



# Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1995

Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity**  
**1st Quarter 1995**  
Statistics and Analysis





**Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1995**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity 1st Quarter 1995**  
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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 82-537-4156-1  
ISSN 0802-0477

### **Emnegruppe**

42 Oljeutvinning, bergverk, industri og kraftforsyning

### **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 5. mai.

Publikasjonen er utarbeidet av konsulent Jarle Olaf Thalberg og konsulent Lise Dalen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for utenriks-handel, energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo, 22. mai 1995

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Preface

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

The deadline for information used in the publication was 5 May.

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

Statistics Norway,  
Oslo, 22 May 1995

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

---

<b>Tabellregister</b> .....	7
<hr/>	
<b>Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 1995</b>	
1. Hovedpunkter .....	11
2. Investeringskostnader .....	12
3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel .....	16
4. Markedet .....	18
<hr/>	
<b>Engelsk sammendrag</b> .....	20
<hr/>	
<b>Tabelldel</b> .....	21
<hr/>	
<b>Statistisk behandling av oljevirksomheten</b> .....	52
1. Nasjonal avgrensing .....	52
2. Næringsklassifisering .....	52
3. Statistiske enheter .....	53
4. Kjennemerker .....	54
<hr/>	
<b>Engelsk tekst</b> .....	56
<hr/>	
<b>Vedlegg</b>	
Måleenheter .....	60
<hr/>	
<b>Utkomne publikasjoner</b>	
Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994 og 1995 .....	61
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk .....	62

---

# Contents

---

<b>Index of tables</b> .....	9
<b>Oil activity 1st quarter 1995</b> (in Norwegian only) .....	11
<b>Summary in English</b> .....	20
<b>Tables</b> .....	21
<b>The statistical treatment of the oil activity</b> .....	56
1. National borderline .....	56
2. Industrial classification .....	56
3. Statistical units .....	67
4. Characteristics .....	58
<b>Annexes</b>	
Units of measurement .....	60
<b>Publications</b>	
Oil- and gasrelated publications from Statistics Norway in 1994 and 1995 .....	61
The most recent publications in the series Official Statistics of Norway .....	62

---

# Tabellregister

## Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 1. mai 1995 . . . . .	21
2. Felt under utbygging. 1. mai 1995 . . . . .	25
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1994. . . . .	27

## Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1989-1995. Mill.kr. . . . .	29
--	----

## Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1980-1994. Mill.kr . . . . .	29
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1993-4. kvartal 1994. Mill.kr . . . . .	30
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1994 i alt. Mill.kr . . . . .	30
8. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1984-1995. . . . .	31
9. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1988-1995. Mill.kr . . . . .	31
10. Påbegynte borehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995 . . . . .	32
11. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995 . . . . .	32
12. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1980-1995 . . . . .	32
13. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1995. 1 000 GBP/dag . . . . .	33

## Feltutbygging og felt i drift

14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1981-1994. Mill.kr . . . . .	33
15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. kvartal 1993-4. kvartal 1994. Mill.kr . . . . .	34
16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1984-1994. . . . .	34
17. Investeringskostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1988-1994 . . . . .	35
18. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1993-4. kvartal 1994. Mill.kr . . . . .	37
19. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980-1994. Kr/time. . . . .	37

## Produksjon

20. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn . . . . .	38
21. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm <sup>3</sup> . . . . .	41

## Eksport

22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. 1 000 metriske tonn . . . . .	44
23. Eksportverdi av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr . . . . .	44
24. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1995. Kr/tonn . . . . .	44
25. Skipninger av norskprodusert råolje, etter mottakerland. 1. kvartal 1993-4. kvartal 1994. 1 000 metriske tonn . . . . .	45
26. Skipninger av norskprodusert våtgass, etter mottakerland. 1. kvartal 1993-4. kvartal 1994. 1 000 metriske tonn . . . . .	45
27. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill. Sm <sup>3</sup> . . . . .	46
28. Eksportverdi av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Mill.kr . . . . .	46
29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1995. Kr/Sm <sup>3</sup> . . . . .	46

## Priser

30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1981-1995. USD/fat . . . . .	47
31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1990-1995. USD/fat . . . . .	48
32. Priser på naturgass. 1981-1995. USD/toe . . . . .	49
33. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976-1995 . . . . .	50

## Internasjonale markedsforhold

34. Verdens tilbud og etterspørsel etter råolje. 1991-1995. Millioner fat per dag . . . . .	51
---	----



	Sist publi- sert	Neste publi- sering
<b>Tabeller ikke med i dette heftet</b>		
Nasjonalregnskapstall for alle næringer og "oljenæringene" . . . . .	2/93	2/95
Areal belagt med utvinningstillatelser . . . . .	1/94	2/95
Funn på norsk kontinentalsokkel . . . . .	1/94	2/95
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . . . . .	1/94	2/95
Inntekter og utgifter ved statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten . . . . .	1/94	2/95
Sysselsetting i oljevirksomheten etter bedriftstype . . . . .	1/94	2/95
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadeenheter . . . . .	1/94	2/95
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadet legemsdel . . . . .	1/94	2/95
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper . . . . .	1/94	2/95
Skipninger av norskprodusert råolje og kondensat, etter mottakerland . . . . .	1/94	2/95
Skipninger av norskprodusert våtgass, etter mottakerland . . . . .	1/94	2/95
Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel . . . . .	2/94	2/95
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel . . . . .	2/94	2/95
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel . . . . .	2/94	2/95
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel . . . . .	2/94	2/95
Statens inntekter fra oljevirksomheten . . . . .	2/94	2/95
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1990-1993 . . . . .	3/94	3/95
Vareinnsats for felt i drift. 1990-1993. Mill. kr . . . . .	3/94	3/95
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1990-1993. Mill. kr . . . . .	3/94	3/95
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993 . . . . .	3/94	3/95
Hovedtall for rørtransport. 1990-1993 . . . . .	3/94	3/95
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1993. . . . .	3/94	3/95
Ikke-operatørkostnader. Mill. kr . . . . .	3/94	3/95
Verdi av produsert råolje og naturgass. Mill. kr . . . . .	3/94	3/95
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass . . . . .	3/94	3/95

# Index of tables

---

## Survey of fields

1. Fields on stream. 1 May 1995 .....	21
2. Fields under development. 1 May 1995 .....	25
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1994. ....	27

---

## Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Crude oil and natural gas production and Pipeline transport. 1989-1995. Million kroner .....	29
---	----

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1980-1994. Million kroner .....	29
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1993-Q 4 1994. Million kroner .....	30
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total 1994. Million kroner .....	30
8. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1984-1995 .....	31
9. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1988-1995. Million kroner .....	31
10. Wells started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995 .....	32
11. Drilling vessel days on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995 .....	32
12. Drilling metres on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980-1995 .....	32
13. Average rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1995. 1 000 GBP/day .....	33

---

## Field development and field on stream

14. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1981-1994. Million kroner .....	33
15. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 1 1993 - Q 4 1994. Million kroner .....	34
16. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1984-1994 .....	34
17. Investment costs for field development accrued in Norway and abroad. 1988-1994 .....	35
18. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field developmeny and fields in production. Q 1 1993 - Q 4 1994. Million kroner .....	37
19. Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980-1994. Kroner/hour .....	37

---

## Production

20. Crude oil production by field. 1 000 tonnes .....	38
21. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	41

---

## Exports

22. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1995. 1 000 tonnes .....	44
23. Value of Norwegian crude oil exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner .....	44
24. Average prices on export of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1995. Kroner/tonnes .....	44
25. Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country. Q 1 1993 - Q 4 1994. 1 000 tonnes .....	45
26. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 1 1993 - Q 4 1994. 1 000 tonnes .....	45
27. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Million Sm <sup>3</sup> .....	46
28. Value of Norwegian natural gas exports. Quarterly. 1981-1995. Million kroner .....	46
29. Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1995. Kroner/Sm <sup>3</sup> .....	46

---

## Prices

30. Crude oil prices by field. Quarterly. 1981-1995. USD/barrel .....	47
31. Crude oil prices by field. Month. 1990-1995. USD/barrel .....	48
32. Natural gas prices. 1981-1995. USD/toe. ....	49
33. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-1995 .....	50

---

## International oil markets

34. World oil supply and Demand. 1991-1995. Million barrels per day .....	51
---	----

---

	Last published	Next publish- ing
--	-------------------	-------------------------

**Tables not published in this issue**

Figures from the national accounts for all industries and the "oil industries" . . . . .	2/93	2/95
Areas with production licenses . . . . .	1/94	2/95
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. . . . .	1/94	2/95
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development . . . . .	1/94	2/95
Central government expenses and income from The Government Direct Economic Engagement i the oil activities . . . . .	1/94	2/95
Employment in oil ctivities by type of establishment . . . . .	1/94	2/95
Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences . . . . .	1/94	2/95
Accidents on petroleum producing installations. Injured part of the body . . . . .	1/94	2/95
Accidents on petroleum producing installations. By occupation. . . . .	1/94	2/95
Shipments of Norwegian produced crude oil, by receiving country . . . . .	1/94	2/95
Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country . . . . .	1/94	2/95
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf . . . . .	2/94	2/95
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the direct economic involvement by the Central government . . . . .	2/94	2/95
Selected accounting figures for licensees on the Norwegian Continental Shelf . . . . .	2/94	2/95
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf . . . . .	2/94	2/95
Central government income from oil activities . . . . .	2/94	2/95
Principal Figures for Crude Oil and Natural Gas Production. 1990-1993 . . . . .	3/94	3/95
Intermediate Consumption for Fields on Stream. 1990-93. Million kroner. . . . .	3/94	3/95
Principal Figures for Service Activities Incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying . . . . .	3/94	3/95
Principal Figures for Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas; Service Activities Incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying. . . . .	3/94	3/95
Principal Figures for Oil Pipeline Transport. 1990-1993 . . . . .	3/94	3/95
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1993 . . . . .	3/94	3/95
Non-operator costs. Million kroner . . . . .	3/94	3/95
Value of produced Oil and Natural Gas. Million kroner . . . . .	3/94	3/95
Persons engaged in Crude Oil and Natural Gas Production . . . . .	3/94	3/95

# 1. Hovedpunkter

## 1.1 Investeringene

### Anslag for 1995

De samlede oljeinvesteringene i 1995 blir i investeringstellingen utført i 1. kvartal i år anslått til 46,6 milliarder kroner. Dette er 4,5 milliarder kroner høyere enn anslått i forrige telling. Økningen skyldes først og fremst høyere feltutbyggingsanslag som følge av nye feltutbyggingsvedtak. Anslaget for samlede oljeinvesteringer er imidlertid 9,3 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1994, registrert i 1. kvartal i fjor.

Leteinvesteringene for 1995 anslås nå i 1. kvartal til 4,4 milliarder kroner, som er det laveste anslaget registrert i 1. kvartal siden 1989. Det lave nivået på leteanslaget for 1995 tyder på at nedgangen vi har sett i leteinvesteringene siden 1991 fortsetter også i 1995.

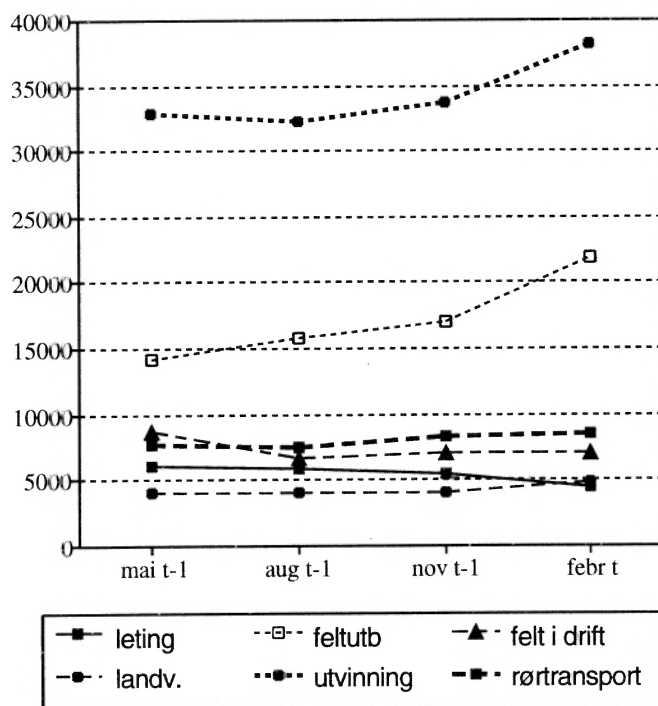
Investeringene i feltutbygging anslås til 21,9 milliarder i 1995. Dette er 4,8 milliarder kroner høyere enn anslaget fra forrige kvartal, vesentligst som følge av at Yme, Vigdis og Ekofisk II nå er vedtatt utbygd. Beslutningen om oppdateringer av Snorre-planen bidrar også. Det nye feltutbyggingsanslaget for 1995 er likevel 4,3 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1994.

Anslagene for felt i drift og rørtransport i 1995 viser liten endring fra forrige telling. Det nyeste tallet for investeringer i felt i drift for 1995 er 1,6 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1994 fra samme periode året før. Rørinvesteringene er om lag uendret, og utgjør nå 8,4 milliarder kroner.

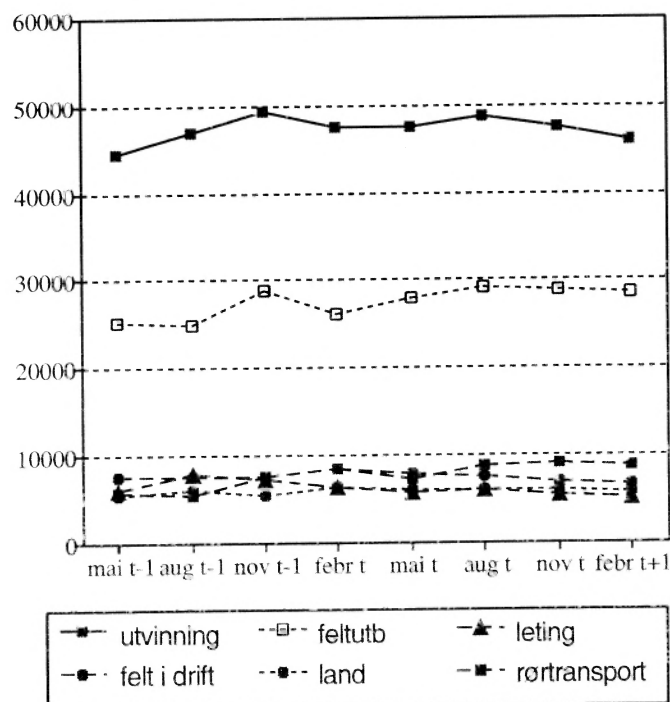
### 1994

Ved investeringsundersøkelsen utført i 1. kvartal 1995 ble det innhentet endelige tall for investeringer i 1994. Disse viser at investeringene i fjor beløp seg til 54,7 milliarder kroner. Investeringene i 1994 ble dermed kun 2,9 milliarder kroner lavere enn i 1993, da investeringene var rekordhøye. Det var først og fremst lavere feltutbyggingsinvesteringer som bidro til nedgangen, i det disse falt med 6,6 milliarder kroner fra 1993 til 1994. Leteinvesteringene ble på 5,0 milliarder kroner i fjor, en nedgang på 0,4 milliarder kroner fra 1993. Det var imidlertid en betydelig oppgang i investeringene tilknyttet landvirksomhet og rørtransport i fjor, som nådde sitt hittil høyeste nivå med henholdsvis 5,7 og 8,6 milliarder kroner. For landvirksomheten var det Trollterminalen som bidro til økte investeringer, mens høyere rørinvesteringer først og fremst skyldtes de betydelige arbeidene ved Troll Rør og Zeepipe fase II. Investeringene til felt i drift i 1994 var 6,8 milliarder kroner, en økning på 0,5 milliarder kroner fra året før.

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



Figur 2. Anslag for investeringskostnader i sektoren utvinning av råolje og naturgass for 1994 målt på ulike tidspunkt. Mill. kroner.



## 1.2 Produksjon og marked

Samlet produksjon av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel i 1994, inkludert forbruk av naturgass på feltene, var 160,0 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette er en økning på 11,8 prosent fra 1993. Det var produksjonen av råolje som sto for størsteparten av oppgangen (13,3 prosent). Produksjonen av naturgass økte med 6,1 prosent fra 1993 til 1994.

Den norske produksjonen av olje og gass var i januar og februar i år på 27,3 millioner tonn oljeekvivalenter. Dette er 4,0 prosent høyere enn i de to første månedene i fjor.

Den gjennomsnittlige prisen på Brent Blend (spot) var i 1. kvartal 1995 på 16,80 dollar per fat mot 16,60 dollar i 4. kvartal 1994. Det laveste ukegjennomsnittet var i uke 2 da snittprisen var på 15,90 dollar per fat.

## 1.3 Reserver

Per 31.12.1994 er ifølge Oljedirektoratet (OD) de oppdagede utvinnbare petroleumressursene på 6,7 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e). Av dette er 3,1 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. olje, 3,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. gass og 0,2 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. NGL. NGL består av etan, propan, normalbutan og kondensat. Ved utgangen av fjoråret var 1,6 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. av de oppdagede petroleumressursene tatt ut i produksjon. Ifølge Oljedirektoratet har tilveksten av olje- og gassressurser vært høyere enn samlet produksjon. Med nåværende produksjonsnivå har Norge gjenværende oppdagede ressurser til 14 års oljeproduksjon og 94 års gassproduksjon.

# 2. Investeringskostnader

## 2.1 Leting

### 1994

I 4. kvartal i 1994 var de påløpte kostnadene til leting etter olje og gass om lag 1,0 milliarder kroner, eller 0,6 milliarder kroner lavere enn tilsvarende periode året før. De samlede leteinvesteringene i 1994 beløp seg til 5,0 milliarder kroner, som er 0,4 milliarder kroner eller 7,8 prosent lavere enn i 1993. Leteinvesteringene nådde med dette sitt laveste nivå siden 1990, da de var 0,1 milliarder kroner høyere (målt i løpende priser).

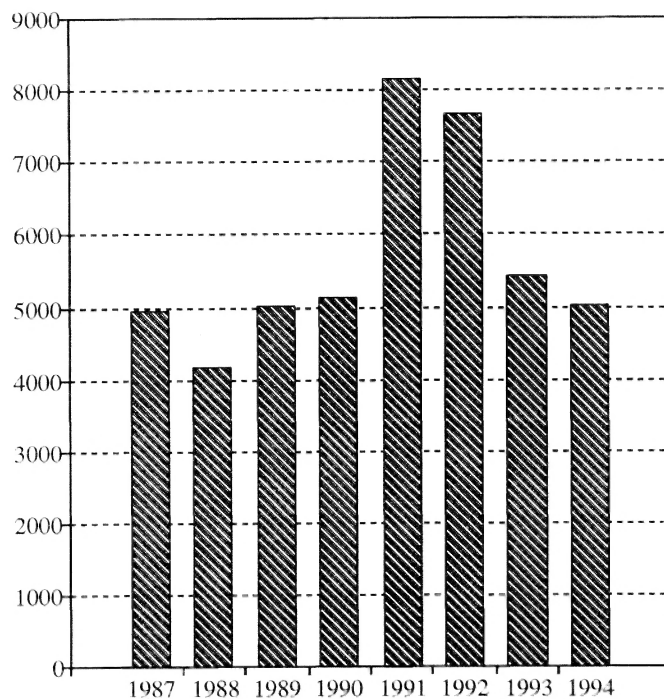
ODs fysiske leteindikatorer påviser også nedgangen i leteaktiviteten mellom 1993 og 1994. I fjor ble det påbegynt 21 lete- og avgrensningshull på norsk kontinentalsokkel, mot 27 året før. Antall borefartøydøgn for 1993 og 1994 var henholdsvis 2049 og 1665. Begge disse indikatorene nådde i fjor sitt laveste nivå siden 1980.

Det var fallet i investeringsutgiftene til undersøkelsesboring som bidro til nedgangen i leteinvesteringene mel-

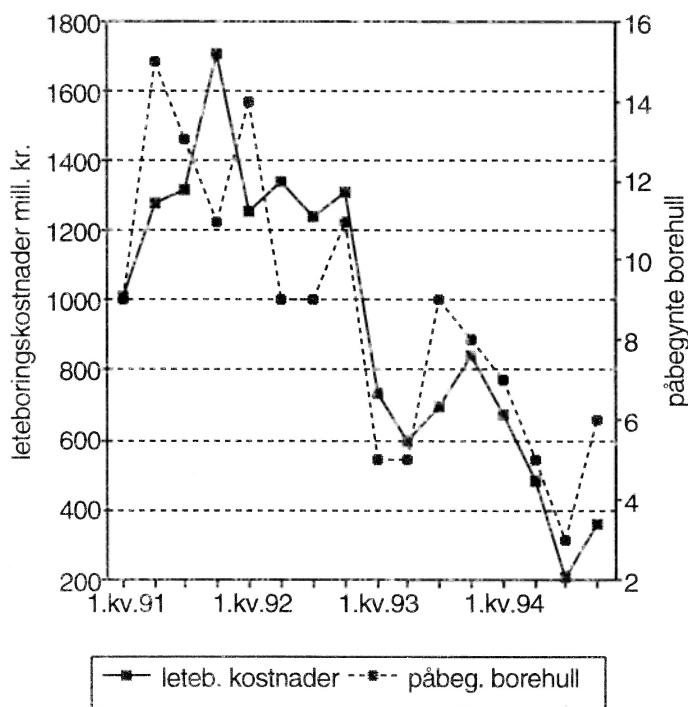
lom 1993 og 1994. Disse investeringene falt med 1,1 milliarder kroner eller 39,8 prosent. Investeringene knyttet til generelle undersøkelser (inneholder bl.a. utgifter knyttet til seismisk kartlegging), feltevaluering/feltutvikling og administrasjon m.m. viste imidlertid en oppgang på henholdsvis 35,3, 12,2 og 29,3 prosent. Vridningen i investeringene mellom en høyere andel av utgiftene til spesielt seismisk kartlegging og mindre investeringer til leteboring skyldes trolig satsingen på innsamling av tredimensjonal seismikk. Dette er utgifter knyttet til kartlegging av boringen i forkant av boring, og øker presisjonsgraden og sannsynligheten for å påvise olje under boring. Ifølge OD nådde innsamlingen av slik seismikk et toppnivå i 1994. I 1994 var det spesielt for den nordre delen av Nordsjøen det ble samlet inn betydelige mengder av slik seismikk. Ifølge OD forventes det fortsatt satsing innenfor dette området, men ikke i like stort omfang som i fjor.

Med funn menes påviste og testede ressurser som nylig er gjort og som er under vurdering. Denne kategorien omfatter også funn som etter dagens situasjon ikke er funnet drivverdig. Funnåret er det året da brønnen blir testet. I 1994 ble det gjort funn i 14 av 22 undersøkelsesbrønner. Dette gir en funnfrekvens på 64 prosent, som er rekord på norsk sokkel. Til sammenligning er ialt 176 av 480 undersøkelsesbrønner ifølge Oljedirektoratet registrert som funn siden letevirksomheten startet i 1965. Dette gir en gjennomsnittlig funnrate for hele perioden på 37 prosent.

Figur 3. Påløpte letekostnader. Mill. kroner. 1987-1994.



Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte borehull. 1991-1995.



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

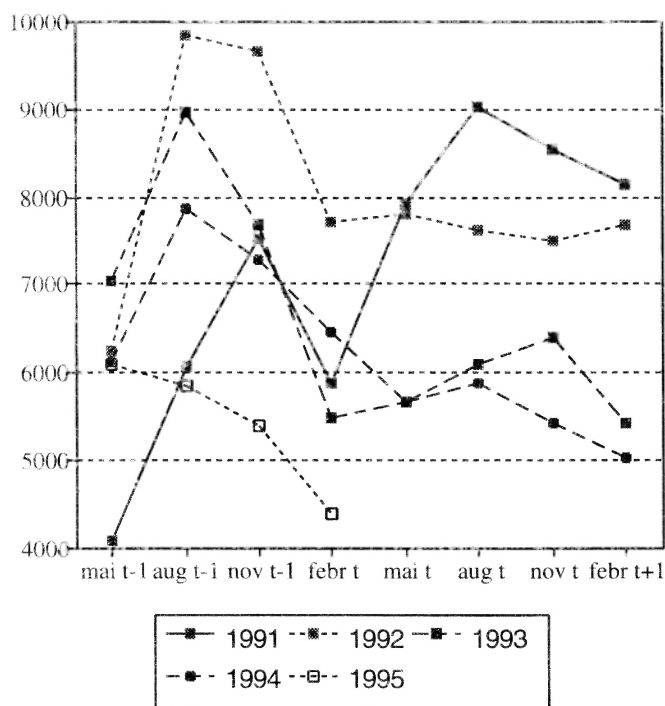
### Anslag for 1995

I investeringsundersøkelsen utført i 1. kvartal 1995 er leteinvesteringene anslått til 4,4 milliarder kroner, som er det laveste 1. kvartalsanslaget siden 1989. Leteanslaget for 1995 er nedjustert med 1,0 milliarder kroner fra forrige kvartalsundersøkelse. I februar i investeringsåret bygger selskapenes leteprognoser på vedtatte budsjetter, mens anslaget i 4. kvartal gis på bakgrunn av foreløpige budsjetter. Nedjusteringen mellom disse to tellingstidspunktene er derfor vanlig, og nedjusteringen for 1995-anslaget var mindre enn for perioden 1990-93 og om lag det samme som for 1994-anslaget.

Det lave nivået på leteanslaget for 1995 (4,4 milliarder kroner) tyder imidlertid på at nedgangen i leteinvesteringene siden 1991 fortsetter i 1995. Lavere leteinvesteringer skyldes trolig blant annet kostnadsreduksjoner som følge av lavere riggrater, endrede kontraktforhold og økt satsing på seismisk kartlegging i forkant av boring. Investeringskostnadene kan dermed utvikle seg noe annerledes enn de fysiske indikatorene for letevirksomheten. Ifølge OD er det sannsynlig at det blir boret om lag 25 letebrønner i år. Nivået på den fysiske aktiviteten i år ser dermed ut til å bli noe høyere enn i fjor.

I de to første månedene i år ble det i følge OD boret 5 brønner, det samme som i tilsvarende tidsrom i 1994. Antall riggdøgn sank fra 459 til 199 fra januar-februar 1994 til samme periode i år.

Figur 5. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. Mill. kr. 1992-1995.



## 2.2 Feltutbygging

### 1994

De samlede påløpte investeringene til feltutbygging i 1994 var 28,6 milliarder kroner. Dette er 6,6 milliarder kroner lavere enn i 1993, men omtrent det samme som i 1992. I 1993 nådde feltutbyggingsinvesteringene sitt hittil høyeste nivå. I 1994 var det Heidrun og Troll-Vest som hadde de største investeringene, men det var også høye investeringer for Troll-Øst, Sleipner-Vest og Frøy i fjor. Nedgangen i investeringsaktiviteten fra 1993 til 1994 skyldtes blant annet ferdigstillelsen av Brage, Draugen og Lille-Frigg i 1993. Av nåværende feltutbygginger sank investeringene betydelig både ved Heidrun, Troll-Øst og Sleipner-Øst. Investeringene ved Statfjord-Nord, Sleipner-Vest og Frøy økte derimot betydelig fra 1993 til 1994. Nye prosjekter i 1994 med registrerte investeringskostnader var Gullfaks-Vest, Heimdal Jurassic, Snorre Modifikasjonen og Ekofisk II.

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 1995

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

### Anslag for 1995

I investeringsundersøkelsen utført i 1. kvartal 1995 blir feltutbyggingsinvesteringene for 1995 registrert til 21,9 milliarder kroner, som er 4,3 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1994 registrert i 1. kvartal i fjor. Lavere feltutbyggingsaktivitet i år skyldes først og fremst vesentlig lavere investeringer for Troll-Øst, Frøy og Heidrun i 1995, samt ferdigstillelsen av Statfjordsatelittene, Tordis og Lille-Frigg i 1994. Det er Troll-Vest som har de antatte største investeringskostnadene for 1995, men også Heidrun, Sleipner-Vest og Ekofisk II veier tungt i feltutbyggingsanslaget for i år.

Det nye feltutbyggingsanslaget viser en oppjustering på 4,8 milliarder fra forrige anslag. Vedtaket om å bygge ut Vigdis og Yme og den justerte Snorreplanen er de viktigste bidragene til denne oppjusteringen. Norneutbyggingen, som ble vedtatt i Stortinget 9. mars i år, er ikke inkludert i anslaget men vil komme med i neste investeringsundersøkelse. Samlede antatte investeringer for Norge er ifølge Nærings- og energidepartementet 8,0 milliarder kroner. Av disse vil trolig om lag 2,0 milliarder kroner påløpe i 1995. Planlagt produksjonsstart er sommeren 1997.

De nye feltutbyggingsvedtakene, samt muligheter for nye vedtak, vil trolig bidra til at feltutbyggingsaktiviteten i 1995 vil holde seg på om lag samme nivå som for 1994.

### 2.3 Felt i drift 1994

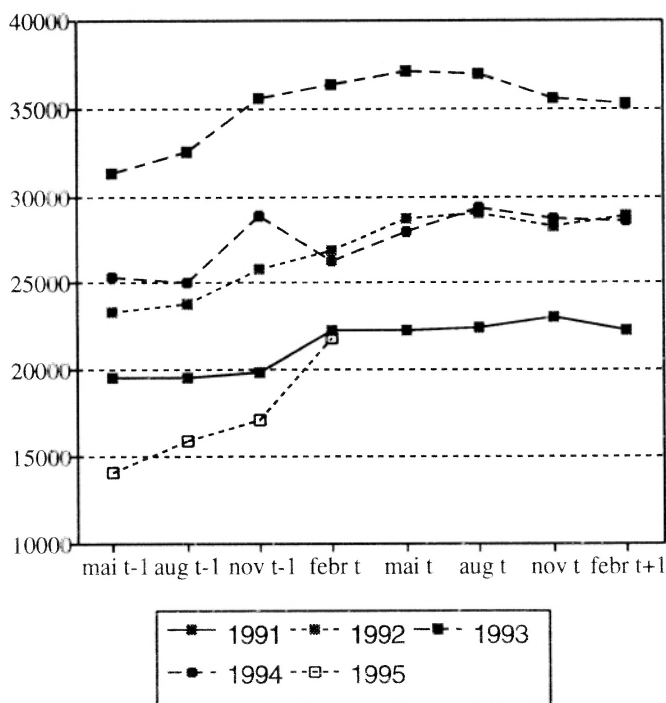
De samlede påløpte investeringskostnadene til felt i drift beløp seg til 6,8 milliarder kroner i 1994. Dette er 0,5 milliarder kroner høyere enn året før. Mot slutten av 1993 startet produksjonen ved flere store felt, deriblant Sleipner-Øst, Brage og Draugen. I 1994 hadde feltene Tordis, Lille-Frigg og Statfjord-Øst produksjonsstart. At dette ikke har resultert i en større økning i investeringene knyttet til felt i drift skyldes trolig ny, kostnadsbesparende teknologi ved de nye feltene og den utstrakte satsingen på kostnadsreduksjoner i oljevirkosheten.

I 1994 var investeringsandelen for varer, tjenester og produksjonsboring for felt i drift henholdsvis 9,7, 7,8 og 82,3 prosent. Dette er om lag det samme som for året før. Sammenlignet med andelen for tidligere år stiger imidlertid andelen til produksjonsboring betydelig. Kostnader knyttet til produksjonsboring er kostnader forbundet med å øke og opprettholde olje- og gassproduksjonen.

### Anslag for 1995

For 1995 anslås investeringene i felt i drift nå til 7,0 milliarder kroner, som er 1,6 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1994. Dette skyldes delvis at 1994-anslaget fra 1. kvartal i fjor inkluderte kostnader til en Ekofiskmodifikasjon som ikke ble gjennomført. Ned-

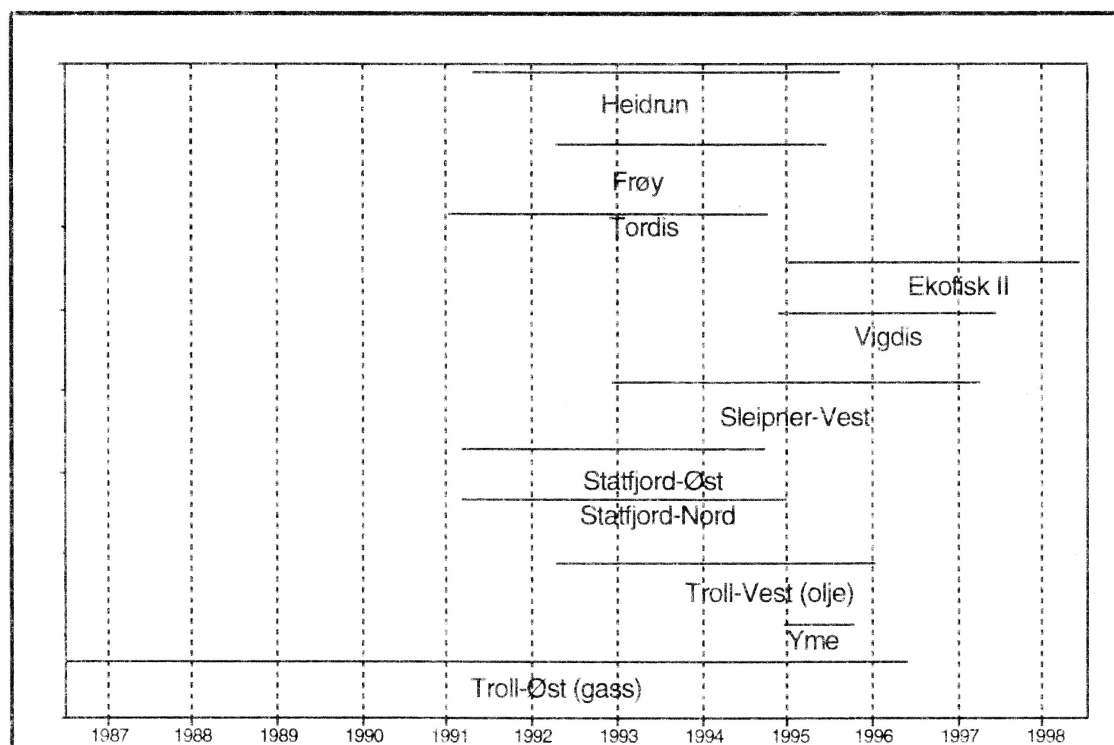
Figur 6. Antatte investeringskostnader til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. Mill. kroner. 1992-1995.



Andelen av feltutbyggingsinvesteringene i 1994 som gikk til henholdsvis varer, tjenester og produksjonsboring var henholdsvis 55,4, 35,1 og 9,5 prosent. Dette er omtrent det samme som året før med en svak oppgang i andelen til varer og produksjonsboring, og en liten nedgang i tjenestekostnadenes andel av samlede investeringskostnader.

Den utenlandske andelen av vare- og tjenestekostnadene knyttet til feltutbygging i 1994 var 21,4 prosent. Tilsvarende andel for 1993 var 24,6 prosent.

Figur 7. 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.

gangen skyldes imidlertid trolig også at ny teknologi og nye kostnadsbesparende kontaktsforhold og rutiner i tida framover vil bidra til lavere investeringskostander i driftsfasen. I sommer/høst planlegges produksjonsstart ved feltene Yme, Frøy og Heidrun.

## 2.4 Landvirksomhet

### 1994

Landinvesteringene, som omfatter investeringer i kontorer, baser og terminaler knyttet til olje- og gassutvinning, beløp seg i fjor til 5,7 milliarder kroner. Dette er 1,8 milliarder kroner høyere enn i 1993, og er det hittil høyeste nivået for landinvesteringer i olje- og gassutvinning. De høye investeringene i fjor skyldtes først og fremst omfattende arbeider ved byggingen av Trollterminalen. Investeringene på dette prosjektet nådde sitt toppnivå i 1994. Også byggingen av Haltenpipeterminalen på Tjeldbergodden i Aure kommune bidro til de høye landinvesteringene.

### Anslag for 1995

Investeringene på land i 1995 anslås i 1. kvartalstillingen til 4,8 milliarder kroner. Dette er 1,4 milliarder kroner lavere enn tilsvarende tall for ifjor. Nedgangen skyldes hovedsaklig lavere investeringer ved Trollterminalen i år enn i fjor.

## 2.5 Rørtransport

### 1994

I 1994 nådde rørinvesteringene på norsk kontinentalsokkel sitt hittil høyeste nivå (8,6 milliarder kroner). Rørinvesteringene var da 1,9 milliarder kroner høyere enn i 1993, som så langt var toppåret for rørinvesteringene. Det var først og fremst de omfattende investeringene i Troll Gassrør og Zeepipe fase 2B som bidro til stigningen mellom 1993 og 1994, men også for Troll Oljerør, Europipe og Haltenpipe steg investeringene mellom 1993 og 1994.

### Anslag for 1995

For 1995 anslås investeringene i rørtransport til 8,4 milliarder kroner i 1. kvartalstillingen, 0,1 milliarder kroner høyere enn tilsvarende tall for 1994. Ved Zeepipe fase 2B ventes investeringene å øke betydelig i 1995 sammenlignet med 1994. Også for Troll Oljerør og Haltenpipe ventes investeringene å stige, mens investeringene ved Troll Gassrør og Europipe anslås å bli lavere for 1995



enn året før. Investeringsanslaget for 1995 inkluderer ikke nye investeringer i Norfra-rørledningen, som planlegges bygd for transport av gass til Frankrike fra og med høsten 1998. Plan for anlegg og drift (PAD) er levert, og ventes sluttbehandlet av myndighetene mot sommeren. Samlet investeringsramme for Norfra er 9,5 milliarder kroner.

### 3. Produksjonen på norsk kontinentalsokkel

Samlet produksjon av råolje og naturgass på norsk kontinentalsokkel i 1994, inkludert forbruk av naturgass på feltene, var 160,0 millionen tonn oljeekvivalenter (mtoe). Sammenlignet med 1993 økte den samlede produksjonen av råolje og naturgass med 11,8 prosent fra 1993. Det var produksjonen av råolje som sto for størsteparten av oppgangen (13,3 prosent). Produksjonen av naturgass økte med 6,1 prosent fra 1993 til 1994. Feltene Brage, Draugen og Snorre bidro mest til økningen i råoljeproduksjonen fra 1993 til 1994, mens produksjonen fra Sleipner-Øst utgjorde mesteparten av oppgangen i naturgassproduksjonen.

Den månedlige produksjonsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå viser at produksjonen av råolje og naturgass var på 27,3 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe) i de to første månedene i 1995. Dette er en økning på 4,0 prosent fra samme tidsrom i 1994.

#### 3.1 Råolje

Samlet råoljeproduksjon, inkludert NGL og kondensat, var de to første månedene i år på 21,6 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette er en økning på 4,8 prosent sammenlignet med de to første månedene i fjor. Den gjennomsnittlige dagproduksjonen i de to første månedene i år var på 2,74 millioner fat per dag, mot 2,61 i tilsvarende periode i fjor. I 4. kvartal i fjor var den 2,87 millioner fat per dag. Nedgangen fra 4. kvartal i 1994 skyldes dårlig vær i januar og februar i år. Den gjennomsnittlige dagproduksjonen i 1994 var på 2,65 millioner fat.

I følge det internasjonale energibyrået, IEA, er Norge verdens 7. største oljeprodusent, sett i forhold til produksjonstallene for februar i år.

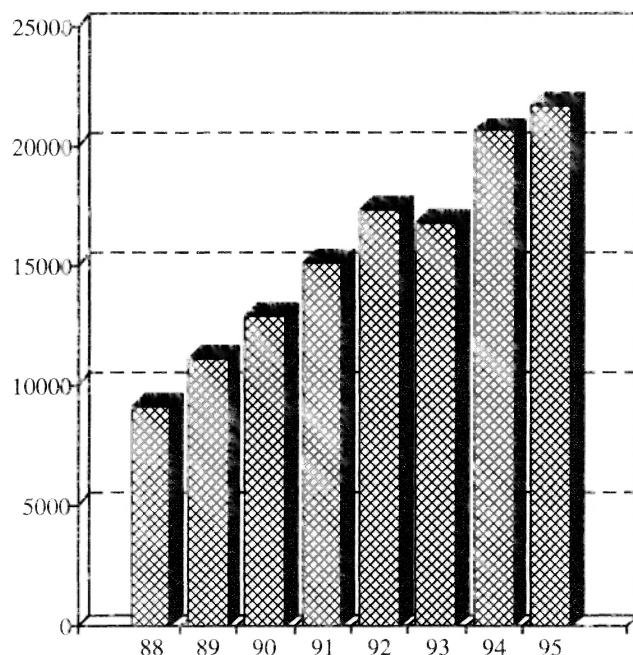
Produksjonen på Gullfaksfeltet var gjennomsnittlig 514 tusen fat per dag i de to første månedene av 1995, mot 556 tusen fat per dag i de to første månedene i fjor. Dette er en nedgang på 7,5 prosent. Produksjonen på Statfjord var gjennomsnittlig 472 tusen fat per dag i de to første månedene i år, mot 576 tusen fat per dag i tilsvarende periode i fjor. Mye av nedgangen på disse feltene skyldes det dårlige været i januar og februar i år.

Dette betyr at Gullfaks nå er det feltet med størst produksjon på norsk sokkel. Produksjonen på Statfjord er nå sterkt fallende og det er forventet at Statfjords produksjon i 1995 vil ligge 10 prosent under produksjonen i 1994. Det er deretter ventet at produksjonen vil falle med drøyt 20 prosent årlig slik at produksjonen i 1999 vil være i overkant av en fjerdedel av produksjonen i 1994. Ved Ekofisk økte produksjonen med 13,3 prosent fra januar-februar 1994 til samme periode i år. Ved Oseberg var det ingen endring.

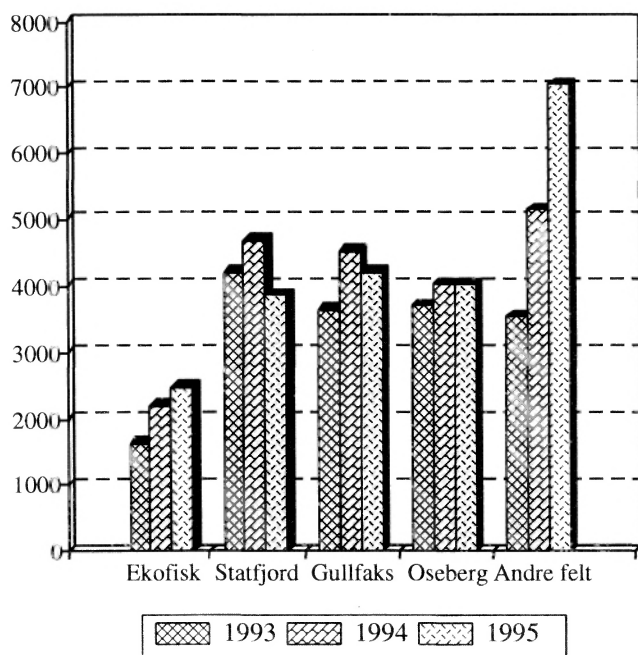
I de to første månedene i 1994 sto de fire største oljefeltene Statfjord, Gullfaks, Oseberg og Ekofisk for om lag 75,0 prosent av den samlede norske råoljeproduksjonen. Denne andelen har sunket til 67,4 prosent for de to første månedene i år. I framtiden vil de mindre oljefeltene stå for en stadig større del av den samlede råoljeproduksjonen.

Oljeproduksjonen i 1994 var på 129,3 millioner tonn. Det tilsvarer en gjennomsnittsproduksjon på 2,65 millioner fat per dag. Dette er 13,3 prosent høyere enn i 1993. I 1994 kom produksjonen på Brage, Sleipner-Øst og Tordisfeltet opp på platånivå, som er nivået for den optimale produksjonen på olje- og gassfelt. Produksjonen på Draugenfeltet kom opp på platånivå i august ifjor. Statfjord, Frigg, Murchinson, Valhall, Heimdal, Ula, Tommeliten og Hod hadde alle en nedgang i produksjonen fra 1993 til 1994.

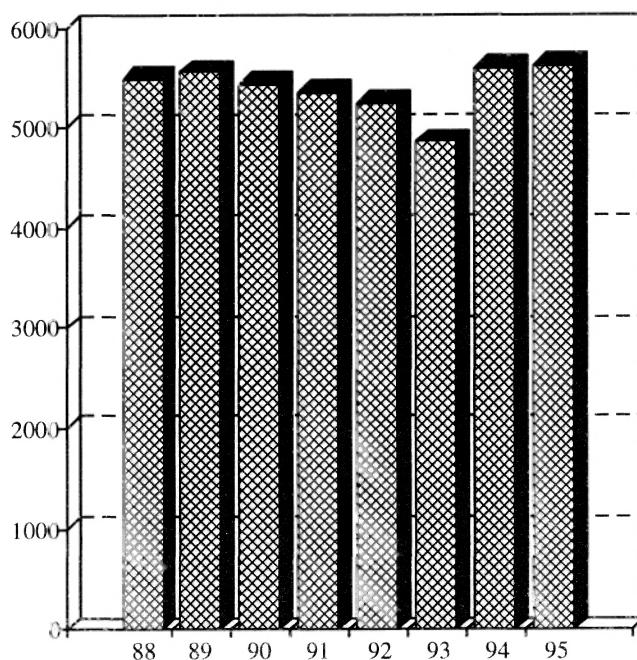
Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. NGL). Januar-februar. 1000 tonn. 1988-1995



Figur 9. Produksjon av olje etter felt (inkl. NGL).  
Januar-februar. 1000 tonn. 1993-1995



Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar-februar.  
1000 tonn. 1988-1995



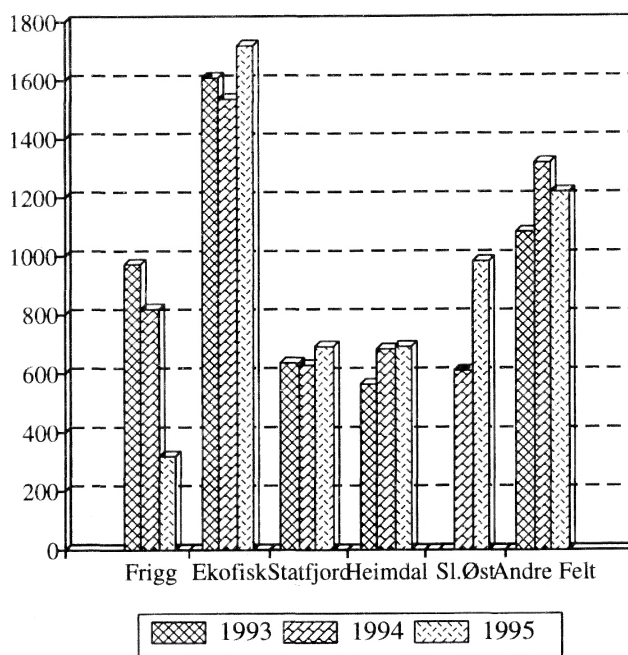
### 3.2 Gass

Produksjonen av naturgass var på 5,6 milliarder  $\text{Sm}^3$  i de to første månedene i år. Dette er tilnærmet det samme som i tilsvarende periode i fjor. Produksjonen for hele 1994 var på 30,6 milliarder  $\text{Sm}^3$ , som er 6,1 prosent høyere enn i 1993. Det er oppstarten av Sleipner-Øst 1. oktober 1993 som er hovedårsaken til veksten. Produksjonen på Sleipner-Øst var på hele 4,0 milliarder  $\text{Sm}^3$  i 1994 mot 0,8 millioner  $\text{Sm}^3$  i 1993. Dette plasserte feltet som det nest største produserende gassfeltet på norsk sokkel, etter Ekofisk. Sleipner-Øst vil i tida framover stå for en stadig større del av de norske gassleveransene til kontinentet. Operatøren Statoil regner med at feltet vil nå platåproduksjonen på 7 milliarder  $\text{Sm}^3$  i løpet av 1996. Ekofisk produserte 9,4 milliarder  $\text{Sm}^3$  i fjor og dette er 3,4 prosent mer enn i 1993. Produksjonen på Friggfeltet sank kraftig i 1994, fra 4,6 milliarder  $\text{Sm}^3$  i 1993 til 3,0 milliarder  $\text{Sm}^3$  i 1994. I Friggområdet ble produksjonen på Odinfeltet avsluttet 1. august i fjor og Øst-Frigg vil trolig være tømt mot slutten av 1995. Oppstarten av Lille-Frigg i april 1994 oppveier kun i mindre grad det kraftige produksjonsbortfallet i Friggområdet.

### 3.3 Petroleumsreserver

Petroleumsressursene på norsk sokkel består av den forventede mengde produserbar olje og gass. Disse ressursene kan inndeles i oppdagede og uoppdagede ressurser. Frem til i dag er det ifølge Oljedirektoratet (OD) oppdaget 6,7 mrd  $\text{Sm}^3$  oljeequivalenter (o.e.) utvinnbare petroleumsressurser på norsk sokkel, fordelt på 3,1 milliarder  $\text{Sm}^3$  o.e. olje, 3,3 milliarder  $\text{Sm}^3$  o.e. gass og 0,2 milliarder  $\text{Sm}^3$  o.e. NGL. 84 prosent av de oppdagede

Figur 11. Produksjon av naturgass etter felt. Januar-februar.  
1000 tonn. 1993-1995



ressursene er påvist i Nordsjøen, 11,6 prosent i Norskehavet og de resterende 4,4 prosent i Barentshavet. Den delen av de oppdagede ressursene som er planlagt utvunnet i henhold til drivverdighetserklæringer, utbyggingsplaner eller produksjonsplaner kalles reserver. Den

31.12.1994 utgjorde reservene på norsk sokkel 4,1 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e, fordelt med 1,7 mrd på olje, 2,2 mrd på Gass og 0,2 mrd NGL.

Siden petroleumsproduksjonen startet i 1971 er det i alt produsert 1,65 mrd  $\text{Sm}^3$  oljekvivalenter. Det tilsvarer omtrent 23 prosent av de oppdagede petroleumsressursene på norsk sokkel. Med nåværende produksjonsnivå har Norge gjenværende oppdagede utvinnbare ressurser til ca 14 års oljeproduksjon og 94 års gassproduksjon.

ODs ressursanslag for 1994 viser at tilveksten av olje og gass var større enn uttaket. Samlet produksjon av petroleum var i 1994 ca. 184,4 millioner  $\text{SM}^3$  o.e. Tilveksten av oppdagede utvinnbare petroleumsressurser var på 283,6 millioner  $\text{SM}^3$  o.e. Tilveksten var størst for NGL hvor den var på hele 119,6 millioner  $\text{SM}^3$  o.e. For olje var produksjonen større enn tilveksten.

## 4. Markedet

### Oljeprisen Brent Blend

Oljeprisen (Brent Blend) har utviklet seg positivt de siste månedene i det den steg fra 16,05 dollar per fat i begynnelsen av januar til 17,05 dollar per fat ved inngangen av mars. Gjennomsnittet for 1. kvartal i år var på 16,80 dollar per fat. Siden 1. kvartal 1994 hvor vi hadde en gjennomsnittlig pris på Brent Blend på 13,90 dollar per fat har oljeprisen hatt en stigende tendens. Prisen på olje

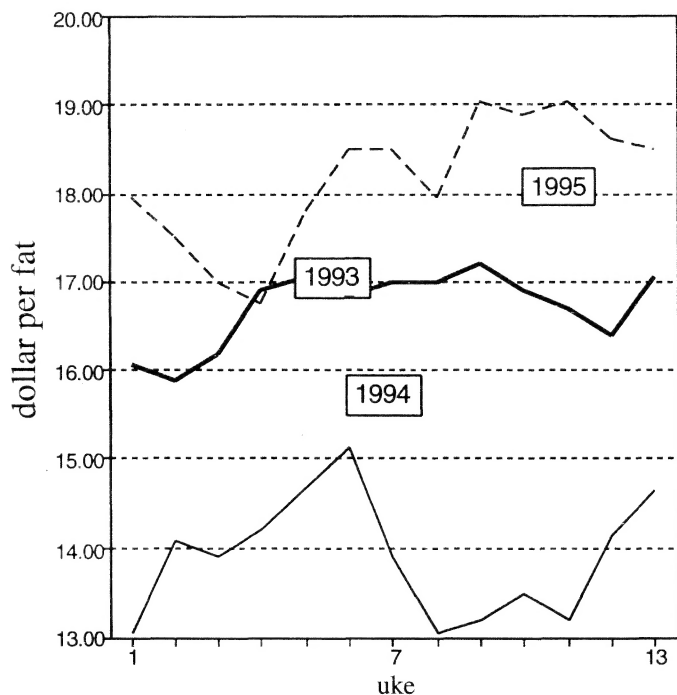
har i de tre første månedene i 1995 vært forholdsvis stabil og har beveget seg rundt 17,00 dollar per fat. Prisene på olje fra Dubai og Asia steg relativt i forhold til Brentprisen, på grunn av sterk asiatisk etterspørsel. Sterkere eksport fra det tidligere Sovjetunionen (FSU) enn forventet motvirket effektene av produksjonsproblemer i Nordsjøen og la et prispress på det europeiske markedet. Fallet i dollarkursen gjennom første kvartal har imidlertid ført til at oljeprisen i norske kroner falt fra 108,90 kroner per fat ved inngangen av 1. kvartal til 105,90 kroner per fat ved inngangen av 2. kvartal. Dette er 9,10 kroner lavere per fat enn forutsatt i Nasjonalbudsjettet, der prisen gjennom 1995 antas å bli 115,00 kroner per fat.

Årsaken til den positive oljeprisutviklingen gjennom 1994 var først og fremst økt etterspørsel etter råolje. Det internasjonale energibyrået (IEA) anslår at OECD - etterspørselen steg med 0,9 millioner fat per dag, eller 2,2 prosent, fra 1993 til 1994. Dette er den høyeste vekst-raten siden 1989. Ifølge IEA skyldes den høye veksten først og fremst den sterke økonomiske veksten innenfor OECD.

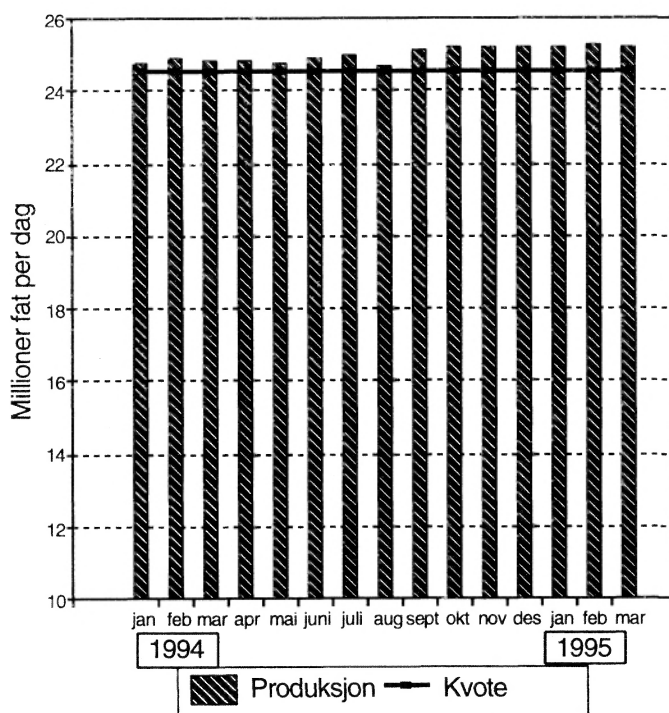
### Produksjonen

Ifølge IEA var den samlede verdensproduksjonen av råolje i 1994 på 68,4 millioner fat per dag. Dette er 1,4 prosent mer enn i 1993. Det var først og fremst høyere produksjon fra Storbritannia og Norge som bidro til produksjonsveksten, men også i OPEC-området steg produksjonen. Veksten for hver av disse produsentene var hen-

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



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



holdsvis 0,5, 0,3 og 0,2 millioner fat per dag fra 1993 til 1994. Det var først og fremst Kuwait, Venezuela og Irak som sto for produksjonveksten innen OPEC. Saudia Arabia hadde lavere produksjon i 1994 enn i 1993.

Produksjonsanslaget for verdensproduksjonen i januar og februar i år er ifølge IEA på henholdsvis 69,7 og 69,6 millioner fat per dag. Produksjonen i 1. kvartal 1994 var på 68,0 millioner fat per dag. Produksjonen for 1. kvartal i år ligger dermed an til å bli 1,6 millioner fat per dag, eller 2,4 prosent, høyere enn i fjor.

### **Etterspørsel**

Verdens samlede etterspørsel etter råolje, definert som leveranser fra raffineriene pluss lager av produkter ved raffineriene, var ifølge IEA 68,2 millioner fat per dag i 1994. Dette er 1,1 millioner fat per dag høyere enn i 1993. Det var OECD-området som hadde den sterkeste etterspørselsveksten med 0,8 millioner fat per dag. Innenfor OECD var det Nord - Amerika som hadde den sterkeste veksten i etterspørselen med en vekst på 0,5 millioner fat per dag. I området utenfor OECD er det fortsatt fall i etterspørselen fra FSU (0,8 millioner fat lavere per dag). Det var Asia utenom Kina som hadde den største veksten i 1994 på 0,5 millioner fat per dag.

IEAs anslag for etterspørselen etter råolje i 1995 er nå 69,2 millioner fat per dag. Dette vil si en økning på 1,0 millioner fat per dag fra 1994. OECD-området står for halvparten av denne veksten. IEA venter en fortsatt nedgang i etterspørselen fra FSU (0,4 millioner fat per dag), samt videre etterspørselsvekst i Asia utenom Kina (på 0,4 millioner fat per dag). I OECD-området forventes etterspørselsveksten å bli jevnt fordelt mellom Nord-Amerika og Europa. Det ventes ingen vekst i Stillehavsområdet.

## Investments in the oil sector:

### Estimate of exploration costs for 1995 the lowest for six years

The estimate for investments in exploration activities for 1995 made in the 1st quarter was NOK 4.4 billion. This is the lowest estimate in this quarter of the year since 1989. The overall estimate for investment costs in the oil sector this year is now NOK 46.6 billion, which is a rise of NOK 4.5 billion since the previous quarter.

The rise is mainly explained by higher estimates for investments in field development as a result of new decisions concerning field development projects. However, the estimate for overall investments in the oil sector is NOK 9.3 billion lower than the estimate for 1994 registered in the 1st quarter last year.

The estimate for investments in exploration activities in 1995 has been reduced by NOK 1 billion since the previous quarterly survey. In February of the investment year, the companies' forecasts of exploration activities are based on approved budgets, whereas the estimates in the 4th quarter are based on preliminary budgets. It is therefore common for the estimates to be reduced from the 4th quarter to the 1st quarter, and the drop in the estimate for 1995 is smaller than in the period 1990-1993 and about the same as for the 1994 estimate. However, the low estimate for investments in exploration activities in 1995 (NOK 4.4 billion) suggests that the drop in investments in exploration activities that has been registered since 1991 is still continuing. The lower investments are probably explained by reductions in costs as a result of lower rig rates, a tendency to spread contracts between fewer companies, more widespread use of seismic surveying before drilling, etc. Trends in investment costs may therefore be somewhat different from those in physical indicators of exploration activity.

The estimate for investments in field development in 1995 is NOK 21.9 billion. This is NOK 4.8 billion higher than the estimate for the previous survey, mainly because the development of Yme, Vigdis and Ekofisk II has now been approved. The decision to update plans for the Snorre field has also had an effect. The new field development estimate for 1995 is nevertheless NOK 4.3 billion lower than the corresponding estimate for 1994. The main reasons for the lower level of field development activity this year are that investments in Troll East, Frøy and Heidrun will be substantially lower in 1995, and that the development of the Statfjord satellites, Tordis and Lille-Frigg was completed in 1994. Investments in onshore activities in 1995 were estimated at NOK 4.8 billion in the 1st quarter this year, an increase of NOK 0.8 billion from the previous survey. The rise is mainly due

to a higher estimate for investments in the Haltenpipe terminal. However, the new estimate for onshore investments is NOK 1.4 billion lower than the corresponding figure for 1994, mainly because investments in the Troll terminal will be lower in 1995.

There are only small changes in the estimates for fields on stream and the pipeline transport sector in 1995 compared with the previous survey. The newest figure for investments in fields on stream in 1995 is NOK 1.6 billion lower than the estimate for 1994 made at the same time last year. Investments in the pipeline transport sector are more or less unchanged.

### High level of investments in 1994

The investment survey made in the 1st quarter 1995 shows that the overall accrued investments in the oil sector last year were still high, totalling NOK 54.7 billion. Thus, total investments in 1994 were only NOK 2.9 billion lower than in 1993, when they reached the highest level recorded to date. The drop is mainly a result of lower investments in field development, which fell by NOK 6.6 billion from 1993 to 1994. Investments in exploration activities totalled NOK 5.0 billion last year, a drop of NOK 0.4 billion from 1993. However, there was a substantial increase in investments in onshore activities and in the pipeline transport sector last year: these reached the highest levels yet recorded, at NOK 5.7 and 8.6 billion, respectively. Investments in the Troll terminal resulted in the high figure for onshore activities, while the higher level of investments in the pipeline transport sector was mainly explained by investments in the Troll pipeline and Zeepipe phase II.

**Tabell 1. Felt i produksjon. 1. mai 1995. *Fields on stream. 1 May 1995***

	Ekofisk <sup>1)</sup>	Frigg <sup>2)</sup>	Statfjord <sup>3)</sup>	Murchison <sup>4)</sup>	Valhall	Odin
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979	1980	1982	1984
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1973	1975	1975	1974
Operatør <i>Operator</i>	Phillips	Elf	Statoil	Mobil	Amoco	Esso
Vanndybde, meter Water depth, metres	70	100	145	156	69	103
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5)</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5)</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <sup>3</sup> Oil. Million Sm <sup>3</sup>	505,1	-	498	12,7	94	-
NGL. Mill. tonn NGL. Million tonnes	24,6	0,4	15,5	0,4	4,8	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> Gas. 1 000 Million Sm <sup>3</sup>	283,9	112	53	0,4	25,3	26,9
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>	207,4	-	128,5	1,4	57,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,1	-	8,2	-	3,3	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	136,2	1200	28,3	-	18,2	1
Borede produksjonsbrønner <sup>6)</sup> <i>Production wells drilled<sup>6)</sup></i>	308	28	131	..	59	11
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	146	10	71	..	25	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	15	7	3	1	3	2
Type <i>Type</i>	14 stål, 1 betong- plattform 14 steel, 1 concrete platform	4 stål, 3 betong- plattformer 4 steel, 3 concrete platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	1 stål- plattform 1 steel platform	3 stål- plattformer 3 steel platforms	1 flytende plattform 1 steel, 1 floating platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden	Gass i rør til St. Fergus Gas pipeline to St. Fergus	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Kårstø Loading buoys for oil. Gas pipeline to Kårstø	Olje i rør via Brent to Sullom Voe Oil pipeline via Brent to Sullom Voe	Olje og gass i rør til Ekofisk Oil and gas pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	-	-	-	-	-
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7)</sup> <i>Investments. Mrd. NOK<sup>7)</sup></i>	ca 77,0	ca 24	ca 71 <sup>8)</sup>	ca 4,7	ca 20,0	ca 4,4

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

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

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

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

5) Pr. 31. desember 1994. *As of 31 December 1994.*

6) Pr. 31. mars 1995. *As of 31 Mars 1995.*

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

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet

Source: The Ministry of Industry and Energy.

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. mai 1995. *Fields on stream. 1 May 1995*

	Heimdal	Ula	Gullfaks	Øst-Frigg	Tommeliten	Oseberg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1986	1986	1987	1988	1988	1988
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1972	1976	1978	1971	1977	1979
Operatør <i>Operator</i>	Elf	BP	Statoil	Elf	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	116	72	142-217	100	70	110
Opprinnelige salgbare 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>	6	69	256,7	-	7,5	300
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	3,2	2,1	-	1,2	-
Gass. 1 000 mill.Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	37,4	4,7	18,2	8,6	17,4	81
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>	-	26,5	140,1	-	4,6	192,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,3	1,9	1,2	-	0,8	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	11,1	1,4	10,3	1,4	10,3	81
Borede produksjonsbrønner <sup>6)</sup> <i>Production wells drilled<sup>6)</sup></i>	12	24	119	5	7	80
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	8	62	3	6	36
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	1	3	3	-	-	3
Type <i>Type</i>	plattform 1 steel plattform	plattformer 3 steel platforms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	Havbunns- installasjoner Subsea installation	Havbunns- installasjoner Subsea installation	2 stål, 1 betong- plattform 2 steel, 1 concrete platform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Ekofisk Gas pipeline to Ekofisk	Olje i rør til Ekofisk Oil pipeline to Ekofisk	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys	Gass i rør til Frigg Gas pipeline to Frigg	Gass og kon- densat i rør til Ekofisk via Edda. Gas and cond- ensate in pipe- line to Ekofisk	Olje i rør til Sture Oil pipeline to Sture
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	20	-	73	1,46	42,38	50,8
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7)</sup> <i>Investments. Mrd. NOK<sup>7)</sup></i>	ca 13,0	ca 10,5	ca 70,0	ca 2,7	3,1	32

Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. mai 1995. *Fields on stream. 1 May 1995*

	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Oseberg Gamma N	Snorre
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1989	1991	1990	1990	1992	1992
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1980		1984	1982	1988
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	BP	Amoco	Hydro	Hydro	Saga
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	175	65	70	70	300-350	300-350
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5)</sup> <i>Initially recoverablereserves <sup>5)</sup></i>						
Olje. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Oil. Million Sm<sup>3</sup></i>	43,8	32,7	6,78	0,6	1,3	142
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,4	1,9	0,26	-	-	5,4
Gass. 1 000 mill. Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	3,5	4,2	1,31	0,1	7,1	7,6
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>	39,5	24,11	2,66	0,2	1,2	135,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,1	1,4	0,29	-	-	5,1
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	2,7	3,14	0,79	-	7,1	7,4
Borede produksjonsbrønner <sup>6)</sup> <i>Production wells drilled <sup>6)</sup></i>	22	29	11	...	...	28
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	12	14	5	...	...	13
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>						
Antall <i>Number</i>	2	1		1	1	1
Type <i>Type</i>	Flytende plattform med bunnfast brønnhode-plattform i stål Floating platform with steel jacket	Stålpattform Steel platform	Ubemannet plattform Unmanned platform	Undervannsproduksjon Subsea production	Undervannsproduksjon Subsea production	Strekstags-plattform i stål Tension Leg Platform (TLP)
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Oseberg til Sture. Gas via Statpipe Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside Gas, Emden via Ekofisk senter Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.	Olje, gass i rør til Valhall Oil, gas in pipeline to Valhall	Rørledning til Cod Pipeline Pipeline tied in to Cod	Rør til Oseberg C Pipeline Pipeline to Oseberg C	Olje i rør til Statfjord. Gass til Statfjord Gas pipeline to Statfjord
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	37	30	-	31,4	45,4	31,4
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7)</sup> <i>investments. Mrd. NOK <sup>7)</sup></i>	ca 8,4	ca 8,5	1	0,35	0,5	ca 20



Tabell 1 (forts). Felt i produksjon. 1. mai 1995. *Fields on stream. 1 May 1995*

	Sleipner Øst	Draugen	Brage	Tordis	Lille Frigg	Statfjord Øst	Statfjord Nord
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1993	1993	1983	1994	1993	1994	1995
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1981	1984	1980	1987	1975	1976	1977
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Shell	Hydro	Saga	Elf	Statoil	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	82	270	137	140 - 230	120	180	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>	27,1	92	38,5	18,8	3,6	19,4	29
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	15,2	-	0,6	-	-	-	-
Gass. 1 000 mill. Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	47	4,4	1,5	1,2	7	2,4	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>	27	91,9	46,2	18,8	3,6	18,8	29
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	15	-	1	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <sup>3</sup> <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup></i>	46,2	4,4	1,7	1,2	7	2,4	2,4
Borede produksjonsbrønner <sup>6)</sup> <i>Production wells drilled <sup>6)</sup></i>	14	13	20	6	4	8	3
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	9	5	9	3	3	4	2
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>							
Antall <i>Number</i>	1	1		1	1	1	1
Type <i>Type</i>	1 betong-plattform 1 concrete platform	Bunnfast betonginnretning med integrert dekk Concrete subsea system with integrated deck	Bunnfast plattform i stål Steel-Platform	Undervanns-utbygging Subsea production	Undervanns-utbygging Subsea Production	Undervanns-utbygging Subsea Production	Undervanns-utbygging Subsea Production
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø Gas i rør til Emden via Ekofisk og til Zeebrugge Condensate pipeline to Teesside via Kårstø Gas pipeline to Emden via Ekofisk and to Zeebrugge.	Bøyelasting av olje ia Loading buoys for oil via Oseberg	Olje i rør til Sture Oil in Pipeline via Oseberg to Sture	Rørledning til Gullfaks C Pipeline to Gullfaks C	Rørledning til Frigg Pipeline to Frigg	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C	Rørledning til Statfjord C Pipeline to Statfjord C
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	29,6	45,4	8,3	51	-	40,5	30
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7)</sup> <i>Investments. Mrd. NOK <sup>7)</sup></i>	ca 23	ca 11,9	ca 12,5	ca. 3,7	3,7	3,6	4

**Tabell 2. Felt under utbygging, 1. mai 1995. Fields under development, 1 May 1995**

	Troll Øst	Heidrun	Troll Vest	Frøy	Sleipner Vest
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1995	1996	1995	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1985	1983	1987	1974
Operatør <i>Operator</i>	Shell	Conoco	Hydro	Elf	Statoil
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-400	ca.350	300 - 340	120	110
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>	..	87,3	68,5	13,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	30	-	-	-	33,7
Gass. 1 000 mill. Sm <sup>3</sup> <i>Gas. 1 000 Million Sm<sup>3</sup></i>	1286	37,8	17,9	3	127
Borede produksjonsbrønner <sup>2)</sup> <i>Production wells drilled<sup>2)</sup></i>	10	16	-	8	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Mill. tonn/år <i>Oil. Million tonnes/year</i>	...	9,8	7,7	1,9	-
Gass. Mrd. Sm <sup>3</sup> /år <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup>/year</i>	27		1,8	-	6,5
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>					
Antall <i>Number</i>	1	1	1	1	2
Type <i>Type</i>	Betong plattform Concrete platform	Flytende betongplattform Tension Leg platform	Flytende betong- plattform Floating concrete- platform	Ubemannet plattform Unmanned platform	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behand- lingsplattform Steel wellhead- platform, unmanned processingplatform
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass og kondensat i rør til Sture Gassen til Zeebrugge via Zeepipe. Gas and condensate piped to Sture. Gas from Sture in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe	Boyelasting av olje Loading buoys for oil	Gassrørledning til Sleipner Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad Gas piped to Sleipner Oil piped to Mongstad	Gassrørledning til Frigg Oljerørledning til Oseberg Gas piped to Frigg. Oil to Oseberg	Gass i rør til Emden og Zeebrugge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø Gas piped to Emden and Zeebrugge Condensate via Sleipner East to Kårstø
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	62,7	65	62,7	41,616	32,37
Antatte investeringer Mrd. kroner <sup>3)</sup> <i>Estimated investments. Mrd. NOK<sup>3)</sup></i>	34,1	ca. 24 mrd	16	5,9	20,4

1) Pr. 31. desember 1994

1) As of 31 December 1994

2) Pr. 31. mars 1995

2) As of 31 Mars 1995

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

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet

Source: The Ministry of Industry and Energy.

**Tabell 2 (forts). Felt under utbygging, 1. mai 1995. Fields under development, 1 May 1995**

	Yme	Vigdís	Norne
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1995	1997	1997
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1986	
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Saga	Statoil
Vannndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	ca. 90	290-300	360-380
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>	5,8	33,9	76,2
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>		2,4	15,6
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>	1,8	4,6	7,8
Gass. Mrd. Sm <sup>3</sup> /år <i>Gas. Billion Sm<sup>3</sup>/year</i>		2,4	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>			
Antall <i>Number</i>	1	1	1
Type <i>Type</i>	Oppjekkbar Plattform Converted jackup	Havbunnsinstallasjoner knyttet til Snorre Subsea-connection to Snorre	Produksjonsskip Production ship
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Lasting til tankskip Loading to tankers	Olje i rør til Gullfask A Oil piped to Gullfaks A	Lasting til tankskip Loading to tankers
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	30	51	55
Antatte investeringer Mrd. kroner <sup>3)</sup> <i>Estimated investments. Mrd. NOK<sup>3)</sup></i>	1,3	5	8

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

	Ekofisk <sup>1)</sup>	Frigg <sup>2)</sup>	Statfjord <sup>2)</sup>	Murchison	Valhall	Odin	Statfjord Ø	Statfjord Nord
Statoil	1	20	42,73	11,1	-	-	52,7	50
Norsk Hydro	6,7	32,87	-	-	-	-	4,2	-
Elf Petroleum	7,594	26,42	-	-	15,72	-	2,8	-
Saga Petroleum as	-	-	1,6	0,42	-	-	4,44	1,88
Total Norge	3,547	20,71	-	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	9,44	2,45	-	-	5,52	11,04
Esso Norge as	-	-	8,55	2,22	-	100	10,25	10
Mobil	-	-	12,82	3,33	-	-	7,5	15
Amerada Hess	-	-	0,89	0,23	28,09	-	0,52	1,04
Amoco Norway	-	-	-	-	28,09	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	-	5	10
Enterprise	-	-	0,89	0,23	28,09	-	0,52	1,04
Norsk Agip as	13,04	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	30	-	-	-	-	-	-	-
Norminol	0,304	-	-	-	-	-	-	-
Elfrefx	0,855	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	36,96	-	-	-	-	-	-	-
Conoco (U.K.) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd	-	-	4,84	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum as	-	-	-	-	-	-	4,8	-
Deminex as	-	-	-	-	-	-	1,4	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	-	-	-	0,35	-
Britoil Plc.	-	-	4,84	-	-	-	-	-

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

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

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

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

Kilde: Nærings- og energidepartementet

Source: The Ministry of Industry and Energy.

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

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

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

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

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

	Troll Øst	Vesle- frikk	Gyda	Snorre	Draugen	Hod	Mime	Brage
Statoil	74,576	55	50	41,4	65	-	51	47
Norsk Hydro	7,688	9	-	8,2658	-	-	24,5	22,4
Elf Petroleum	2,353	-	-	5,5106	-	25	-	0,7
Saga Petroleum as	4,08	-	-	11,2559	-	-	9,8	0,5
Total Norge as	1,353	18	-	-	-	-	-	0,3
Norske Conoco as	1,661	-	9,375	-	-	-	-	-
Esso Norge as	-	-	-	10,3323	-	-	-	16,3
Mobil	-	-	-	-	-	-	-	0,5
Amerada Hess	-	-	-	1,4559	-	25	-	-
Amoco Norway as	-	-	-	-	-	25	14,7	-
Norske Shell	8,288	-	-	-	21	-	-	-
Enterprise Oil	-	-	-	1,4559	-	25	-	-
Agip	-	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	-	-	26,625	-	14	-	-	-
Pelican e Co	-	-	4	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	4,5	-	-	-	-	-	-
Deminex	-	11,25	-	10,0348	-	-	-	-
Norwegian Oil Consortium	-	-	-	-	-	-	-	-
Det norske oljeselskap (DNO)	-	-	-	0,6888	-	-	-	-
Möeco Ltd	-	-	5	-	-	-	-	-
AEDC Ltd	-	-	5	-	-	-	-	-
Idemitsu	-	-	-	9,6	-	-	-	-
Neste	-	-	-	-	-	-	-	12,3
Norske Deminex A/S	-	2,25	-	-	-	-	-	-

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

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

**Tabell 4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1989 - 1995. Mill. kr. *Accrued and estimated investment costs. Crude Oil and natural gas production and pipeline transport. 1989 - 1995. Mill. NOK.***

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	Anslag <sup>1)</sup> <i>estimates</i> <sup>1)</sup> 1995
<b>I alt Total</b>	31 957	32 223	43 065	49 512	57 579	54 653	46 564
<b>Utvinning av råolje og naturgass i alt</b> <b>Total oil and natural gas production</b>	31 486	29 339	37 693	44 785	50 886	46 042	38 125
<b>Leting Exploration</b>	5 008	5 138	8 141	7 680	5 433	5 011	4 400
<b>Feltutbygging Field development</b>	22 659	19 511	22 262	28 863	35 209	28 584	21 909
Varer Commodities	9 744	12 564	12 091	14 654	18 434	15 822	7 394
Tjenester Services	11 807	5 559	9 004	12 082	13 769	10 141	11 333
Produksjonsboring Production drilling	1 109	1 388	1 167	2 127	3 006	2 721	3 183
<b>Felt i drift Fields on stream</b>	3 213	3 978	5 232	5 075	6 306	6 753	6 978
Varer Commodities	339	805	716	661	600	655	935
Tjenester Services	481	761	1 113	717	547	525	1 134
Produksjonsboring Production drilling	2 392	2 412	3 403	3 698	5 159	5 573	4 909
<b>Landvirksomhet 2) Onshore activities 2)</b>	606	712	2 058	3 167	3 937	5 694	4 838
<b>Rørtransport Pipeline transport</b>	471	2 884	5 372	4 727	6 693	8 611	8 439

1) Registrert 1. kvartal 1995. 1) Registered 1st quarter 1995.

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

**Tabell 5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1980 - 1994. Mill. kr. *Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1980 - 1994. Mill. NOK.***

	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980	2 749	..	..	..	..
1981	4 133	..	..	..	..
1982	5 519	..	..	..	..
1983	5 884	..	..	..	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047

**Tabell 6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1. kvartal 1993 - 4. kvartal 1994. Mill. kr. *Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 1 1993 - Q 4 1994. Mill NOK.***

	1993				1994			
	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 EXPLORATION COSTS, TOTAL</b>	<b>1 403</b>	<b>1 096</b>	<b>1 318</b>	<b>1 616</b>	<b>1 671</b>	<b>1 277</b>	<b>1 015</b>	<b>1 047</b>
<b>UNDERSØKELSESBORING EXPLORATION DRILLING</b>	<b>735</b>	<b>600</b>	<b>693</b>	<b>840</b>	<b>671</b>	<b>482</b>	<b>211</b>	<b>362</b>
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	332	219	253	304	280	186	107	134
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	306	198	230	242	219	142	75	94
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	26	21	23	62	61	44	31	41
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	96	54	80	115	79	55	47	32
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	52	19	27	42	22	16	15	7
Båter <i>Vessels</i>	44	35	53	72	57	39	32	25
Varer <i>Commodities</i>	60	97	110	140	108	59	93	52
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	17	41	51	71	44	30	39	22
Sement <i>Cement</i>	7	8	14	8	14	4	7	3
Boreslam <i>Drilling mud</i>	11	27	24	28	29	14	25	18
Drivstoff <i>Fuel</i>	20	14	11	14	18	3	6	5
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	3	6	5	15	- 1	8	15	4
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	2	1	5	3	4	1		
<b>Tekniske tjenester <i>Technical services</i></b>	<b>246</b>	<b>231</b>	<b>251</b>	<b>281</b>	<b>204</b>	<b>182</b>	<b>- 36</b>	<b>143</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	17	6	14	27	10	15	10	14
Sementtjenester <i>Cement services</i>	7	5	7	7	5	3	2	2
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	16	7	10	12	17	22	8	11
Logging <i>Logging</i>	36	41	38	51	21	23	19	20
Testing <i>Testing</i>	51	12	18	21	30	13	8	17
Dykking <i>Diving</i>	9	4	4	7	7	4	2	3
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	9	23	8	18	9	4	3	1
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	102	133	152	140	105	98	- 88	76
<b>GENERELLE UNDERSØKELSER GENERAL EXPLORATION</b>	<b>103</b>	<b>355</b>	<b>312</b>	<b>365</b>	<b>252</b>	<b>418</b>	<b>524</b>	<b>343</b>
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	93	229	127	122	108	175	123	111
Seismikk <i>Seismic</i>	1	115	181	227	138	235	391	216
Spesielle studier <i>Special studies</i>	9	11	4	17	6	7	9	15
<b>FELTEVALUERING/FELTUTVIKLING FIELD EVALUATION/FIELD DEVELOPMENT</b>	<b>93</b>	<b>194</b>	<b>138</b>	<b>159</b>	<b>170</b>	<b>184</b>	<b>121</b>	<b>179</b>
<b>ADMINISTRASJON OG ANDRE KOSTNADER ADMINISTRATION AND OTHER COSTS</b>	<b>472</b>	<b>- 53</b>	<b>174</b>	<b>252</b>	<b>579</b>	<b>192</b>	<b>159</b>	<b>163</b>
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	73	79	69	105	76	76	76	65
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	91	- 164	75	94	156	76	49	63
Arealavgift <i>Area fee</i>	307	33	31	53	347	40	34	35

**Tabell 7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område, 1994 i alt. Mill. kr. *Accrued investments costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total 1994. Mil NOK.***

	Sør for 62°		Nord for 62° North of 62°		
	I alt Total	South of 62°	I alt Total	Halten- banken	Tromsø- flaket
<b>LETEKOSTNADER I ALT EXPLORATION COSTS, TOTAL</b>	<b>5 011</b>	<b>3 470</b>	<b>1 541</b>	<b>986</b>	<b>555</b>
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	1 726	1 196	530	371	159
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	1 536	1 094	443	279	164
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	655	403	252	187	65
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 093	777	316	149	167

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

Investeringsår <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 investment.</i>			Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
	Mai	August	November	Februar	Mai	August	November	
	<i>May</i>	<i>August</i>	<i>November</i>	<i>February</i>	<i>May</i>	<i>August</i>	<i>November</i>	
	Mill. kr <i>Million kroner</i>							
1984 .....	..	..	..	5 129	6 573	8 618	7 825	7 491
1985 .....	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834
1986 .....	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735
1987 .....	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951
1988 .....	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161
1989 .....	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008
1990 .....	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138
1991 .....	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141
1992 .....	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680
1993 .....	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433
1994 .....	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011
1995 .....	6 103	5 856	5 411	4 400	...	...	...	...
	Prosent <i>Per cent</i>							
1984 .....	..	..	..	68	88	115	104	100
1985 .....	66	89	89	74	96	111	114	100
1986 .....	143	173	173	155	131	123	104	100
1987 .....	158	122	125	94	79	102	100	100
1988 .....	137	120	110	110	107	110	101	100
1989 .....	82	98	90	74	88	82	102	100
1990 .....	88	125	129	88	88	90	99	100
1991 .....	50	74	93	72	97	111	105	100
1992 .....	81	128	126	100	102	99	98	100
1993 .....	130	165	141	101	104	112	118	100
1994 .....	122	157	145	129	113	117	108	100

**Tabell 9. Antatte og påløpte letekostnader, kvartal, 1988 - 1995 mill. kr. Estimated and accrued exploration costs, Quarterly 1988 - 1995, Million Kroner**

År og kvartal <i>Year and quarter</i>	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet. <i>Estimated investment cost registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
1988 1. kv. ....	901	1 055
2. kv. ....	806	879
3. kv. ....	1 196	952
4. kv. ....	1 309	1 275
1989 1. kv. ....	745	708
2. kv. ....	649	1 177
3. kv. ....	1 191	1 435
4. kv. ....	1 810	1 686
1990 1. kv. ....	979	1 016
2. kv. ....	1 174	1 289
3. kv. ....	993	1 285
4. kv. ....	1 447	1 548
1991 1. kv. ....	1 590	1 540
2. kv. ....	1 570	2 045
3. kv. ....	2 596	1 947
4. kv. ....	3 020	2 608
1992 1. kv. ....	1 678	1 840
2. kv. ....	1 602	2 076
3. kv. ....	1 797	1 732
4. kv. ....	1 853	2 042
1993 1. kv. ....	1 173	1 403
2. kv. ....	1 423	1 096
3. kv. ....	1 724	1 318
4. kv. ....	2 569	1 616
1994 1. kv. ....	1 116	1 671
2. kv. ....	1 296	1 277
3. kv. ....	1 454	1 015
4. kv. ....	1 449	1 047
1995 1. kv. ....	1 069	...



**Tabell 10. Påbegynte borehull<sup>1)</sup> på norsk kontinentalsokkel, kvartal. 1980 - 1995 Wells<sup>1)</sup> started on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980 - 1995.**

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelses- hull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull	Under- søkelses- hull	Avgrens- ningshull
1980 ....	36	6	4	6	2	8	-	6	4
1981 ....	39	5	3	11	3	6	4	4	3
1982 ....	49	4	4	10	4	11	2	11	3
1983 ....	40	4	3	7	2	12	-	10	2
1984 ....	47	4	3	10	5	13	2	8	2
1985 ....	50	9	3	4	3	7	9	9	6
1986 ....	36	4	8	9	1	7	1	6	-
1987 ....	36	3	3	8	5	7	2	7	1
1988 ....	29	2	1	6	3	5	4	5	3
1989 ....	28	6	-	4	3	7	4	4	-
1990 ....	36	3	1	8	2	7	3	8	4
1991 ....	47	5	4	9	6	11	2	8	3
1992 ....	43	8	6	7	2	7	2	7	4
1993 ....	27	3	2	3	2	8	1	6	2
1994 ....	21	6	1	4	1	2	1	6	-
1995 ....	...	3	-	-	-	-	-	-	-

1) Lete- og avgrensningshull.

1) Exploration and appraisal wells.

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

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

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980 .....	3 877	936	892	1 022	1 027
1981 .....	4 131	1 030	933	1 000	1 068
1982 .....	4 376	1 081	1 192	1 075	1 028
1983 .....	3 900	1 084	920	944	952
1984 .....	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985 .....	4 037	906	1 019	1 128	984
1986 .....	3 283	1 130	878	874	401
1987 .....	2 468	405	626	724	713
1988 .....	2 408	602	561	592	653
1989 .....	2 744	524	616	694	910
1990 .....	3 509	726	723	1 020	1 044
1991 .....	4 206	908	998	1 112	1 188
1992 .....	3 694	980	1 107	929	678
1993 .....	2 049	594	395	446	614
1994 .....	1 655	686	409	277	293
1995 .....	...	382	-	-	-

Kilde: Oljedirektoratet.

Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

**Tabell 12. Boremeter<sup>1)</sup> på norsk kontinentalsokkel, kvartal. 1980 - 1995 Drilling metres<sup>1)</sup> on the Norwegian continental shelf. Quarterly. 1980 - 1995.**

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1980 .....	136 683	..	..	..	..
1981 .....	135 054	..	..	..	..
1982 .....	155 299	..	..	..	..
1983 .....	135 801	..	..	..	..
1984 .....	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985 .....	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986 .....	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987 .....	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988 .....	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989 .....	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990 .....	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991 .....	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992 .....	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993 .....	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994 .....	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995 .....	...	19 854	-	-	-

1) Lete- og avgrensningshull.

1) Exploration and appraisal wells.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

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

År Year	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200 + DWT	8-10,000 BHP	10,001 + BHP	
1986 1.kv.....	1,700	2,971	2,476	3,873	
2.kv.....	1,740	2,648	2,260	3,428	
3.kv.....	1,680	2,267	2,121	2,818	
4.kv.....	1,250	1,989	2,040	2,403	
1987 1.kv.....	1,180	2,046	1,772	2,188	
2.kv.....	1,180	2,565	1,727	2,390	
3.kv.....	1,350	2,726	2,031	2,701	
4.kv.....	1,550	2,497	2,098	2,458	
1988 1.kv.....	2,000	2,684	2,284	2,785	
2.kv.....	2,047	2,721	2,563	3,316	
3.kv.....	2,157	3,068	2,360	3,224	
4.kv.....	2,117	2,908	2,237	2,797	
1989 1.kv.....	1,840	3,034	2,563	2,938	
2.kv.....	2,430	3,471	3,234	3,326	
3.kv.....	2,450	3,507	3,551	3,634	
4.kv.....	1,963	3,512	3,639	3,849	
1990 1.kv.....	2,683	5,026	4,222	4,982	
2.kv.....	3,467	7,468	4,712	6,046	
3.kv.....	3,900	5,295	4,533	5,218	
4.kv.....	3,433	5,174	4,827	5,270	
1991 1.kv.....	3,533	6,246	4,816	5,383	
2.kv.....	3,800	7,931	5,250	6,328	
3.kv.....	3,547	6,149	4,650	5,895	
4.kv.....	3,650	5,198	4,767	5,253	
1992 1.kv.....	3,619	5,628	4,286	5,772	
2.kv.....	3,160	7,198	4,175	5,852	
3.kv.....	2,532	3,880	2,795	4,453	
4.kv.....	2,767	4,389	2,633	3,679	
1993 1.kv.....	3,848	6,760	3,703	5,767	
2.kv.....	3,735	5,094	4,458	6,454	
3.kv.....	2,977	4,773	3,117	3,612	
4.kv.....	3,012	5,094	2,742	4,240	
1994 1.kv.....	3,790	5,213	3,409	5,181	
2.kv.....	4,103	6,340	4,008	5,983	
3.kv.....	3,055	4,808	3,025	4,631	
4.kv.....	3,411	5,506	3,475	5,540	
1995 1.kv.....	3,693	5,885	4,199	6,453	

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

**Tabell 14. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1981 - 1994. Mill. kr. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1981 - 1994. Mill. NOK.**

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981 .....	7 452	..	..	..	..
1982 .....	7 877	..	..	..	..
1983 .....	9 675	..	..	..	..
1984 .....	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985 .....	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986 .....	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987 .....	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988 .....	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989 .....	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990 .....	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991 .....	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992 .....	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993 .....	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994 .....	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435

**Tabell 15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 1. Kvartal 1993 - 4. kvartal 1994. Mill. kr** *Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 1 1993 - Q 4 1994. Million kroner*

	1993				1994			
	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 FIELD DEVELOPMENT, TOTAL</b>	<b>8 042</b>	<b>8 619</b>	<b>9 192</b>	<b>9 356</b>	<b>6 807</b>	<b>8 726</b>	<b>6 616</b>	<b>6 435</b>
<b>VARER COMMODITIES</b>	<b>4 207</b>	<b>4 554</b>	<b>4 009</b>	<b>5 663</b>	<b>4 071</b>	<b>4 666</b>	<b>3 613</b>	<b>3 472</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 199	1 398	1 196	1 527	1 109	1 149	1 009	526
Dekk <i>Decks</i>	608	747	435	710	630	596	531	423
Moduler <i>Modules</i>	1 521	1 778	1 756	2 406	1 820	1 784	1 163	1 249
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	17	6		30	20	170	43	16
Rør <i>Pipes</i>	166	78	84	221	93	120	123	145
Installasjoner for plassering på hav- bunnen <i>Subsea installations</i>	619	480	462	444	297	453	270	275
Andre varer <i>Other commodities</i>	76	68	75	326	102	393	254	514
<b>TJENESTER SERVICES</b>	<b>3 323</b>	<b>3 387</b>	<b>4 230</b>	<b>2 829</b>	<b>1 965</b>	<b>3 422</b>	<b>2 361</b>	<b>2 294</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	1 017	684	843	1 028	679	800	535	562
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	45	35	12	4	3	34	44	10
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	475	207	208	18	15	40	233	419
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	271	486	318	71	179	433	692	221
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	112	239	664	255	137	702	49	72
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	287	540	791	219	163	380	178	137
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	18	29	60	51	20	20	43	49
Båter <i>Vessels</i>	6	19	10	15	8	6	10	
Forpleining <i>Catering</i>	59	63	188	158	56	42	39	44
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	2	2	2	3	2	27	7	8
Andre tjenester <i>Other services</i>	149	152	371	321	125	170	105	171
Egne arbeider <i>Own work</i>	883	931	763	688	579	767	431	639
<b>PRODUKSJONSBORING PRODUCTION DRILLING</b>	<b>512</b>	<b>679</b>	<b>953</b>	<b>863</b>	<b>770</b>	<b>638</b>	<b>643</b>	<b>670</b>
<b>FELT I DRIFT I ALT TOTAL FIELDS IN PRODUCTION</b>	<b>1 245</b>	<b>1 702</b>	<b>1 458</b>	<b>1 900</b>	<b>1 658</b>	<b>1 962</b>	<b>1 448</b>	<b>1 685</b>
Varer <i>Commodities</i>	63	168	146	223	171	165	169	150
Tjenester <i>Services</i>	123	162	141	121	143	137	122	124
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 059	1 372	1 172	1 555	1 345	1 660	1 157	1 411

**Tabell 16. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1984 - 1994** *Field development. Commodity costs accrued abroad. 1984 - 1994*

År Year	Totale varekostnader Total commodity costs		Påløpt i utlandet Accrued abroad
	Mill.kr	Million kroner	Prosent Per
1984	8 156	1 261	15,5
1985	10 328	1 902	18,4
1986	12 338	2 599	21,1
1987	10 346	1 729	16,7
1988	8 056	2 331	29
1989	9 745	3 757	38,6
1990	12 562	2 329	18,5
1991	12 092	2 106	17,4
1992	14 654	2 178	14,9
1993	18 434	4 851	26,3
1994	4 071	879	21,6

**Tabell 17a) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging<sup>1)</sup>, 1990 - 1994. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development<sup>1)</sup>, 1990 - 1994. Mill. NOK.***

	1990	1991	1992	1993	1994			
					1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3	4.kv Q 4
<b>I alt Total</b>	<b>17681</b>	<b>19347</b>	<b>25719</b>	<b>31154</b>	<b>5915</b>	<b>7942</b>	<b>5823</b>	<b>5533</b>
<b>Byggekontrakter</b>								
<b>Contacts on Construction</b>	<b>7703</b>	<b>9457</b>	<b>11587</b>	<b>12968</b>	<b>3020</b>	<b>3425</b>	<b>3008</b>	<b>2557</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	1401	1140	450	611	32	8	116	107
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	1038	1593	3375	4027	1022	1030	798	352
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	572	71	195	539	54	107	93	67
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2049	2713	2227	1497	524	490	505	418
Moduler <i>Modules</i>	1860	2195	1706	4321	1095	1343	993	1020
Lastebøyer Loading <i>Buoys</i>	0	52	215	25	0	0	0	7
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	782	1694	3419	1947	293	445	283	261
<b>Egne varekjøp i alt</b>								
<b>Operators own expenditure on Equipment</b>	<b>4861</b>	<b>2635</b>	<b>3083</b>	<b>5466</b>	<b>1051</b>	<b>1241</b>	<b>604</b>	<b>915</b>
<b>Tjenester Services</b>	<b>5118</b>	<b>7255</b>	<b>11049</b>	<b>12720</b>	<b>1843</b>	<b>3276</b>	<b>2210</b>	<b>2061</b>
Engineering	1318	1922	2542	2958	512	460	409	480
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	53	830	1948	1004	17	73	277	429
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	1550	1774	2487	4251	479	1515	919	430
Andre tjenester <i>Other Services</i>	2197	2728	4089	4507	835	1227	610	760

1) Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom.

1) *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included.***Tabell 17b) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet<sup>1)</sup>, 1990 - 1994. Mill. kr. *Commodity and service costs. Field development<sup>1)</sup>, Accrued abroad, 1990 - 1994. Mill. NOK.***

	1990	1991	1992	1993	1994			
					1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3	4.kv Q 4
<b>I alt Total</b>	<b>3238</b>	<b>3398</b>	<b>4818</b>	<b>7648</b>	<b>1153</b>	<b>1648</b>	<b>1334</b>	<b>1258</b>
<b>Byggekontrakter</b>								
<b>Contacts on Construction</b>	<b>1595</b>	<b>1420</b>	<b>995</b>	<b>2579</b>	<b>564</b>	<b>681</b>	<b>521</b>	<b>472</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	443	241	10	181	32	7	13	2
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	0	2	31	389	102	119	18	20
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	204	0	0	187	19	50	46	38
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	260	291	-2	126	46	45	40	36
Moduler <i>Modules</i>	426	520	149	738	237	225	210	221
Lastebøyer Loading <i>Buoys</i>	0	0	0	10	0	0	0	0
installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	262	366	807	948	128	235	151	83
<b>Egne varekjøp i alt</b>								
<b>Operators own expenditure on Equipment</b>	<b>733</b>	<b>680</b>	<b>1183</b>	<b>2272</b>	<b>314</b>	<b>470</b>	<b>219</b>	<b>389</b>
<b>Tjenester Services</b>	<b>910</b>	<b>1297</b>	<b>2640</b>	<b>2797</b>	<b>275</b>	<b>497</b>	<b>593</b>	<b>398</b>
Engineering	299	238	256	228	37	14	38	31
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	19	230	412	127	1	5	13	19
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	426	600	1586	1725	125	374	388	264
Andre tjenester <i>Other Services</i>	166	229	386	717	113	103	154	85

1) Se tab. 17 a)

1) *See tab. 17a)*

**Tabell 17c) Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet<sup>1)</sup>. 1990 - 1994. Prosent.**  
**Commodity and service costs. Field development<sup>1)</sup>. Accrued abroad. 1990 - 1994. Percent.**

	1990	1991	1992	1993	1994			
					1.kv Q 1	2.kv Q 2	3.kv Q 3	4.kv Q 4
<b>I alt Total</b>	<b>18,3</b>	<b>17,6</b>	<b>18,7</b>	<b>24,6</b>	<b>19,5</b>	<b>20,8</b>	<b>22,9</b>	<b>22,7</b>
<b>Byggekontrakter</b> <b>Contacts on Construction</b>	<b>20,7</b>	<b>15,0</b>	<b>8,6</b>	<b>19,9</b>	<b>18,7</b>	<b>19,9</b>	<b>17,3</b>	<b>18,4</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform Structures, Steel</i>	31,6	21,2	2,2	29,6	98,7	90,3	11,0	1,4
Bærestrukturer i betong <i>Platform Structures, Concrete</i>	.	0,1	0,9	9,7	10,0	11,5	2,3	5,6
Utrusting av skaft <i>Shaft Equipment</i>	35,7	.	.	34,8	35,0	46,6	49,6	56,7
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	12,7	10,7	-0,1	8,4	8,7	9,2	8,0	8,6
Moduler <i>Modules</i>	22,9	23,7	8,7	17,1	21,7	16,7	21,1	21,7
Lastebøyer <i>Loading Buoys</i>	.	.	.	38,0	.	.	.	.
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub Sea Installations</i>	33,5	21,6	23,6	48,7	43,8	52,7	53,4	31,7
<b>Egne varekjøp i alt</b> <b>Operators own expenditure on Equipment</b>	<b>15,1</b>	<b>25,8</b>	<b>38,4</b>	<b>41,6</b>	<b>29,9</b>	<b>37,9</b>	<b>36,3</b>	<b>42,5</b>
<b>Tjenester Services</b>	<b>17,8</b>	<b>17,9</b>	<b>23,9</b>	<b>22,0</b>	<b>14,9</b>	<b>15,2</b>	<b>26,9</b>	<b>19,3</b>
Engineering	22,7	12,4	10,1	7,7	7,3	3,1	9,2	6,4
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	34,7	27,7	21,2	12,6	3,4	7,2	4,8	4,4
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	27,5	33,8	63,8	40,6	26,1	24,7	42,3	61,3
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,6	8,4	9,4	15,9	13,5	8,4	25,3	11,2

1) Se tab. 17a)

1) See tab. 17a)

**Tabell 18 Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1. kvartal 1993 - 4. kvartal 1994. Mill. kr. *Accrued investment costs for production drilling by cost category. Field development and fields in production. Q 1 1993 - Q 4 1994. Mill. NOK.***

	1993				1994			
	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 PRODUCTION DRILLING, TOTAL</b>	<b>1 571</b>	<b>2 051</b>	<b>2 125</b>	<b>2 418</b>	<b>2 115</b>	<b>2 299</b>	<b>1 800</b>	<b>2 081</b>
<b>BOREFARTØYER DRILLING RIGS</b>	<b>404</b>	<b>475</b>	<b>456</b>	<b>575</b>	<b>403</b>	<b>468</b>	<b>456</b>	<b>422</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	303	342	385	496	354	386	377	349
Andre kostnader <i>Other costs</i>	101	134	71	79	49	82	79	74
<b>TRANSPORTKOSTNADER TRANSPORTATION COSTS</b>	<b>105</b>	<b>124</b>	<b>112</b>	<b>209</b>	<b>176</b>	<b>162</b>	<b>122</b>	<b>162</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and air-planes</i>	41	44	37	85	54	51	44	55
Båter <i>Vessels</i>	64	80	75	125	123	111	78	108
<b>VARER COMMODITIES</b>	<b>534</b>	<b>608</b>	<b>728</b>	<b>785</b>	<b>666</b>	<b>753</b>	<b>484</b>	<b>683</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	283	274	373	424	253	273	235	236
Sement <i>Cement</i>	41	31	46	60	41	38	35	50
Boreslam <i>Drilling mud</i>	74	96	143	142	169	176	122	152
Drivstoff <i>Fuel</i>	21	14	19	25	16	12	22	18
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	101	169	99	94	149	194	58	147
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipme</i>	15	25	47	41	39	60	12	80
<b>TJENESTER SERVICES</b>	<b>528</b>	<b>843</b>	<b>829</b>	<b>849</b>	<b>870</b>	<b>915</b>	<b>737</b>	<b>813</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	1	2	1	2	- 1			1
Sementtjenester <i>Cement services</i>	12	14	32	50	18	21	29	26
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	33	39	66	32	96	73	26	70
Logging <i>Logging</i>	53	129	90	110	71	102	85	103
Testing <i>Testing</i>	10	40	40	15	16	9	28	28
Dykking <i>Diving</i>	8	15	17	24	22	16	15	5
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	33	37	38	55	39	35	25	33
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	379	567	545	561	613	659	529	548

**Tabell 19. Gjennomsnittlig timefortjeneste for mannlige arbeidere i bedrifter tilsluttet Teknologibedriftenes Landsforening (TBL). Kvartal. 1980 - 1994. Kr/ time. *Average hourly wages for male workers in Federation of Norwegian Engineering Industries (TBL). Quarterly. 1980 - 1994. Kroner/ hour.***

År Year	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
	TBL i alt Total TBL	Skipsværft Shipyards	TBL i alt	Skipsværft Shipyards	TBL i alt	Skipsværft Shipyards	TBL i alt	Skipsværft 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

Kilde: Næringslivets Hovedorganisasjon

Source: Confederation of Norwegian Business and Industry

**Tabell 20**      **Produksjon av råolje<sup>1)</sup> etter felt. 1 000 metriske tonn**      *Crude oil<sup>1)</sup> production by field.*  
**1 000 tonnes**

År <sup>2)</sup> / måned Year <sup>2)</sup> /month	I alt Total	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*	129 321	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1994 Jan-feb									
Jan-Feb	20 618	2 196	4	4 704	37	443	77	4 031	903
1995 Jan-feb	21 621	2 486	0	3 859	32	438	79	4 033	542
1993									
Jan	8 548	866	3	2 025	23	265	35	1 916	507
Feb	8 197	771	1	2 191	19	260	29	1 781	445
Mars	9 934	860	2	2 728	18	303	11	2 044	535
April	9 672	839	4	2 557	18	263	27	2 016	564
Mai	9 683	897	1	2 398	21	263	35	2 078	600
Juni	8 171	870	0	2 277	9	248	35	1 799	555
Juli	9 993	935	2	2 578	26	250	26	2 107	544
Aug	9 609	972	2	2 148	30	252	20	2 111	454
Sep	9 039	1 034	2	2 068	22	201	40	2 055	472
Okt	10 592	1 105	1	2 597	22	237	40	2 117	551
Nov	10 416	1 067	1	2 490	19	224	41	2 049	495
Des	10 620	1 173	1	2 441	21	283	39	2 124	515
1994									
Jan	10 726	1 158	3	2 397	19	234	40	2 112	486
Feb	9 892	1 037	1	2 307	17	209	37	1 919	416
Mars	10 797	1 119	3	2 516	17	228	36	2 075	385
April	10 224	1 081	1	2 156	24	209	32	1 988	451
Mai	10 978	1 120	2	2 296	24	244	23	2 122	440
Juni	11 122	1 096	1	2 455	8	227	33	2 049	444
Juli	11 036	1 102	1	2 517	10	231	23	2 117	425
Aug	8 701	656	0	2 379	9	134	12	2 117	164
Sep	10 526	1 212	1	2 041	22	234	23	2 043	369
Okt	11 883	1 269	1	2 282	17	253	28	2 079	349
Nov	11 471	1 268	1	2 131	16	263	31	2 041	365
Des	11 964	1 279	1	2 218	17	253	36	2 113	361
1995									
Jan	11 395	1 293	0	2 074	17	222	43	2 119	280
Feb	10 227	1 193	0	1 785	15	217	35	1 913	262

<sup>1)</sup> Inkluderer NGL. <sup>2)</sup> Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra den månedlige produksjonsstatistikken. <sup>3)</sup> Hovedsakelig kondensat. <sup>4)</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. <sup>5)</sup> Norsk andel. <sup>6)</sup> Produksjon fra produksskipet "Petrojarl" t.o.m. juni Medregnet TOGI-kondensat. <sup>7)</sup> Inkluderer Embla.

<sup>1)</sup> Includes NGL. <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. <sup>3)</sup> Mainly condensate. <sup>4)</sup> Includes East-Frigg, North-East Frigg, Odin and Little-Frigg. <sup>5)</sup> Norwegian share. <sup>6)</sup> Production from the product ship "Petrojarl" prior to July 1988. Includes TOGI-condensate <sup>7)</sup> Includes Embla

**Tabell 20 (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 <sup>2)</sup> /måned Year <sup>2)</sup> /month	Gullfaks	Tomme- liten	Vesle- frikk	Troll Vest	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre
1971	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1973	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	35	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	3 549	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	7 432	189	-	-	-	-	-	-	-
1989	13 772	727	-	-	-	-	-	-	-
1990	12 924	659	2 533	923	1 188	129	7	-	-
1991	17 642	472	2 930	113	2 682	1 309	138	111	-
1992	22 198	425	3 334	-	3 072	1 111	104	-	1 353
1993	25 432	384	3 315	-	3 169	750	55	-	6 036
1994*	27 326	253	3 820	-	3 275	539	-	-	8 749
1994 Jan-feb									
Jan-Feb	4 535	52	607	-	467	91	-	-	1 405
1995 Jan-feb	4 194	37	632	-	566	80	-	-	1 648
1994									
Jan	2 360	28	312	-	251	53	-	-	674
Feb	2 176	24	294	-	216	39	-	-	730
Mars	2 399	27	314	-	220	49	-	-	890
April	2 407	24	292	-	225	46	-	-	710
Mai	2 497	23	331	-	268	45	-	-	909
Juni	2 357	19	345	-	310	46	-	-	828
Juli	2 411	19	314	-	304	50	-	-	576
Aug	1 233	11	220	-	158	28	-	-	576
Sep	2 312	18	355	-	320	48	-	-	306
Okt	2 497	20	352	-	351	49	-	-	890
Nov	2 335	20	330	-	328	44	-	-	770
Des	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995									
Jan	2 292	20	340	-	312	42	-	-	898
Feb	1 902	17	293	-	254	38	-	-	750

<sup>1)</sup> Se note 1 foregående side. <sup>2)</sup> Se note 2 foregående side. <sup>3)</sup> Inkluderer Gullfaks-Vest

<sup>1)</sup> See note 1 the previous page. <sup>2)</sup> See note 2 the previous page. <sup>3)</sup> Includes Gullfaks-West



**Tabell 20 (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 2)/måned Year 2)/month	Draugen	Brage	Sleipner- øst <sup>3)</sup>	Tordis	Statfjord- Øst	Statfjord- Nord
1971	-	-	-	-	-	-
1972	-	-	-	-	-	-
1973	-	-	-	-	-	-
1974	-	-	-	-	-	-
1975	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-
1993	105	891	325	-	-	-
1994*	3 304	4 582	1 766	1 350	508	-
1994 Jan-feb						
Jan-feb	148	680	241	-	-	-
1995 Jan-feb	761	780	378	583	360	137
1993						
Jan	-	-	-	-	-	-
Feb	-	-	-	-	-	-
Mars	-	-	-	-	-	-
April	-	-	-	-	-	-
Mai	-	-	-	-	-	-
Juni	-	-	-	-	-	-
Juli	-	-	-	-	-	-
Aug	-	-	-	-	-	-
Sep	-	26	22	-	-	-
Okt	16	194	80	-	-	-
Nov	66	315	101	-	-	-
Des	23	357	122	-	-	-
1994						
Jan	118	351	130	-	-	-
Feb	29	329	111	-	-	-
Mars	56	359	105	-	-	-
April	140	340	98	-	-	-
Mai	108	388	137	-	-	-
Juni	269	392	153	90	-	-
Juli	290	410	120	118	-	-
Aug	446	407	82	68	-	-
Sep	440	398	185	199	-	-
Okt	447	407	224	269	102	-
Nov	446	396	214	294	183	-
Des	514	404	206	312	223	-
1995						
Jan	307	405	192	313	198	29
Feb	453	376	185	270	162	108

<sup>1)</sup> Se note 1 foregående side. <sup>2)</sup> Se note 2 foregående side. <sup>3)</sup> Inkluderer Loke

<sup>1)</sup> See note 1 the previous page. <sup>2)</sup> See note 2 the previous page. <sup>3)</sup> Includes Loke

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

År <sup>1)</sup> /måned Year <sup>1)</sup> /month	I alt Total	Ekofisk <sup>7)</sup>	Frigg <sup>2),3)</sup>	Stat- ord <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*	30 631	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1994 Jan-feb								
Jan-Feb	5 598	1 537	820	628	4	99	685	88
1995 Jan-feb	5 617	1 714	318	688	3	107	696	57
1993								
Jan	2 570	853	515	333	2	70	308	49
Feb	2 298	754	461	300	2	61	257	44
Mars	2 459	833	445	365	2	72	199	51
April	2 339	760	437	265	2	63	252	55
Mai	2 495	772	478	277	2	64	308	58
Juni	1 725	694	100	164	0	59	310	53
Juli	2 196	756	322	257	1	61	229	54
Aug	1 841	573	257	215	2	60	172	45
Sep	2 384	689	344	328	2	45	351	47
Okt	2 726	723	388	379	2	54	350	54
Nov	2 852	798	398	371	2	52	368	49
Des	2 975	863	424	363	2	55	347	51
1994								
Jan	2 954	810	432	336	2	53	356	47
Feb	2 644	727	388	292	2	46	329	40
Mars	2 732	750	406	348	2	48	318	38
April	2 629	750	389	308	2	44	282	45
Mai	2 543	707	348	287	2	54	205	43
Juni	2 470	791	249	308	0	52	204	45
Juli	2 315	796	180	295	2	53	206	43
Aug	1 427	440	43	289	1	25	103	16
Sep	2 380	852	162	288	2	48	203	36
Okt	2 734	924	101	339	1	57	244	31
Nov	2 830	902	180	328	2	59	280	37
Des	2 974	928	168	376	1	60	315	36
1995								
Jan	3 019	897	208	371	1	52	382	31
Feb	2 597	817	110	317	1	55	314	26

<sup>1)</sup> Se note 2, tabell 20. <sup>2)</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. <sup>3)</sup> Norsk andel.<sup>1)</sup> See note 2, table 20. <sup>2)</sup> Includes North-East Frigg, East-Frigg, Odin and Little-Frigg. <sup>3)</sup> Norwegian share

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

År <sup>1)</sup> /måned Year <sup>1)</sup> /month	Gullfaks	Tomme- liten	Oseberg	Vesle- frikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre
1977	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	225	-	-	-	-	-	-	-
1988	821	260	-	-	-	-	-	-
1989	1 338	1 069	77	-	-	-	-	-
1990	1 288	1 375	107	210	169	20	7	-
1991	1 649	1 115	135	368	488	190	37	-
1992	2 189	1 318	236	427	556	185	28	106
1993	2 471	1 466	275	422	567	191	15	515
1994*	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722
1994 Jan-feb								
Jan-Feb	484	221	47	91	83	21	-	139
1995 Jan-feb	377	187	47	87	97	19	-	138
1993								
Jan	171	118	22	35	47	23	2	22
Feb	154	116	20	33	42	17	2	34
Mars	198	123	23	40	48	17	0	44
April	206	119	23	37	46	16	1	58
Mai	227	140	24	36	49	14	2	44
Juni	92	134	19	19	48	14	2	15
Juli	219	124	25	35	51	17	2	43
Aug	235	99	24	39	48	17	2	54
Sep	243	115	24	35	45	14	1	21
Okt	244	127	26	40	51	15	1	61
Nov	243	124	25	34	46	13	0	61
Des	239	127	20	39	46	15	-	58
1994								
Jan	252	118	24	47	44	14	-	67
Feb	233	102	24	44	39	8	-	72
Mars	254	111	22	40	40	13	-	64
April	258	105	23	40	41	13	-	59
Mai	275	103	24	51	46	12	-	77
Juni	187	88	25	45	52	12	-	59
Juli	195	84	26	39	52	11	-	45
Aug	94	47	25	28	25	4	-	44
Sep	196	80	25	46	52	14	-	29
Okt	193	95	24	46	57	10	-	70
Nov	186	97	23	42	54	11	-	61
Des	191	98	23	48	55	11	-	76
1995								
Jan	200	99	24	50	54	10	-	73
Feb	177	88	23	37	44	10	-	65

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

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

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

År <sup>1)</sup> /måned Year <sup>1)</sup> /month	Brage	Sleipner- øst <sup>2)</sup>	Tordis
1977	-	-	-
1978	-	-	-
1979	-	-	-
1980	-	-	-
1981	-	-	-
1982	-	-	-
1983	-	-	-
1984	-	-	-
1985	-	-	-
1986	-	-	-
1987	-	-	-
1988	-	-	-
1989	-	-	-
1990	-	-	-
1991	-	-	-
1992	-	-	-
1993	44	844	-
1994*	279	4 012	146
1994 Jan-feb			
Jan-Feb	38	613	-
1995 Jan-feb	41	980	61
1993			
Jan	-	-	-
Feb	-	-	-
Mars	-	-	-
April	-	-	-
Mai	-	-	-
Juni	-	-	-
Juli	-	-	-
Aug	-	-	-
Sep	1	80	-
Okt	8	203	-
Nov	15	254	-
Des	20	306	-
1994			
Jan	19	333	-
Feb	19	280	-
Mars	21	257	-
April	21	247	-
Mai	23	285	-
Juni	22	321	11
Juli	26	250	14
Aug	26	209	7
Sep	26	299	21
Okt	28	483	29
Nov	25	513	30
Des	22	534	33
1995			
Jan	20	515	33
Feb	21	465	28

1) Se note 2, tabell 20. 2) Inkluderer Loke  
 1) See note 2, table 20. 2) Includes Loke

**Tabell 22. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981 - 1995. 1 000 metriske tonn**  
**Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981 - 1995. 1 000 tonnes**

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891
1995	-	19 590	-	-	-

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

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	92 099	21 493	23 631	22 132	24 843
1995	-	15 754	-	-	-

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

	Arsgj.snitt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Annual average	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625
1986	806	1 093	716	638	774
1987	889	898	889	923	850
1988	700	734	734	723	627
1989	911	835	974	893	942
1990	1 092	960	788	1 081	1 476
1991	978	982	942	996	993
1992	893	863	923	868	927
1993	898	941	932	900	829
1994	827	776	857	846	831
1995	-	804	-	-	-

**Tabell 25. Skipninger <sup>1)</sup> av norskprodusert råolje, etter mottakerland <sup>2)</sup>. 1. kvartal 1993 - 4. kvartal 1994. 1 000 metriske tonn Shipments <sup>1)</sup> of Norwegian produced crude oil, by receiving country <sup>2)</sup>. Q 1 1993 - Q 4 1994. 1 000 tonnes**

	1993				1994			
	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>	25 904	27 890	26 782	29 843	30 724	29 930	27 727	31 047
Norge <i>Norway</i>	2 769	3 197	3 132	2 909	2 995	3 170	3 125	3 422
Belgia <i>Belgium</i>	413	245	242	220	705	772	358	895
Canada <i>Canada</i>	1 673	1 367	827	1 416	1 253	1 547	2 203	3 472
Danmark <i>Denmark</i>	766	783	995	1 013	1 202	1 052	849	1 117
Tyskland <i>Germany</i>	3 207	3 567	3 464	4 045	3 348	3 626	2 716	2 844
Frankrike <i>France</i>	1 891	1 795	2 203	2 986	2 603	2 429	1 473	3 485
Finland <i>Finland</i>	988	513	790	1 199	1 120	1 165	859	870
Irland <i>Ireland</i>	532	348	418	563	620	562	632	552
Israel <i>Israel</i>	124	250	125	126	249	259	127	124
Italia <i>Italy</i>	70	81	659	524	1 491	358	82	213
Nederland <i>The Netherlands</i>	2 630	3 761	3 591	3 839	4 469	4 470	4 462	4 483
Polen <i>Poland</i>	315	242	351	406	281	332	344	459
Portugal <i>Portugal</i>	275	69	82	201	268	130	202	147
Spania <i>Spain</i>	70	107	-	85	267	-	-	69
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	7 083	6 945	6 231	6 538	6 669	5 263	5 930	6 171
Sverige <i>Sweden</i>	1 416	1 773	1 732	1 961	1 548	1 904	1 351	1 812
Sveits <i>Switzerland</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	1 682	2 765	1 940	1 812	1 547	2 890	3 000	1 412
Østerrike <i>Austria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Andre <i>Others</i>	-	81	-	-	89	-	15	-

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

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

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

**Tabell 26. Skipninger <sup>1)</sup> av norskprodusert våtgass <sup>2)</sup>, etter mottakerland <sup>3)</sup>. 1. kvartal 1993 - 4. kvartal 1994. 1 000 metriske tonn Shipments <sup>1)</sup> of Norwegian produced NGL <sup>2)</sup>, by receiving country <sup>3)</sup>. Q 1 1993 - Q 4 1994. 1 000 tonnes**

	1993				1994			
	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>	655	569	621	765	845	708	811	689
Norge <i>Norway</i>	220	234	219	254	256	205	187	258
Belgia <i>Belgium</i>	85	35	116	101	67	107	110	40
Danmark <i>Denmark</i>	1	-	1	0	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	56	21	34	68	41	27	36	28
Frankrike <i>France</i>	39	22	18	81	45	18	34	34
Italia <i>Italy</i>	-	4	-	-	-	-	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	44	27	41	33	81	67	80	52
Portugal <i>Portugal</i>	49	41	24	43	37	12	4	36
Spania <i>Spain</i>	-	49	0	49	97	39	34	13
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom and Northern Ireland</i>	107	76	97	105	100	110	114	113
Sverige <i>Sweden</i>	50	60	72	31	86	108	141	75
USA <i>USA</i>	-	-	-	1	25	6	34	40
Andre <i>Others</i>	5	-	-	-	10	9	37	1

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

<sup>1)</sup> See note 1, table 24. <sup>2)</sup> Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof. Natural Gas Liquids.

<sup>3)</sup> See note 2, table 24.

Kilde: Oljedirektoratet

Source: The Norwegian Petroleum Directorate

**Tabell 27. Eksport av norskproduert naturgass. Kvartal. 1981 - 1995. Mill. Sm<sup>3</sup>**  
**Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981 - 1995. Million Sm<sup>3</sup>**

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061
1995	-	4 900	-	-	-

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

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	-	2 803	-	-	-

**Tabell 29. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskproduert naturgass 1). Kvartal. 1981 - 1995. Kr/Sm<sup>3</sup>**  
**Average prices on export of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981 - 1995. Kroner/Sm<sup>3</sup>**

	I alt	1 kv	2 kv	3 kv	4 kv
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
1981	0,68	0,6	0,64	0,69	0,78
1982	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1,01	0,96	0,97	1,04	1,1
1985	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	0,53	0,6	0,56	0,49	0,48
1989	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	0,65	0,67	0,73	0,56	0,6
1992	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	-	0,57	-	-	-

**Tabell 30. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1982 - 1995. USD/fat *Crude oil prices by field.*  
*Quarterly. 1982 - 1995. USD/barrel***

År og kvartal Year and quarter	Normpriser <i>Norm prices</i>					Spotpris <i>Spot price</i>	
	Ekofisk	Statfjord	Murchison	Gullfaks <sup>1)</sup>	Gullfaks C Oseberg	Brent Blend	
1982	1. kv.	35,05	32,02	34,37	.	.	27,95
	2. kv.	32,5	32,5	31,89	.	.	34,01
	3. kv.	34,15	34,1	33,5	.	.	34,08
	4. kv.	34	34,05	33,5	.	.	31,13
1983	1. kv.	31,45	31,2	31,1	.	.	28,03
	2. kv.	30,2	29,9	30	.	.	30,23
	3. kv.	30,25	30,05	30,1	.	.	30,37
	4. kv.	30	30,15	29,9	.	.	28,87
1984	1. kv.	30,1	29,66	30,1	.	.	30,18
	2. kv.	30,05	29,6	30,05	.	.	29,43
	3. kv.	29,1	28,75	29,15	.	.	28,56
	4. kv.	28	27,7	28,1	.	.	27,05
1985	1. kv.	28,05	27,89	28,15	.	.	28,28
	2. kv.	27,4	27,1	27,4	.	.	26,58
	3. kv.	27,05	26,8	27	.	.	28,15
	4. kv.	28,55	28,3	28,55	.	.	26,78
1986	1. kv.	20,18	19,93	20,29	.	.	18,38
	2. kv.	13,15	12,8	13,1	.	.	12,84
	3. kv.	12,2	11,85	12,15	.	.	12,25
	4. kv.	14,2	14,08	14,22	.	.	14,45
1987	1. kv.	17,63	17,33	17,69	.	.	17,79
	2. kv.	18,45	18,2	18,5	.	.	18,61
	3. kv.	19,1	18,9 19,90	.	.	.	19,07
	4. kv.	18,17	18	18,18	17,9	.	18,05
1988	1. kv.	15,87	15,8	14,8	15,63	.	15,83
	2. kv.	16,23	15,88	16,5	15,73	.	16,2
	3. kv.	14,88	14,6	14,3	14,45	.	14,57
	4. kv.	13,19	13	13,14	12,79	.	13,08
1989	1. kv.	16,94	16,89	16,92	16,72	16,92	17,22
	2. kv.	19,29	19,1	18,05	18,92	19,14	18,62
	3. kv.	17,42	17,29	.	17,1	17,3	17,45
	4. kv.	18,8	18,8	.	18,65	18,85	18,83
1990	1. kv.	20,3	20,35	.	20,17	20,35	19,85
	2. kv.	16,64	16,52	.	16,25	16,44	15,9
	3. kv.	26,6	23,47	.	23,27	23,42	26,05
	4. kv.	34,37	34,3	.	34,08	34,27	32,64
1991	1. kv.	22,27	22,42	.	22,05	22,3	21,13
	2. kv.	19,25	19,15	.	18,45	18,75	18,84
	3. kv.	19,97	19,93	.	19,35	19,6	20,12
	4. kv.	21,3	21,3	.	20,97	21,18	20,68
1992	1. kv.	18,27	18,28	.	17,85	18,1	17,93
	2. kv.	19,93	19,76	.	19,45	19,33	19,92
	3. kv.	20,37	20,33	.	20,12	20,27	20,13
	4. kv.	19,65	19,65	.	19,48	19,64	19,28
1993	1. kv.	.	.	.	.	.	.
	1.kv.	18,37	18,32	.	18,07	18,28	18,16
	2.kv.	18,51	18,53	.	18,26	18,38	18,33
	3.kv.	16,92	16,89	.	16,58	16,72 16,73	16,53
	4.kv.	15,45	15,52	.	15,38	15,45 15,45	15,33
1994	1.kv.	13,97	14,02	.	13,93	13,97 14,03	13,9
	2.kv.	15,85	15,82	.	15,77	15,8 15,8	15,79
	3.kv.	16,83	16,76	.	16,72	16,77 16,78	16,81
	4.kv.	16,65	16,67	.	16,63	16,65 16,63	16,54
1995	1. kv.	...	...	.	...	...	16,73

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

K i l d e r: Nærings- og energidepartementet. Petroleum Intelligence Weekly.  
S o u r c e: The Ministry of Industry and Energy. Petroleum Intelligence Weekly.



**Tabell 31. Priser på råolje etter felt. Måned. 1990 - 1995. USD/fat Crude oil prices by field.**  
**Month. 1990 - 1995. USD/barrel**

År og måned Year and month	Normpriser Norm prices						Spotpris Spot price	
	Ekofisk	Statfjord	Murchison	Gullfaks <sup>1)</sup>	Gullfaks C	Oseberg	Brent	Blend
1990	Januar	21,25	21,35	...	21,25	.	21,45	21,26
	Februar	20,55	20,6	...	20,4	.	20,55	20,3
	Mars	19,1	19,1	...	18,45	.	19,05	18,58
	April	17,55	17,5	...	17,25	.	17,4	16,85
	Mai	16,5	16,35	...	16,1	.	16,3	16,49
	Juni	15,85	15,7	...	15,4	.	15,6	15,26
	Juli	16,1	15,95	...	15,85	.	15,75	16,21
	August	23,3	23,15	...	23,95	.	23,15	26,05
	September	31,4	31,3	...	31,1	.	31,25	31,53
	Oktober	38,4	38,25	...	38,05	.	38,2	37,11
	November	33,95	33,9	...	33,65	.	33,85	33,06
	Desember	30,75	30,75	...	30,55	.	30,75	29,55
1991	Januar	26,2	26,4	...	26,2	.	26,4	24,07
	Februar	21,3	21,45	...	21,15	.	21,35	19,62
	Mars	19,3	19,4	...	18,8	.	19,15	19,35
	April	19,05	19	...	18,25	.	18,55	19,2
	Mai	19,8	19,7	...	18,95	.	19,3	19,1
	Juni	18,85	18,75	...	18	.	18,4	18,16
	Juli	19,1	19,05	...	18,35	.	18,7	19,72
	August	20,15	20,1	...	19,45	.	19,75	20,23
	September	20,65	20,65	...	20,25	.	20,35	20,42
	Oktober	21,1	21,1	...	21,75	.	21,9	22,15
	November	22,15	22,15	...	21,85	.	22,05	20,98
	Desember	19,65	19,65	...	19,3	.	19,6	18,4
1992	Januar	18,4	18,35	...	18	.	18,25	18,17
	Februar	18,65	18,7	...	18,3	.	18,55	18,06
	Mars	17,75	17,8	...	17,25	.	17,5	17,51
	April	18,75	18,7	...	18,2	.	18,4	18,87
	Mai	19,95	19,75	...	19,45	.	19,6	19,94
	Juni	21,1	20,85	...	20,7	.	20,8	21,2
	Juli	20,7	20,6	...	20,4	.	20,55	20,23
	August	20,2	20,2	...	19,95	.	20,15	19,99
	September	20,2	20,2	...	20	.	20,1	20,16
	Oktober	20,45	20,45	...	20,3	.	20,45	20,15
	November	19,7	19,7	...	19,55	.	19,75	19,38
	Desember	18,8	18,8	...	18,6	.	18,75	18,5
1993	Januar	17,75	17,75	...	17,5	.	17,75	17,4
	Februar	18,3	18,2	...	17,95	.	18,2	18,5
	Mars	19,05	19	...	18,75	.	18,9	18,78
	April	18,75	18,8	...	18,55	.	18,6	18,62
	Mai	18,75	18,75	...	18,45	.	18,6	18,53
	Juni	18,05	18,05	...	17,8	.	17,95	17,79
	Juli	17,2	17,2	...	16,9	17	17,05	16,81
	August	17,05	17,05	...	16,7	16,85	16,85	16,75
	September	16,5	16,35	...	16,15	16,3	16,3	16,13
	Oktober	16,7	16,65	...	16,5	16,6	16,6	16,79
	November	15,65	15,65	...	15,55	15,6	15,6	15,55
	Desember	14,15	14,25	...	14,1	14,15	14,15	13,98
1994	Januar	13,85	13,95	...	13,85	13,9	13,95	13,99
	Februar	14,4	14,4	...	14,35	14,35	14,45	13,83
	Mars	13,65	13,7	...	13,6	13,65	13,7	13,88
	April	14,8	14,85	...	14,65	14,8	14,8	14,79
	Mai	16,2	16,2	...	16	16,15	16,2	16,2
	Juni	16,55	16,4	...	16,3	16,35	16,4	16,63
	Juli	17,45	17,4	...	17,25	17,35	17,4	17,44
	August	17,25	17,2	...	17,15	17,2	17,25	17,56
	September	15,8	15,7	...	15,75	15,75	15,7	15,71
	Oktober	16,3	16,25	...	16,25	16,25	16,25	16,25
	November	17,3	17,35	...	17,25	17,3	17,3	17,13
	Desember	16,35	16,4	...	16,4	16,4	16,35	16,3
1995	Januar	...	...	...	...	...	...	16,42
	Februar	...	...	...	...	...	...	17,01
	Mars	...	...	...	...	...	...	16,76

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

Kilder: Se tabell 30

Source: See table 30

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

År og kvartal <i>Year and quarter</i>	Importert i rørledning <sup>1)</sup> <i>Imported by pipeline <sup>1)</sup></i>				Importert flytende <sup>1)</sup> <i>Imported in liquid form <sup>1)</sup></i>		Eksportert i rørledning <sup>3)</sup> <i>Exported by pipeline <sup>3)</sup></i>	
	Belgia <i>Belgium</i>	Frankrike <i>France</i>	Tyskland <i>Germany</i>	USA <sup>2)</sup> <i>USA <sup>2)</sup></i>	Frankrike <i>France</i>	Japan <i>Japan</i>	Nederland <i>The Netherlands</i>	Norge <i>Norway</i>
1981	138,25	151,88	150,03	189,94	200,41	243,89	137,83	..
1982	168	151,65	164,25	194,11	186,36	240,18	154,93	..
1983	158,82	152,97	150,07	174,6	166,97	216,67	142,8	129,97
1984	163,44	150,73	143,49	162,18	168,56	205,65	146,25	123,97
1985	162,53	150,02	150,91	126,6	163,9	211,48	143,56	135,89
1986	155,61	136,47	146,29	99,48	140,98	165,72	138,92	136,54
1987	106,44	95,33	99,87	85,2	102,58	141,95	93,52	88,13
1988	95,16	92,28	88,45	79,78	101,44	134,69	90	89,11
1989	86,97	88,45	77,45	81,08	96,03	135,9	80,81	70,52
1990	117,83	112,28	110,56	80,4	119,64	152,91	111,43	93,33
1991	133,78	127,37	127,27	81,58	136,93	166,97	124,49	100,56
1992	116,18	110,16	108,76	77,62	121,41	151,43	110,5	100,3
1993	95,3	...	100,38	77,49	113,16	148,38	108,42	84,29
1991								
1 kv Q 1	137,12	127,42	132,37	83,17	138,79	190,9	130,53	96,76
2 kv Q 2	145,99	136,89	137,02	80,72	148,21	174,24	136,09	89,22
3 kv Q 3	144,86	131,07	129,69	74,38	137,83	149,03	130,5	123,36
4 kv Q 4	118,44	115,69	114,29	86,53	124	151,91	111,18	103,71
1992								
1 kv Q 1	117,04	106,49	108,73	74,46	122,06	149,5	108,4	93,23
2 kv Q 2	126,74	111,29	112,09	76,86	120,87	147,74	111,74	100,93
3 kv Q 3	129,9	118,96	118,25	74,75	126,98	153,13	132,05	110,14
4 kv Q 4	102,36	104,83	101,44	82,48	115,08	155,29	105,59	98,13
1993								
1 kv Q 1	105,69	0	102,07	74,36	...	153,08	98,31	86,03
2 kv Q 2	99,02	0	105,64	82	119,44	155,24	139,21	79,16
3 kv Q 3	88	0	98,8	77,88	111,07	147,35	127,28	73,83
4 kv Q 4	...	...	...	76,42	...	138,67	...	91,02
1994								
1 kv Q 1	...	...	...	77,49	...	132,42	...	76,38
2 kv Q 2	...	...	...	...	...	129,29	...	79,85

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

År og måned Year and month	151 000	71 000 -	36 000 -	Opptil	Opptil	
	dvt. og over for råolje <i>Very large/ ultra large crude carriers</i>	150 999 dvt. for råolje <i>Medium sized crude carriers</i>	70 999 dvt. for råolje <i>Small crude/ product carriers</i>	35 999 dvt. for råolje <i>Handy size/ dirty</i>	50 000 dvt. for raffinert <i>Handy size/ clean</i>	
1976	29	..	..	..	..	
1977	25	..	..	..	..	
1978	29	..	..	..	..	
1979	47	..	..	..	..	
1980	37	..	..	..	..	
1981	28	..	..	..	..	
1982	26	..	..	..	..	
1983	29	..	..	..	..	
1984	35	..	..	..	..	
1985	32	..	..	..	..	
1986	33	..	..	..	..	
1987	42	..	..	..	..	
1988	41	76	110	153	156	
1989	57	113	159	231	224	
1990	63	110	160	224	249	
1991	68	109	147	206	203	
1992	43	77	117	169	164	
1993	45	93	130	171	176	
1994	41	94	137	184	200	
1993	Januar	52	98	139	163	193
	Februar	51	95	130	167	182
	Mars	45	98	127	172	169
	April	45	98	132	187	168
	Mai	43	93	141	193	154
	Juni	40	101	154	177	170
	Juli	46	102	141	184	162
	August	52	89	123	184	167
	September	43	78	111	161	172
	Oktober	42	81	119	154	176
	November	43	92	126	153	186
	Desember	41	93	120	159	210
1994	Januar	38	91	134	162	212
	Februar	34	89	144	171	221
	Mars	37	88	131	175	219
	April	38	88	126	172	204
	Mai	37	93	125	169	199
	Juni	34	88	126	176	183
	Juli	38	92	130	185	189
	August	46	89	124	199	182
	September	48	93	134	202	186
	Oktober	45	97	142	200	196
	November	48	102	153	189	199
	Desember	47	118	173	209	215
1995	Januar	52	116	176	184	251
	Februar	53	105	155	170	226
	Mars	48	99	146	163	216

<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 tonnasje-gruppene. Worldscale er et fraktsystem hvor ratene angis i forhold til en fastlagt målestokk (W 100) for et standardskip (75 000 dwt). Worldscale revideres halvårlig på bakgrunn av endringer i bunkerspriser, havneavgifter osv.

<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 34. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1991-1995**  
**World oil supply and demand. Million barrels per day. 1991-1995**

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

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

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

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

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

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

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

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

# Statistisk behandling av oljevirksomheten

## 1. Nasjonal avgrensning

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

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

### 1.1 Boreplattformers nasjonalitet

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

### 1.2 Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

### 1.3 Grensefelt

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

havere, fordi feltet opereres fra britisk side. Sysselsettingen på feltet blir i sin helhet registrert i samsvar med operatørens nasjonalitet (som norsk for Frigg og Statfjord og som britisk for Murchison).

## 2. Næringsklassifisering

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **SN-nr. 714 Rørtransport**

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

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

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

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

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

## 2.2 Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

#### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

#### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

### NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

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

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

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

### 3.3 Hjelpeavdeling

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

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

## 4. Kjennemerker

### 4.1 Investering

#### Omfang:

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

#### Periodisering:

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

Realinvesteringer vil for letevirksomheten tilsvare de påløpte investeringskostnadene i samme periode, fordi letekostnadene regnes som realinvestert i takt med utført arbeid. En oljeplattform regnes derimot som realinvestering på det tidspunkt og med den verdi den har når den

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

### 4.2 Eksport

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

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

### 4.3 Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

#### Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

#### Inntekt av leiearbeid

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

#### Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

**Beregnet inntekt for grensefelt**

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

**Verdi av egne investeringsarbeider**

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

**4.4 Vareinnsats**

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

**4.5 Bearbeidingsverdi**

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

**4.6 Bearbeidingsverdi til faktorpris**

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.



# The statistical treatment of the oil activity

## 1. National borderline

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

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

### 1.1 Nationality of drilling platforms

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

### 1.2 Pipelines

Pipelines from the Norwegian continental shelf to other countries are included in Norwegian statistics if a Norwegian-registered establishment owns the pipeline, even if most of the pipeline is laid outside Norwegian territory.

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

### 1.3 Borderline areas

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

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

## 2. Industrial classification

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**SIC No. 714 Pipeline transport**

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

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

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

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

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

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

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

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

NACE no. 11.10 also includes SIC no. 81021 "Operating of Financing Institutions connected with Crude Petroleum and Natural Gas Production". In SIC the industries 22 and 81021 were not linked together in such a way.

**11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying.**

This industry-code includes drilling of exploration-, appraisal- and productionwells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. This code replace SIC no. 5023 "Oil well drilling" and SIC no. 83249 "Other technical services". Earlier these codes were not linked with SIC no. 22.

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

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

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

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

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

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

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

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

**3. Statistical units**

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

**3.1 Enterprise**

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

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

### 3.2 Establishment

An establishment is defined as a locally limited functional unit which primarily engages in activities that may be classified in a particular industry group. The oil industry, however, is organized in units calling for special treatment by Statistics Norway. Most of the production licenses on the Norwegian continental shelf are given to groups of oil companies. The group is then considered to be the establishment unit. One of the licensees is operator and is responsible for handling the group's industrial activities. These establishments are classified under "Crude petroleum and natural gas production".

### 3.3 Ancillary units

An ancillary unit is a locally limited unit that primarily provides services to one or more establishments in the enterprise, or concern, to which the ancillary unit belongs. Examples of these ancillary units are central administrative offices or supply bases providing administrative and technical services to own activity as an operator or to interests in other production licences. These ancillary units are classified in SIC No. 22.

If one office provides services to establishments in the same enterprise with different industrial classification, it can be divided into two or more ancillary units. An operator for a pipeline will have an ancillary unit in SIC No. 714.

## 4. Characteristics

### 4.1 Investment

#### Content:

All current costs in exploration and field development, including production drilling, are regarded as investment costs. For fields in production, costs that increase the value of the capital equipment, improve the processes or expand the capacity are treated as investment. Repair and maintenance are treated as consumption of services. In the ancillary activity all acquisitions of fixed durable assets with an expected productive life of more than one year are included.

#### Periodisation:

Accrued investments costs measure the current use of resources on one project. This includes the cost of

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

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

### 4.2 Export

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

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

### 4.3 Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

#### Value of produced oil and gas

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

**Contract work**

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

**Calculated production value from ancillary units**

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

**Calculated income from borderline areas**

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

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

**Own-account investment work**

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

**4.4 Cost of goods and services consumed**

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

**4.5 Value added**

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

**4.6 Value added at factor prices**

Value added at market prices less royalty.

**Måleenheter**

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

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

**Vanlige enheter:**

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm<sup>3</sup> – standard kubikkmeter

For gass:

Nm<sup>3</sup> – normal kubikkmeter

Scuft – 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.

For omregning fra Scuft til Sm<sup>3</sup> divideres med 35,3.

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.

Egenvekten, stabilisert, olje for enkelte oljefelt i 1993:

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

1 tonn oljeekvivalenter tilsvarer 1 tonn olje eller ca. 1 000 Sm<sup>3</sup> gass.

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

**Units of measurement**

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

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

**Units commonly used:**

Crude oil:

Barrel

Crude oil and natural gas:

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

Natural gas:

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

Scuft – 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.

For conversion of Scuft into Sm<sup>3</sup> divide by 35.3.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm<sup>3</sup>, multiply by 0.159.

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

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

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

1 ton oil equivalents is equal to 1 ton oil or about 1 000 Sm<sup>3</sup> gas.

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

## Olje- og gassrelaterte publikasjoner fra Statistisk sentralbyrå i 1994 og 1995

### Norges offisielle statistikk (NOS)

- C 157 Elektrisitetsstatistikk 1992
- C 161 Statistisk årbok
- C 171 Regnskapstatistikk 1992
- C 183 Energistatistikk 1993
- C 188 Historisk statistikk 1994

### Rapporter (RAPP)

- 94/1 Bye, T., Å. Cappelen, T. Eika, E. Gjelsvik og Ø. Olsen: Noen konsekvenser av petroleumsvirksomheten for norsk økonomi.
- 94/12 Andersen, T., O. T. Djupskås og T. A. Johnsen: Kraftkontrakter til alminnelig forsyning i 1993. Priser, Kvantum og leveringsbetingelser.
- 94/14 Aaheim, A.: Inntekter fra utvinning av norske naturressurser. Noen teoretiske betraktninger.
- 94/18 Brendemoen, A., M. I. Hansen og B. M. Larsen: Framskrivning av utslipp til luft i Norge. En modelldokumentasjon.

### Statistiske analyser (SA)

- 6 Naturressurser og miljø 1995

### Discussion Papers (DP)

- 107 Snorre Kverndokk: Depletion of Fossil Fuels and the Impact of Global Warming. February 1994.
- 110 Brekke, K. A. og P. Børing: The Volatility of Oil Wealth under Uncertainty About Parameter Values. April 1994.
- 128 Rosendahl, K. E.: Carbon Taxes and the Petroleum Wealth. November 1994.

### Økonomiske analyser (ØA)

- 4/94 Andersen, T.L., O. T. Djupskås og T. A. Johnsen: Priser i det norske kontraktmarkedet for elektrisk kraft.
- 7/94 Johnsen, T.A. og H. T. Mysen: Et felles norsk-svensk kraftmarked.
- 8/94 Lurås, H.: Grunnrente og formue av norske naturressurser.
- 8/94 Alfsen, K. H. og M. Aaserud: Klimapolitikk, kraftproduksjon og sur nedbør.

**De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk***The most recent publications in the series Official Statistics of Norway*

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



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

Publikasjonen kan bestilles fra:

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

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

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

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

ISBN 82-537-4156-1  
ISSN 0802-0477

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



**Statistisk sentralbyrå**  
Statistics Norway



9 788253 741567