indices<sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 1997**

År og måned Year and month	151 000 dvt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	71 000 - 150 999 dvt. for råolje Medium sized crude carriers	36 000 - 70 999 dvt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 35 999 dvt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil 50 000 dvt. for raffinert Handy size/ clean	
	1976	29	..	..	..	..
1977	25	..	..	..	..	
1978	29	..	..	..	..	
1979	47	..	..	..	..	
1980	37	..	..	..	..	
1981	28	..	..	..	..	
1982	26	..	..	..	..	
1983	29	..	..	..	..	
1984	35	..	..	..	..	
1985	32	..	..	..	..	
1986	33	..	..	..	..	
1987	42	..	..	..	..	
1988	41	76	110	153	156	
1989	57	113	159	231	224	
1990	63	110	160	224	249	
1991	68	109	147	206	203	
1992	43	77	117	169	164	
1993	45	93	130	171	176	
1994	41	94	137	184	200	
1995	53	102	146	185	213	
1996	56	100	137	186	188	
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
	Desember	60	108	148	190	187
1997	Januar	57	107	166	188	234
	Februar	59	114	164	198	256

<sup>1</sup> 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.

<sup>1</sup> 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 37. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag, 1993-1996**  
**World oil supply and demand. Million barrels per day, 1993-1996**

					1995				1996			
	1993	1994	1995	1996	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
<b>SAMLET ETTERSPORSEL <sup>1)</sup></b>												
<b>TOTAL DEMAND <sup>1)</sup></b>	67,6	68,9	70,1	71,8	71,3	68,4	68,8	71,9	73,0	69,7	70,7	73,7
<b>OECD</b>	39,0	40,0	40,4	41,2	41,1	39,2	39,8	41,3	42,1	39,6	40,7	42,3
Nord-Amerika <i>North America</i>	19,2	19,7	19,8	20,4	19,7	19,5	19,9	20,1	20,4	20,0	20,3	20,8
Europa <i>Europe</i>	13,6	13,6	13,8	14,1	14,1	13,5	13,6	14,3	14,3	13,5	14,1	14,5
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	6,3	6,6	6,7	6,7	7,3	6,2	6,3	6,9	7,4	6,2	6,3	7,0
<b>IKKE-OECD NON OECD</b>	28,5	28,9	29,8	30,6	30,3	29,2	29,0	30,6	30,9	30,1	30,1	31,4
Tidligere Sovjet <sup>2)</sup>												
Former USSR <sup>2)</sup>	5,7	4,8	4,7	4,3	5,1	4,5	4,5	4,9	4,6	4,2	4,3	4,2
Europa <i>Europe</i>	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,4	1,5	1,4	1,3	1,4
Kina <i>China</i> <sup>3)</sup>	3,0	3,1	3,3	3,6	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,6	3,6	3,7
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,9	7,4	8,0	8,6	8,1	7,9	7,6	8,4	8,8	8,3	8,1	9,0
Latin Amerika <i>Latin America</i>	5,7	6,0	6,1	6,4	6,2	6,0	6,1	6,2	6,2	6,3	6,4	6,5
Midt-Østen <i>Middle East</i>	3,9	4,0	4,1	4,1	4,0	4,0	4,1	4,1	4,1	4,0	4,2	4,2
Afrika <i>Africa</i>	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	2,2	2,2	2,3	2,2	2,3
<b>SAMLET TILBUD TOTAL SUPPLY <sup>4)</sup></b>	67,5	68,6	69,9	71,9	69,6	69,3	70,1	70,5	71,5	71,4	71,8	73,1
<b>SUM IKKE-OPEC TOTAL NON-OPEC</b>	40,8	41,5	42,4	43,5	42,4	42,0	42,5	42,8	43,2	43,2	43,2	44,2
<b>OECD</b>	16,8	17,6	18,0	18,4	18,1	17,7	17,8	18,4	18,3	18,2	18,2	18,9
Nord-Amerika <i>North America</i>	11,0	10,9	11,0	11,1	11,1	11,0	10,9	11,0	11,0	10,9	11,0	11,3
Europa <i>Europe</i>	5,1	6,0	6,3	6,6	6,4	6,0	6,2	6,7	6,6	6,6	6,5	6,9
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
<b>IKKE-OECD NON OECD</b>	24,0	23,8	24,6	25,1	24,4	24,3	24,7	24,4	24,9	25,0	25,0	25,2
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,9	7,3	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,0	7,0	7,1	7,1
Europa <i>Europe</i>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Kina <i>China</i>	2,9	2,8	3,0	3,1	3,0	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	1,8	1,9	2,1	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Latin Amerika <i>Latin America</i>	5,8	5,9	6,1	6,5	6,1	6,0	6,3	5,9	6,5	6,5	6,4	6,5
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,6	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,3	2,4	2,6	2,7	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7
Nettotilvekst prosessering <sup>5)</sup>												
Processing Gains <sup>5)</sup>	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>OPEC</b>	26,6	27,0	27,5	28,5	27,2	27,3	27,6	27,8	28,2	28,2	28,6	28,9
Råolje <i>Crude Oil</i>	24,4	24,7	25,1	25,9	24,8	24,9	25,2	25,3	25,7	25,6	25,9	26,3
NGL NGLs	2,3	2,4	2,4	2,6	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
<b>LAGERENDRING OG ANNET <sup>6)</sup></b>												
<b>STOCK CHANGE AND</b>												
<b>MISCELLANEOUS <sup>6)</sup></b>	-0,1	-0,3	-0,2	0,2	-1,7	0,9	1,3	-1,4	-1,5	1,7	1,1	-0,6

<sup>1)</sup> Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder.

<sup>1)</sup> Deliveries from refineries plus international marine bunkers, refinery fuel and crude for direct burning. Includes oil from non-conventional sources and other sources of supply.

<sup>2)</sup> Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. <sup>2)</sup> Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data.

<sup>3)</sup> Årlige tall for Kinas etterspørsel er beregnet fra produksjons- og handelstall, mens kvartalsvise tall er beregnet utfra innenlandske oljeleveranser. <sup>3)</sup> Annual Chinese demand is estimated from production and (adjusted) trade; quarterly figures represent estimated of domestic oil deliveries.

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

<sup>5)</sup> Nettotilvekst i volum gjennom raffineringsprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området.

<sup>5)</sup> Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).

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

Kilde: IEA Monthly Oil Market Report

Source: IEA Monthly Oil Market Report.

**Tabell 38. De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. februar 1997**  
**Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf as of February 1997**

	Råolje <i>Crude oil</i> Millioner Sm <sup>3</sup> <i>Million Sm<sup>3</sup></i>	Naturgass <i>Natural gas</i> Milliarder Sm <sup>3</sup> <i>Billion Sm<sup>3</sup></i>	NGL <i>NGL</i> Millioner tonn <i>Million tons</i>	Totalt <i>Total</i> Millioner Sm <sup>3</sup> o.e. <i>Million Sm<sup>3</sup> o.e.</i>
0 Felt med avsluttet produksjon <i>0 Abandoned fields</i>	-	41	-	41
1 Felt i produksjon <i>1 Fields on stream</i>	2 702	1 639	122	4 499
2 Felt vedtatt utbygd <i>2 Fields under development</i>	448	294	31	782
3 Sen planleggingsfase <i>3 Late planning phase</i>	540	365	23	935
4 Tidlig planleggingsfase <i>4 Early planning phase</i>	123	655	21	805
5 Kan bygges ut på lang sikt <sup>1</sup> <i>5 Can be developed in the longer run<sup>1</sup></i>	135	435	24	601
6 Utbygging er svært usikker <i>6 High uncertainty about development prospects</i>	24	47	1	72
7 Nye funn <i>7 New discoveries</i>	10	17	-	27
Total 1-7	3 982	3 493	222	7 762
MT Mulige tiltak for økt utvinning utover dagens teknologi <i>MT Possible to extract if new technology is developed</i>	790	420	-	1 210
Uoppdaget <i>Not discovered</i>	1 400	2 070	-	3 470
Totalt utvinningspotensiale <i>Total potential for extraction</i>	6 172	5 983	222	12 442
Solgt <i>Sold</i>	1 493	492	48	2 047

<sup>1</sup> Kan bli bygget ut mer enn ti år fram i tid.

<sup>1</sup> *Can be developed in more than ten years time.*

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

**Tabell 39. Betalte skatter og avgifter til staten. 1978 - 1996. Mrd 1996-kroner**  
**Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production.**  
**1978 - 1996. Bill. 1996-NOK**

År/Year	Innteksskatt <i>Income tax</i>	Særskatt <i>Special tax</i>	Produksjonsavgift <i>Royalty</i>	Arealavgift <i>Area fee</i>	CO <sub>2</sub> -avgift <i>CO<sub>2</sub> tax</i>	Sum <i>Total</i>
1978	5,1	2,0	3,5	0,1	-	10,8
1979	9,1	4,0	4,3	0,1	-	17,5
1980	24,0	12,0	8,8	0,2	-	45,0
1981	29,2	17,1	11,2	0,1	-	57,6
1982	28,7	17,2	11,0	0,1	-	57,0
1983	25,1	15,6	13,5	0,1	-	54,3
1984	30,4	18,4	16,1	0,1	-	65,0
1985	34,2	20,4	18,2	0,3	-	73,1
1986	25,3	14,6	12,0	0,3	-	52,2
1987	9,6	4,3	10,1	0,3	-	24,3
1988	6,5	1,4	6,9	0,2	-	15,0
1989	5,8	1,9	8,8	0,3	-	16,8
1990	14,3	5,8	9,8	0,3	-	30,2
1991	16,8	7,6	10,0	0,7	0,9	36,0
1992	8,3	8,0	8,9	0,7	2,1	28,0
1993	6,9	10,2	8,4	0,6	2,4	28,5
1994	6,6	9,5	7,0	0,1	2,7	25,9
1995	8,1	11,1	6,1	0,6	2,6	28,5
1996*	10,0	13,0	7,0	1,0	3,0	34,0
1997*	14,5	18,7	5,8	0,6	3,0	42,6

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

**Tabell 40. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1972 - 1995**  
**Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas. 1972 - 1995**

År/Year	Sysselsatte			Lønnskostnader			Bruttoproduksjons- verdi <i>Gross value of production</i>	Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	Bearbeidings- verdi <i>Value added</i>
	<i>Employees</i>			<i>Compensation of employees</i>					
	Totalt <i>Total</i>	Til havs <i>Offshore</i>	På land <i>Onshore</i>	Totalt <i>Total</i>	Til havs <i>Offshore</i>	På land <i>Onshore</i>			
1972	209	3	206	..	..	..	..	..	
1973	225	44	181	20	..	..	261	..	
1974	636	194	442	48	..	..	924	672	
1975	1 015	392	623	116	..	..	4 295	3 815	
1976	1 575	603	972	255	..	..	7 130	6 510	
1977	2 428	1 107	1 321	381	..	..	8 526	7 646	
1978	3 505	1 735	1 770	676	..	..	14 568	13 233	
1979	4 290	2 142	2 148	905	..	..	22 793	20 430	
1980	5 034	1 981	3 053	1 375	..	..	44 344	41 677	
1981	7 861	2 162	5 699	2 201	..	..	56 729	50 700	
1982	8 304	2 381	5 923	2 591	..	..	63 374	56 265	
1983	9 218	2 728	6 490	2 978	926	2 052	76 287	67 841	
1984	11 215	2 903	8 312	4 028	968	3 060	92 445	82 721	
1985	12 818	3 043	9 775	5 026	1 050	3 976	105 210	91 010	
1986	13 533	3 577	9 956	5 598	1 271	4 327	67 871	50 423	
1987	13 076	3 930	9 146	5 832	1 538	4 294	68 953	53 768	
1988	14 138	4 513	9 625	6 229	1 741	4 488	65 124	45 474	
1989	14 659	4 413	10 246	6 576	1 884	4 692	89 511	69 713	
1990	14 760	4 883	9 877	7 165	2 281	4 884	110 725	88 812	
1991	15 830	5 006	10 824	7 722	2 663	5 059	114 314	89 482	
1992	16 119	5 118	11 001	8 514	2 626	5 888	115 499	89 149	
1993	17 338	5 399	11 939	9 588	2 918	6 670	124 340	93 963	
1994	16 878	5 041	11 837	9 937	2 851	7 086	126 619	99 113	
1995	16 498	5 064	11 434	9 789	2 721	7 068	132 310	105 559	

# 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. Disse aktiviteter er innarbeidd i Standard for næringsgruppering i samsvar med internasjonale anbefalinger.

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

### 2.1 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

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

#### **SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass**

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

#### **SN-nr. 5023 Oljeboring**

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

#### **SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass**

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

#### **SN-nr. 714 Rørtransport**

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

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

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

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

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

## 2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

#### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

#### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

#### NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

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

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

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

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

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

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

## 3. Statistiske enheter

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

### 3.1 Foretak

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

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

### 3.2 Bedrift

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

per. 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 ikkeferdigstilte 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 realin-

vestering på det tidspunkt og med den verdi den har når den plasseres på produksjonsstedet. Alle påløpte investeringskostnader blir regnet som lager av varer under arbeid, fram til plattformen blir plassert på feltet. For feltutbygging vil det derfor normalt være betydelig avvik mellom påløpte investeringskostnader og realinvesteringer i samme periode.

### 4.2 Eksport

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

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

### 4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

#### Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

#### Inntekt av leiearbeid

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

#### Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

**Beregnet inntekt for grensefelt**

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

**Verdi av egne investeringsarbeider**

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

**4.4 Vareinnsats**

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

**4.5 Bearbeidingsverdi**

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

**4.6 Bearbeidingsverdi til faktorpris**

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produktionsavgift.



# The statistical treatment of the oil activity

## 1. National border

The Norwegian Continental Shelf is regarded as a part of Norway. Therefore, in principle, all oil activity on the Norwegian continental shelf should be included in Norwegian statistics in the same way as onshore economic activity. Oil activities carried out by Norwegian companies outside the Norwegian continental shelf should also be treated in the same way as other Norwegian business abroad (i.e. not included in Norwegian statistics). For practical reasons, however, it has been necessary to modify the application of these general rules to some extent.

Exploration, production etc. on Svalbard are included in the Norwegian statistics only if the activity is carried out by a Norwegian company. This is in accordance with the treatment of other industrial activities on Svalbard.

### 1.1 Nationality of drilling platforms

Oil drilling platforms are treated in the same way as ships engaged in foreign trade. This means that a Norwegian company with a Norwegian-registered oil drilling platform is considered to be a Norwegian establishment, regardless of whether it operates inside or outside the Norwegian continental shelf border. In the same way foreign companies drilling under contract on the Norwegian continental shelf will not be included in Norwegian production statistics. Foreign companies' activities on the Norwegian continental shelf will be treated as 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 Border areas

On the Norwegian and British sectors of the Continental Shelf there are three border fields in production: Frigg, Statfjord and Murchison. Frigg and Statfjord are operated by companies registered in Norway, while Murchison is operated from Great Britain. In Norway's official statistics, production and investments in these fields are accounted in accordance with the Norwegian share of the oil/gas reserves. Consumption of goods and services and compensation of employees on the Frigg and the Statfjord fields are included in their

entirety in Norwegian statistics. In order to ensure correct value added and operating surplus figures in the Norwegian statistics, the share of the costs which is debited to shareholders in Great Britain, is entered as 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. Employment on the Statfjord and Frigg fields is included in the employment figures for Norway, since these two border fields are operated by Norwegian companies.

## 2. Industrial classification

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

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

### 2.1 Oil activities classified according to ISIC Rev. 2

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

#### **SIC No. 22 Crude petroleum and natural gas production**

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

#### **SIC No. 5023 Oil well drilling**

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

#### **SIC No. 61215 Wholesaling of crude petroleum and natural gas**

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

**SIC No. 714 Pipeline transport**

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

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

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

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

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

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

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

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

NACE no. 11.10 also includes SIC no. 81021 "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 production wells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. This code replaces SIC no. 5023 "Oil well drilling" and SIC no. 83249 "Other technical services". Earlier these codes were not linked with SIC no. 22.

**NACE no. 60.30 Transport via Pipelines.**

Includes transport of oil and gas via pipelines. The SIC-code for this industry is 714.

Other activity in connection with Oil-exploration/production is classified in existing groups in compliance with NACE (like building and repairing of oil-platforms and modules, tugs and supply vessels in Norwegian coastal waters, catering, technical consultancy)

SIC No. 22 and NACE no. 11 "Crude Petroleum and Natural Gas Production" covers all the activities from exploration to production including separating and fractionating in the terminals. These are divided into different phases, and statistics are collected and produced for the following:

**Exploration.** Covers the activity from when the production licence is given until the exploration programme is finished or the licence is returned.

**Development.** Covers the activity from the time commercial development is approved by the Parliament to start of production, inclusive establishment of the on stream organisation and production drilling.

**Production.** Covers the activity after the start of production, inclusive production drilling.

**Ancillary activity.** Covers the activity in offices and bases onshore; administrative and technical services both to own activity as operator and interests in other production licenses.

**3. Statistical units**

In economic statistics the terms enterprise and establishment are used as both reporting and classification units.

**3.1 Enterprise**

An enterprise is an institutional unit covering all activity run by the same owner. Enterprise usually corresponds to the term "firm" and is a legal and accounting unit. An enterprise may consist of several establishments which may be classified in various industry groups. An enterprise is classified according to its most important activity.

The term "licensee" is used as the designation for an enterprise that has owner's rights to one or more production licenses on the Norwegian Continental Shelf. Licensees that are operators or engaged in activities similar to those of an operator, are classified in SIC No. 22 "Crude Petroleum and Natural Gas Production". The other licensees are included in SIC No. 81021 "Operation of financing institutions connected with crude petroleum and natural gas production".

### 3.2 Establishment

An establishment is defined as a locally limited functional unit which primarily engages in activities that may be classified in a particular industry group. The oil industry, however, is organized in units calling for special treatment by Statistics Norway. Most of the production licenses on the Norwegian Continental Shelf are given to groups of oil companies. The group is then considered to be the establishment unit. One of the licensees is 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 Exports

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

The value of oil produced on the Norwegian part of the Continental Shelf and further exported is calculated on the basis of norm prices determined administratively and adjusted for transport and terminal costs. For natural gas norm prices or other direct reports of values are not available. Prices for gas exported by pipeline to St. Fergus and Emden are therefore preliminarily estimated by the 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 border areas**

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

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

**Own-account investment work**

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

**4.4 Cost of goods and services consumed**

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

**4.5 Value added**

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

**4.6 Value added at factor prices**

Value added at market prices less royalty.

**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 kubikk-meter som volummål.

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

**Vanlige enheter:**

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm<sup>3</sup> – standard kubikkmeter

For gass:

Nm<sup>3</sup> – normal kubikkmeter

Standard kubikkfot

**For omtrentlig omregning kan følgende faktorer nyttes:**

Gass:

For omregning fra Nm<sup>3</sup> til Sm<sup>3</sup> divideres med 0,95.

Olje:

For omregning fra fat til Sm<sup>3</sup>, 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:

Sm<sup>3</sup> – metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm<sup>3</sup> – metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

**For approximate conversion the following factors are useful:**

Natural gas:

For conversion of Nm<sup>3</sup> into Sm<sup>3</sup> divide by 0.95.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm<sup>3</sup>, 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 tons 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.**

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

**Tabell b.**

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

**Tidligere utgitt på emneområdet***Previously issued on the subject***Norges offisielle statistikk (NOS)**

- C 188 Historisk statistikk 1994
- C 314 Statistisk årbok 1996
- C 317 Energistatistikk 1995
- C 322 Regnskapstatistikk 1994
- C 351 Elektrisitetsstatistikk 1994

**Rapporter (RAPP)**

- 94/1 T. Bye, Å. Cappelen, T. Eika, E. Gjelsvik og Ø. Olsen: Noen konsekvenser av petroleumsvirksomheten for norsk økonomi.
- 94/12 T. Andersen, O. T. Djupskås og T. A. Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993. Priser, Kvantum og leveringsbetingelser.
- 94/14 A. Aaheim: Inntekter fra utvinning av norske naturressurser. Noen teoretiske 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: Anthropegenic Emissions of SO<sub>2</sub>, Nox, NMVOC and NH<sub>3</sub> in Norway.
- 95/13 O.T. Djupskås og R. Nesbakken: Energibruk i husholdningene 1993. Data fra forbruksundersøkelsen.
- 95/14 B.M. Larsen og R. Nesbakken: Norske CO<sub>2</sub>-utslipp 1987-1993. En studie av CO<sub>2</sub>-avgiftens effekt.
- 95/18 T. Bye, T.A. Johnsen og M.I. Hansen: Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020.
- 95/26 G. Frengen, F. Foyn and R. Ragnarsøn: Innovation in Norwegian Manufacturing and Oil Extraction in 1992.
- 95/31 A. Bruvoll og K. Ibenholt: Norske avfallsmengder etter årtusenskiftet.
- 95/33 T. A. Johnsen og B. M. Larsen: Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon.
- 95/34 F. R. Aune: Virkninger på de nordiske energimarkedene av en svensk kjernekraftutfasing.
- 95/38 G. J. Limperopoulos: Usikkerhet i oljeprosjekter.
- 96/8 K.E. Rosendahl: Helseeffekter av luftforurensning og virkninger på økonomisk aktivitet. Generelle relasjoner med anvendelse på Oslo.
- 96/12 K.H. Alfsen, P. Boug og D. Kolsrud: Energy demand, carbon emissions and acid rain consequences of a changing Western Europe.
- 96/16 M.I. Hansen, T.A. Johnsen og J.Ø. Oftedal: Det norske kraftmarkedet til år 2020. Nasjonale og regionale fremskrivninger.
- 97/7 S. Holtskog og K. Rypdal: Energibruk og utslipp til luft fra transport i Norge.

**Statistiske analyser (SA)**

- 10 Natural resources and the Environment 1996
- 16 Naturressurser og miljø 1997

**Discussion Papers (DP)**

- 107 S. Kverndokk: Depletion of Fossil Fuels and the Impact of Global Warming. February 1994.
- 110 K. A. Brekke og P. Børing: The Volatility of Oil Wealth under Uncertainty About Parameter Values. April 1994.
- 128 K. E. Rosendahl: Carbon Taxes and the Petroleum Wealth. November 1994.
- 170 E. Berg, S. Kverndokk og K.E. Rosendahl: Market Power, International CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> Emissions in Western Europe.  
96/17 K.H. Alfsen og K.E. Rosendahl: Economic Damage of Air Pollution.  
96/25 T. Bye og S. Kverndokk: Nordic Negotiation on CO<sub>2</sub> Emissions Reduction: The Norwegian Negotiation Team's Considerations.



## De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

### Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- 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 334 Sjøfart 1995 *Maritime Statistics 1995*. 1996. 127s. 80 kr. ISBN 82-537-4324-6
- 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 340 Nasjonalregnskapsstatistikk 1988-1993: Institusjonelt sektorregnskap. 1996. 52s. 70 kr. ISBN 82-537-4333-5
- C 341 National Accounts 1988-1993: Institutional Sector Accounts. 1997. 52s. 70 kr. ISBN 82-537-4334-3
- 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 346 Reiselivsstatistikk 1995 *Statistics on Travel 1995*. 1996. 90s. 70 kr. ISBN 82-537-4343-2
- C 347 Energistatistikk 1995 *Energy Statistics 1995*. 1996. 127s. 80 kr. ISBN 82-537-4345-9
- C 348 Jordbruksstatistikk 1995 *Agricultural Statistics 1995*. 1997. 179s. 95 kr. ISBN 82-537-4346-7
- C 349 Skogavvirkning 1994/95: Til salg og industriell produksjon *Roundwood Cut 1994/95: For Sale and Industrial Production*. 1996. 53s. 70 kr. ISBN 82-537-4347-5
- C 350 Samferdselsstatistikk 1995 *Transport and Communication Statistics 1995*. 1996. 166s. 95 kr. ISBN 82-537-4349-1
- C 351 Elektrisitetsstatistikk 1994 *Electricity Statistics 1994*. 1996. 67s. 70 kr. ISBN 82-537-4350-5
- C 370 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1996: Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 1996: Statistics and Analysis*. 1997. 67s. 85 kr. ISBN 82-537-4351-3
- C 371 Struktur tall for kommunenes økonomi 1995. 1997. 176s. 95 kr. ISBN 82-537-4352-1
- C 372 Utdanningsstatistikk: Grunnskolar 1. september 1995 *Education Statistics: Primary and Lower Secondary Schools 1 September 1995*. 1997. 62s. 70 kr. ISBN 82-537-4354-8
- C 373 De offentlige sektorers finanser 1988-1995 *Public Sector Finances 1988-1995*. 1997. 154s. 95 kr. ISBN 82-537-4356-4
- C 386 Dødsårsaker 1994 *Causes of Death 1994*. 1997. 160s. 95 kr. ISBN 82-537-4375-0
- C 387 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1997: Tillegg til Månedstatistikk over utenrikshandelen 1997 og Utenrikshandel 1997. 1997. 192s. 95 kr. ISBN 82-537-4391-2
- C 388 Commodity List: Edition in English of Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 1997: Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 1997 and External Trade 1997. 1997. 147s. ISBN 82-537-4392-0
- C 389 Sosialstatistikk 1995 *Social Statistics 1995*. 1997. 55s. 70 kr. ISBN 82-537-4396-3



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

Publikasjonen kan bestilles fra:

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

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

eller:

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

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

ISBN 82-537-4404-8  
ISSN 0802-0477

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



**Statistisk sentralbyrå**  
Statistics Norway



9 788253 744049