



**Olje- og gassvirksomhet**  
**4. kvartal 1999**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity**  
**4th Quarter 1999**  
Statistics and Analysis

## Norges offisielle statistikk

I denne serien publiseres hovedsakelig primærstatistikk, statistikk fra statistiske regnskapssystemer og resultater fra spesielle tellinger og undersøkelser. Serien har først og fremst referanse- og dokumentasjonsformål. Presentasjonen skjer vesentlig i form av tabeller, figurer og nødvendig informasjon om datamaterialet, innsamlings- og bearbeidingsmetoder, samt begreper og definisjoner. I tillegg gis det en kort oversikt over hovedresultatene.

Serien omfatter også publikasjonene Statistisk årbok, Historisk statistikk Regionalstatistikk samt Standarder for norsk statistikk og Veiviser i norsk statistikk.

## Official Statistics of Norway

This series consists mainly of primary statistics, statistics from statistical accounting systems and results of special censuses and surveys, for reference and documentation purposes. Presentation is basically in the form of tables, figures and necessary information about data, collection and processing methods, and concepts and definitions. In addition, a short overview of the main results is given.

The series also includes the publications Statistical Yearbook of Norway, Historical Statistics, Regional Statistics and Guide to Norwegian Statistics.

© Statistisk sentralbyrå, april 2000

Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen, vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-4797-7

ISSN 0802-0477

### Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design

Trykk: Kopisenteret, SSB

<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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	;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
Foreløpig 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
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	, (.)

# 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 8. mars 2000.

Publikasjonen er utarbeidet av konsulent Nils Anders Nordlien. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo/Kongsvinger, 10. mars 2000

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 8 March 2000.

The publication is prepared by Mr. Nils Anders Nordlien. Responsible for this publication is Head of Division Bjørn Bleskestad, Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,  
Oslo/Kongsvinger, 10 March 2000

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

---

<b>Figurregister .....</b>	<b>7</b>
<b>Tabellregister.....</b>	<b>7</b>
<hr/>	
<b>Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 1999</b>	
1. Hovedpunkter.....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen.....	15
4. Markedet.....	17
5. Mer informasjon .....	19
<hr/>	
<b>Engelsk tekst .....</b>	<b>19</b>
<hr/>	
<b>Tabelldel.....</b>	<b>21</b>
<hr/>	
<b>Statistisk behandling av oljevirkomheten .....</b>	<b>65</b>
1. Nasjonal avgrensing.....	65
2. Næringsklassifisering.....	65
3. Statistiske enheter.....	66
4. Kjennemerker .....	67
<hr/>	
<b>Engelsk tekst .....</b>	<b>69</b>
<hr/>	
<b>Vedlegg</b>	
A. Måleenheter .....	73
<hr/>	
<b>Tidligere utgitt på emneområdet.....</b>	<b>75</b>
<hr/>	
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk .....</b>	<b>76</b>

---

# Contents

<b>List of tables</b> .....	<b>9</b>
<b>Oil activity 4th quarter 1999 (in Norwegian only)</b> .....	<b>11</b>
<b>Investment Statistics. Oil and Gas Activity, fourth quarter 1999</b> .....	<b>19</b>
<b>Further information</b> .....	<b>19</b>
<b>Tables</b> .....	<b>21</b>
<b>The statistical treatment of the oil activity</b> .....	<b>69</b>
1. National border.....	69
2. Industrial classification.....	69
3. Statistical units.....	70
4. Characteristics .....	71
<b>Appendices</b>	
A. Units of measurement .....	73
<b>Previously issued on the subject</b> .....	<b>75</b>
<b>Recent publications in the series Official Statistics of Norway</b> .....	<b>76</b>

# Figurregister

1. Anslag for 1998, 1999 og 2000 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr .....	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for 1998, 1999 og 2000 og oljeprisen. ....	12
3. Antatte leteknostnader på ulike tidspunkt. 1997-2000. Mill. kr .....	13
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-3. kv. 1999 .....	13
5. Rigrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 3 kv. 1999. 1 000 kr. ....	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1995-1999. Mill. kr .....	14
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-september. 1992-1999. 1000 tonn .....	15
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-september. 1996-1999. 1000 tonn .....	16
9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-september. 1992-1999. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	16
10. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-september. 1996-1999. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	17
11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000. Dollar pr. fat.....	18

# Tabellregister

## Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 2000.....	21
2. Felt under utbygging. 31. januar 2000 .....	27
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1998 .....	28

## Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2000. Mill.kr.....	30
--	----

## Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991 -1998. Mill.kr.....	31
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1999. Mill.kr .....	32
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kv.1997-3. kv. 1999 Mill.kr.....	33
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1998 - 3. kvartal 1999. Mill.kr .....	34
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985 -2000 .....	34
10. Antatte og påløpte leteknostnader. Kvartal. 1990 -1999. Mill.kr .....	35
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999 .....	36
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999.....	36
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -1999.....	37
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 -1999. 1 000 GBP/dag .....	38

## Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991 -1998. Mill.kr.....	39
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1999. Mill.kr .....	39
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3. kvartal 1997 - 3. kvartal 1999. Mill.kr .....	40
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2000.....	41
19. Feltutbygging. Vareknostnader påløpt i utlandet. 1985 -1999 .....	42
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1994-1999 .....	42
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1991-1998. Mill. kr.....	44
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 1997 - 3. kvartal 1999. Mill.kr .....	45

## Produksjon

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn .....	46
24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm <sup>3</sup> .....	50

**Eksport**

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1999 .....	53
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-1999 .....	53
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1999 .....	54
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999 .....	55
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999 .....	56
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1997 -1998 .....	57
31. Skipninger av NGL etter mottakerland. 4 kv. 1997 - 4.kv.1999. 1000 tonn .....	58

**Priser**

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990 -2000. US dollar/fat .....	59
33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990 -1999. US dollar/fat .....	60
34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995 -1999. US dollar/fat .....	61
35. Fraktindekser for råolje, etter skipsstørrelse. 1976 -1999 .....	62

**Internasjonale markedsforhold**

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat pr. dag. 1996 -2000. ....	63
--	----

**Nøkkeltall**

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979-1998. Milliarder 1999-kroner .....	64
---	----

**Tabeller ikke med i dette heftet**

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1994-1998 .....	3/99	3/00
Vareinnsats for felt i drift. 1994-1998. Mill.kr .....	3/99	3/00
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1994-1998 .....	3/99	3/00
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1993-1998 .....	3/99	3/00
Hovedtall for rørtransport. 1992-1997. Mill.kr .....	3/99	3/00
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1998 .....	3/99	3/00
Ikke operatørkostnader. 1993-1998. Mill.kr .....	3/99	3/00
Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998 .....	3/99	3/00
Verdi av produsert råolje og naturgass. 1974-1998. Mill. kr .....	3/99	3/00
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12. 1998 .....	2/99	2/00
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1998 .....	2/99	2/00
Funn på norsk kontinentalsokkel 1998 .....	2/99	2/00
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . 31. desember 1998 .....	2/99	2/00
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1994-1998 .....	2/99	2/00
Skadde/døde pr. millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-1998 .....	2/99	2/00
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Skadehendelser. 1988-1998 .....	2/99	2/00
Arbeidsulykker på produksjonsinstallasjoner i oljevirksomheten. Yrkesgrupper. 1988-1998 .....	2/99	2/00
Sysselsetting i oljevirksomheten etter bedriftstype. 1989-1998 .....	2/99	2/00
Statens utgifter og inntekter fra statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten. Faste 1999-priser. Milliarder kroner .....	2/99	2/00



# List of tables

---

## Survey of fields

1. Fields on stream. 31 January 2000 .....	21
2. Fields under development. 31 January 2000.....	27
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 1998.....	28

---

## Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2000. Million NOK .....	30
--	----

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1998. Million NOK .....	31
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1999. Million NOK .....	32
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 3 1997 - Q 3 1999. Million NOK .....	33
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 4 1998 - Q 3 1999. Million NOK.....	34
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 -2000 .....	34
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 -1999. Million NOK .....	35
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999 .....	36
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999 .....	36
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -1999.....	37
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1999. 1 000 GBP/day .....	38

---

## Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1991-1998. Million NOK .....	39
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1999. Million NOK .....	39
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 3 1997 - Q 3 1999. Million NOK .....	40
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2000 .....	41
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1999 .....	42
20. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1994-1999 .....	42
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1991-1998. Million NOK.....	44
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 3 1997 - Q 3 1999. Million NOK .....	45

---

## Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes .....	46
24. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	50

---

## Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1999 .....	53
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-1999 .....	53
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1999.....	54
28. Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q 4 1997 - Q 4 1999 .....	55
29. Exports of Norwegian produced natural gas, by destination. Q 4 1997 - Q 4 1999.....	56
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1997-1998 .....	57
31. Shipments of Norwegian NGL by receiving country. Q4 1997 - Q4 1999. 1000 tonnes .....	58

---

## Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1990 -2000. USD/barrel.....	59
33. Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990 -1999. USD/barrel.....	60
34. Crude oil prices, by field. Monthly. 1995 -1999. USD/barrel .....	61
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976 -1999 .....	62

---

## International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1996-2000. ....	63
---	----

**Key figures**

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1998. Billion 1999 NOK .....	64
--	----

**Tables not published in this issue**

	Last pub- lished	Next pub- lishing
Principal figures for the group Crude Oil and Natural Gas Production.....	3/99	3/00
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas. 1994-1998 .....	3/99	3/00
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1994-1998. Million NOK.....	3/99	3/00
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1994-1998.....	3/99	3/00
Principal figures for transport via pipelines. 1993-1998. Million NOK.....	3/99	3/00
Intermediate consumption for fields on stream. 1994-1998. Million NOK .....	3/99	3/00
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1998.....	3/99	3/00
Non-operator costs. 1993-1998. Million NOK .....	3/99	3/00
Employees in crude oil and natural gas production. 1972-1998.....	3/99	3/00
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12. 1998.....	2/99	2/00
Areas with production licences as of 31 December 1998 .....	2/99	2/00
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1998.....	2/99	2/00
Recoverable petroleum reserves in developed fields and fields under development. 31 December 1998.....	2/99	2/00
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1994-1998 .....	2/99	2/00
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-1998 .....	2/99	2/00
Accidents on petroleum producing installations. Injury occurrences. 1988-1998.....	2/99	2/00
Accidents on petroleum producing installations. By occupation. 1988-1998 .....	2/99	2/00
Employment in oil activities by type of establishment. 1989-1998 .....	2/99	2/00
Central government expenses and income from the state's direct financial interest in the oil activities. 1986-1998. 1999-prices. Billion NOK.....	2/99	2/00

# 1. Hovedpunkter

## 1.1. Investeringer

### Anslag for 2000

De samlede investeringer i olje- og gassvirksomheten og rørtransport er for 2000 anslått til 48,5 milliarder kroner. Dette er 16,0 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999 innhentet i 4.kvartal 1998. Dette skyldes først og fremst lavere investeringer til feltutbygging, men også investeringer i rørtransport ser ut til å bli vesentlig lavere.

Anslaget for feltutbygging i 2000 er nå på 21,3 milliarder kroner. Dette er hele 11,5 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999, noe som har sammenheng med at det har blitt igangsatt få nye utbyggingsprosjekter.

Investeringer til felt i drift i 2000 er nå anslått til å bli 18,7 milliarder kroner. Anslaget for 1999 som ble innhentet i 4.kvartal 1998 var på 16,7 milliarder kroner. Økningen i investeringer til felt i drift skyldes at en del felt har blitt ferdigstilt i den senere tid. Ifjor vår ble Visund, Oseberg Øst og Åsgard A satt i drift, mens Balder, Jotun og Troll C blitt satt i drift i løpet av høsten 1999.

Når det gjelder investeringer i landvirksomhet og rørtransport er anslaget for 2000 på henholdsvis 0,9 og 0,5 milliarder kroner. Dette er henholdsvis 2,2 og 4,2 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1999 gitt i 4.kvartal 1998. For landvirksomhet skyldes dette at det er forventet lavere investeringer til Kårstø-anlegget og Sture-terminalen i 2000 enn i 1999. Når det gjelder rørtransport så skyldes nedgangen at det i år er forventet lavere investeringer i Troll Oljerør og i rørledningen mellom Åsgard og Kårstø, og at Europipe II ble ferdigstilt 1.oktober 1999.

Anslaget for investeringer til leteaktivitet i 2000 på 7,1 milliarder kroner, er 0,2 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999.

Sammenligninger vi det nye anslaget for 2000 med anslaget for 2000 fra forrige kvartal, så er det nye anslaget for investeringer i olje- og gassutvinning og rørtransport, 4,9 milliarder kroner høyere enn anslaget fra forrige kvartal. Økningen skyldes først og fremst økte investeringsutgifter til letevirksomhet som steg med hele 3,4 milliarder kroner fra forrige kvartal. Den relativt høye oljeprisen i den senere tid har antakelig vært årsaken til den kraftige økningen.

### Anslag for 1999

Anslaget for de samlede oljeinvesteringer for 1999 innhentet i 4.kvartal 1999 er på 68,4 milliarder kroner, hvilket er 9,0 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1998 innhentet i 4.kvartal 1998. Nedgangen skyldes først og fremst lavere investeringer til feltutbygging.

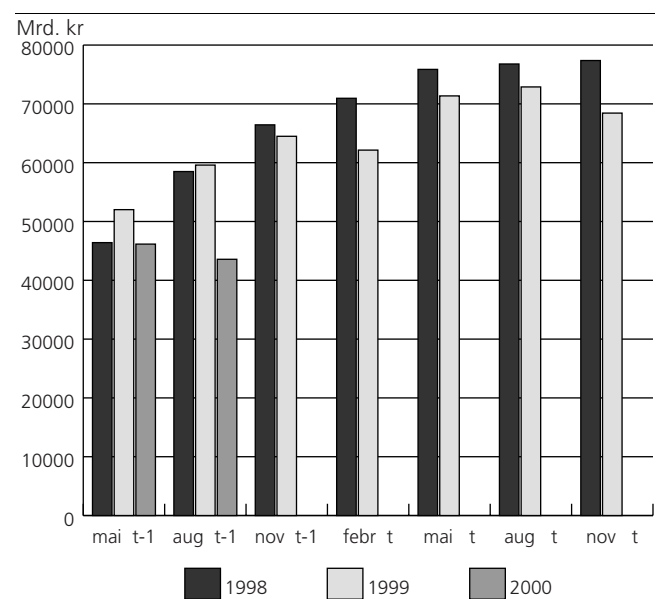
Investeringer til feltutbygging i 1999 er nå anslått til å bli 34,1 milliarder kroner. Dette er 8,7 milliarder kroner lavere enn anslaget for 1998 innhentet i 4.kvartal 1998. De største utgiftene til feltutbygging i 1999 er ved feltene Åsgard, Snorre 2 og Oseberg Sør.

Anslaget for felt i drift i 1999 er nå på 20,0 milliarder kroner, hvilket er 7,4 milliarder kroner høyere enn anslaget for 1998 gitt i 4.kvartal 1998. Økningen skyldes at det er kommet til flere felt som er i drift. De største utgiftene når det gjelder felt i drift i 1999 har vært ved feltene Heidrun, Oseberg og Statfjord.

Investeringer til letevirksomhet er for 1999 nå anslått til 5,2 milliarder kroner. Tilsvarende anslag for 1998 var 2,7 milliarder kroner høyere. Vi må tilbake til 1995 for å finne et lavere nivå på leteaktiviteten enn det som ser ut til å påløpe for 1999.

Anslaget for landvirksomhet i 1999 er nå på 4,0 milliarder kroner. Anslaget for 1998 gitt i 4.kvartal 1998 var på 5,5 milliarder kroner. Nedgangen fra 1998 til 1999 skyldes lavere investeringer i Åsgard mottaksterminal og Statpipe mottaksterminal. Investeringer til rørtransport er for 1999 anslått til å bli 5,2 milliarder kroner, hvilket er 3,4 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1998. Dette skyldes at investeringene ved Europipe II og rørledningen mellom Åsgard og Kårstø var større i 1998 enn i 1999.

Figur 1. Anslag for 1998, 1999 og 2000 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr.



Sammenligner vi med anslaget for 1999 fra forrige kvartal, ser vi at de totale investeringer i olje- og gassutvinning og rørtransport nå er 4,5 milliarder kroner lavere enn anslaget gitt i forrige kvartal. Dette skyldes en nedjustering på 4,8 milliarder kroner for investeringer til feltutbygging. Nedjusteringen fra forrige kvartal skyldes i hovedsak en nedjustering av de rapporterte kostnadene ved Åsgard-feltet for 1999.

## 1.2. Produksjon og marked

Produksjonen av petroleum fra norsk kontinentalsokkel ble på 228,6 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.) i 1999. Av dette utgjorde produksjon av råolje inkludert NGL og kondensat 177,0 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., mens produksjonen av naturgass var på 51,6 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Med dette var Norge den sjette største oljeproduzenten og den niende største gassproduzenten i verden i 1999. Det forventes at produksjonen av både råolje og naturgass vil øke i 2000.

Spotprisen på nordsjøolje (Brent Blend) steg jevnt gjennom hele 1999. Ved inngangen til 1999 var oljeprisen på 11,1 dollar per fat mens den ved utgangen av 1999 var på 25,3 dollar per fat. Gjennomsnittlig oljepris i 1999 ble 17,9 dollar per fat, en økning på 5,2 dollar per fat fra 1998. Gjennomsnittet for 2000 kan bli enda høyere. Oljeprisen i begynnelsen av mars 2000 ligger på over 30 dollar per fat nesten 20 dollar per fat høyere enn for samme uke i 1999.

Ifølge International Energy Agency (IEA) var produksjonen av råolje på verdensbasis på 74,0 millioner fat per dag mens etterspørselen etter råolje var på 75,2 millioner fat per dag i 1999. Dette indikerer et etterspørselsoverskudd noe som igjen forklarer den høye oljeprisen. Utsiktene for 2000 er usikre da det er knyttet stor usikkerhet til OPEC-landenes oljeproduksjon. Etterspørselen etter råolje antas å øke med 1,8 millioner fat per dag til et nivå på 77,0 millioner fat per dag i 2000.

## 2. Investeringer

### 2.1. Leting

#### Anslag 2000

Investeringer til lettevirksomhet for 2000 anslås i 4.kvartal 1999 til å bli 7,1 milliarder kroner. Dette er tilnærmet uendret sammenlignet med tilsvarende anslag for 1999, men en økning på 3,4 milliarder kroner sammenlignet med anslaget for 2000 gitt i forrige kvartal. Dette henger antageligvis sammen med den sterke oljeprisen som hersket i andre halvdel av 1999. Anslaget omfatter blant annet utgifter til 3 letebrønner i Barentshavet. Statoil vil bore en brønn innenfor lisens 202, Norsk Hydro i område A, mens Norsk Agip etter planen skal bore en brønn innenfor lisens 229.

Oljedirektoratet regner med at det ligger uoppdagede ressurser i Barentshavet på ca. 6 milliarder fat oljeekvi-

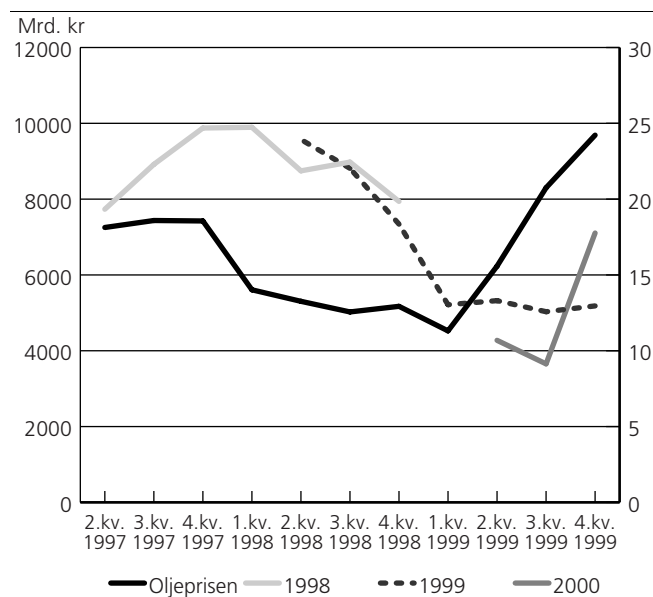
valenter, det meste er antageligvis naturgass. Det har i alt blitt boret 53 brønner i Barentshavet og det er gjort funn i 16 av disse. Det største funnet i Barentshavet er Snøhvit som ble oppdaget i 1984. Snøhvit inneholder 11,9 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 163,4 milliarder Sm<sup>3</sup> gass. En plan for utbygging og drift av Snøhvit kan tidligst komme i slutten av 2000. Man er imidlertid avhengig av å finne en kjøper av gassen. Dette har foreløpig ikke lyktes. Det har ikke blitt boret i Barentshavet siden 1994, så det er stor spenning knyttet til årets boring i området. Blir resultatet positivt kan det komme nye tildelinger i Barentshavet om noen år.

Leteinvesteringene for 2000 kan bli høyere da ingen av selskapene har budsjettert for de lisensene de eventuelt vil få tildelt i 16. konsesjonsrunde som vil bli tildelt i løpet av 1. halvår 2000.

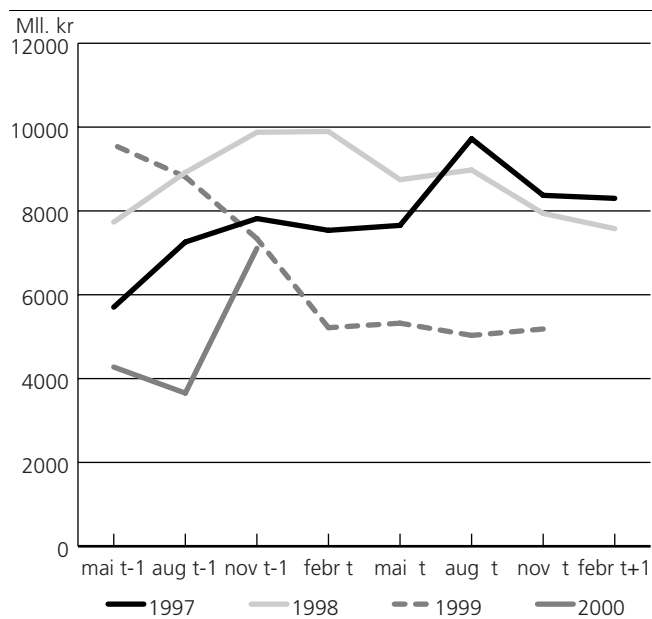
### Anslag 1999

Anslaget for investeringer til lettevirksomhet for 1999 oppgis nå av selskapene til å bli på 5,2 milliarder kroner. Dette er 2,7 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1998 og vi må tilbake til 1995 for å finne et lavere nivå på leteaktiviteten enn det som ser ut til å påløpe for 1999.

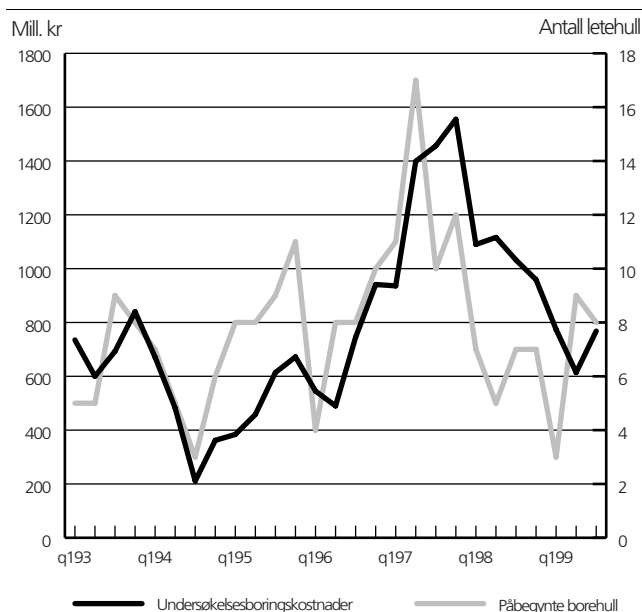
Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for 1998, 1999 og 2000 og oljeprisen



**Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1997-2000. Millioner kroner**

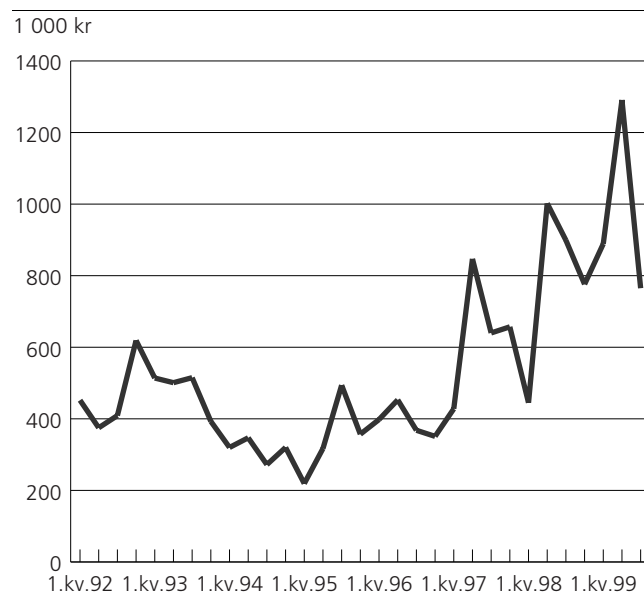


**Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-3.kv.1999**



Saga Petroleum avsluttet 21. desember 1999 sin leteaktivitet på norsk sokkel med et nytt gass/kondensatfunnet på Haltenbanken. Funnet ble gjort innenfor lisens 199 og er lokalisert vest for Kristin. Reservene i funnet antas ifølge North Sea Letter til å være rundt halvparten av Kristin-funnet, hvilket vil innebære ca. 20-30 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og ca. 20 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat. Funnet, som antageligvis vil få navnet Erlend, ligger nær Kristin- og Lavransfunnet. Saga tror funnet av Erlend vil gjøre det lettere å bygge ut området i sin helhet. Fra 1. januar 2000 vil Statoil overta som

**Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 3.kv.1999. Tusen kroner**



operatør for dette området. Før funnet av Erlend antok man at Statoil ville bygge ut Kristin og Lavrans som satellitt-felt til Åsgard. Funnet av Erlend kan gjøre at en egen utbygging av området kan bli lønnsomt.

## 2.2. Feltutbygging

### Anslag 2000

Når det gjelder feltutbygging er anslaget for 2000 på 21,3 milliarder kroner. Dette er 11,5 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999. Nedgangen skyldes at det har blitt satt i gang få utbyggingsprosjekter i de siste årene. Nye utbyggingsprosjekter kan komme til og øke anslaget for 2000 noe.

Tune-feltet som Norsk Hydro er operatør for ble godkjent utbygd av Olje- og energidepartementet like før jul. Tune skal bygges ut ved en undervannsløsning tilknyttet Oseberg. Prosjektet antas å komme på rundt 2,5 milliarder kroner, og planlagt oppstart er 2002. Reservene for Tune er anslått til ca. 27 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 7 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat.

Norsk Hydro overrakte 23. desember 1999 en plan for utbygging og drift (PUD) for Grane-feltet til Olje- og energidepartementet. Utbyggingskostnadene for Grane er anslått til ca. 15 milliarder kroner og planlagt oppstart er oktober 2003. Reservene på Grane er beregnet til 700 millioner fat og produksjonen vil nå en topp i 2005 på ca. 210 000 fat per dag. Kontrakter kan antageligvis tildeles levrandsindustrien i 3.kvartal 2000.

I en pressemelding fra Statoil 23. desember 1999 står det at en PUD for Kvitebjørn er klar. Utbyggingskostnadene for Kvitebjørn er anslått til ca. 9,3 milliarder kroner. Reservene på Kvitebjørn er anslått til 51,2 milliarder Sm<sup>3</sup> gass og 21,1 millioner Sm<sup>3</sup> kondensat.

Feltet er imidlertid avhengig av en avsetning for gasen før en utbygging kan igangsettes.

Statoil overrakte 17. februar en PUD for Heidrun Nord til Olje- og energidepartementet. Ifølge oljemagasinet Hart`s E & P er feltet planlagt utbygd med en under vannsløsning knyttet opp til Heidrun-feltet. Utbyggingskostnadene er anslått til ca. 800 millioner kroner. Reservene på Heidrun Nord er på ca. 25 millioner fat olje. Videre har Statoil planer om å levere en PUD for Glitne i løpet av sommeren 2000. Utbyggingskostnadene for Glitne er antatt til å bli på ca. 1,5 milliarder kroner ifølge Hart`s E & P. Utvinnbare reserver er anslått til 55 millioner fat olje. Planlagt oppstart er satt til 2001 for både Heidrun Nord og Glitne.

### Anslag 1999

Investeringer til feltutbygging for 1999 anslås i 4.kvartal 1999 til å bli på 34,1 milliarder kroner. Dette er 8,7 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1998. De største utgiftene til feltutbygging i 1999 er ved feltene Åsgard, Snorre 2 og Oseberg Sør.

### 2.3. Felt i drift

#### Anslag 2000

Anslaget for investeringer til felt i drift i 2000 er på 18,7 milliarder kroner. Dette er 2,0 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1999. Økningen skyldes at flere felt er satt i drift av det siste året.

### Anslag 1999

Investeringer til felt i drift i 1999 oppgis nå av selskapene til å bli 20,0 milliarder kroner. Dette er 7,4 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag for 1998. Nye felt som Varg, Åsgard, Oseberg Øst og Gullfakssatelittene fase I har alle bidratt til øke investeringer til felt i drift i 1999. De største bidragsyterne i 1999 ser ut til å bli feltene Statfjord, Troll Vest, Oseberg og Heidrun.

### 2.4. Landinvesteringer

#### Anslag 2000

Landinvesteringer omfatter investeringer i mottaksterminaler for råolje og naturgass, baser på land og kontorer tilknyttet olje- og gassvirksomheten. Anslaget for 2000 som ble gitt i 4.kvartal 1999 er på 0,9 milliarder kroner. Dette er 2,2 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1999. Nedgangen skyldes at det ikke er planlagt nye utbyggingsprosjekter i 2000. Samtidig er det forventet lavere investeringer i mottaksterminale for Åsgard og Statpipe.

#### Anslag 1999

Anslaget for landinvesteringer for 1999 er nå på 4,0 milliarder kroner. Dette er 1,5 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 1998. Bakgrunnen for dette er som nevnt over, det er planlagt få nye prosjekter samtidig som investeringene i eksisterende prosjekter avtar.

### 2.5. Rørtransportsystemer

#### Anslag 2000

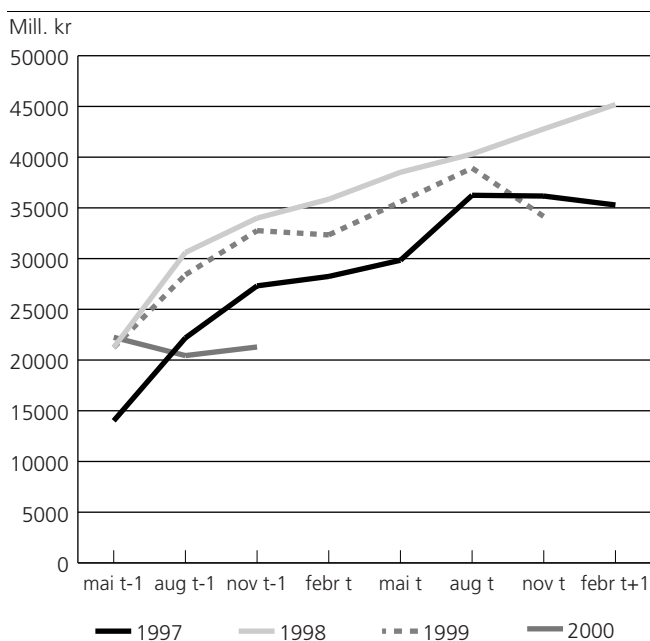
Investeringer i rørtransportsystemer omfatter rør under utbygging og rør i drift. Anslaget for 2000 som ble innhentet i 4.kvartal i 1999 er på 0,5 milliarder kroner, en nedgang på 4,2 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 1999. Nedgangen skyldes også her at det ikke har kommet til nye utbyggingsprosjekter, mens det er forventet lavere investeringer i eksisterende prosjekter.

Norsk Hydro leverte 13. desember i fjor en PUD for en ny gassrørledning – Vesterled. Vesterled skal forbinde Heimdal-feltet med Frigg-ledningen som går til St. Fergus i Storbritannia. Frigg-ledningen har i dag en kapasitet på ca. 7 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass i året. Etter byggingen av Vesterled skal ledningen ha en kapasitet på ca. 11 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass i året. Vesterled er prosjektert til ca. 600 millioner kroner og skal etter planen stå klar høsten 2002.

#### Anslag 1999

Investeringer til rørtransportsystemer er nå anslått til å bli på 5,2 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 3,4 milliarder kroner sammenlignet med anslaget for 1998 gitt i 4.kvartal 1998. Nedgangen skyldes lavere investeringer i Europipe II og rørledningen mellom Åsgard og Kårstø i 1999 enn i 1998.

Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1997-2000. Millioner kroner



### 3. Produksjon

Den samlede produksjon av petroleum på norsk kontinentalsokkel var på 228,6 millioner Sm<sup>3</sup> o.e i 1999. Dette er en økning på 2,0 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. fra 1998. I 1999 var oljeproduksjonen (inkl. NGL og kondensat) på 177,0 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., mens produksjonen av naturgass var på 51,6 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

#### 3.1. Råolje

Produksjonen av råolje inkludert NGL og kondensat var i 1999 på 148,7 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe), eller i gjennomsnitt 3,05 millioner fat per dag. Dette var en nedgang på 1,3 mtoe fra 1998. Dette er det tredje året på rad at oljeproduksjonen synker, men høy produksjon på slutten av 1999 tyder på at denne trenden kan snu i år.

#### Verdens 10 største oljeprodusenter i perioden januar-november 1999

Land	Produksjon januar-november 1999 Millioner fat per dag	Endring fra november 1998 Millioner fat per dag
Saudi-Arabia	7,729	-0,577
Tidligere Sovjetunionen	7,175	0,083
USA	5,944	-0,327
Iran	3,516	-0,095
Kina	3,195	-0,005
<b>Norge</b>	<b>2,982</b>	<b>-0,030</b>
Mexico	2,928	-0,140
Venezuela	2,787	-0,345
Storbritannia	2,727	0,125
Irak	2,603	0,515

Kilde: Oil and Gas Journal, 14. februar 2000.

Ifølge Oil and Gas Journal var Norge den sjette største oljeprodusenten i verden i perioden januar-november 1999. Sammenligner vi med samme periode i 1998 ser vi at Norge har gått forbi både Mexico og Venezuela når det gjelder gjennomsnittlig dagsproduksjon av råolje. Vi ser at OPEC-landene Saudi-Arabia, Iran og Venezuela hadde en tilbakegang i produksjonen i forhold til samme periode. Dette skyldes at disse landene har redusert sin produksjon for å få styrket oljeprisen. Det samme gjorde Norge og Mexico.

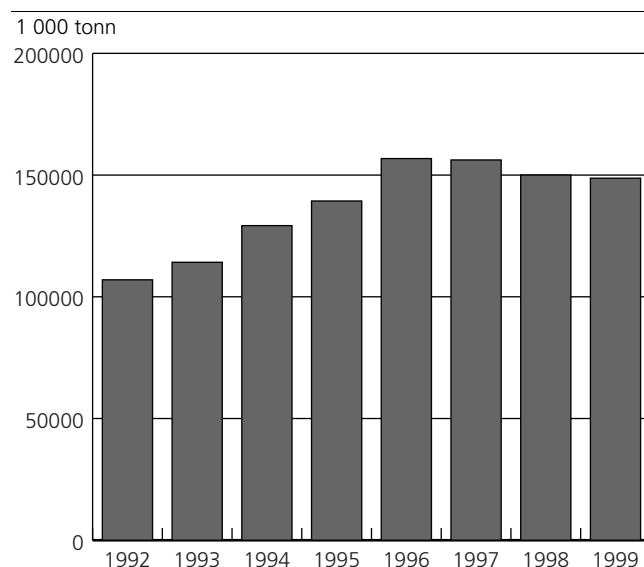
Norge forpliktet seg til å redusere sin oljeproduksjon med 100 000 fat per dag fra 1. april 1999 til et nivå på til sammen 200 000 fat per dag. Produksjonskuttene ble gjort utfra forventet produksjon. Imidlertid har tekniske problemer og utsettelse førte til at produksjonen fra norsk sokkel ble mer enn 200 000 fat per dag lavere enn det som var forventet. Selskapene på norsk sokkel har derfor merket lite til de pålagte produksjonskuttene.

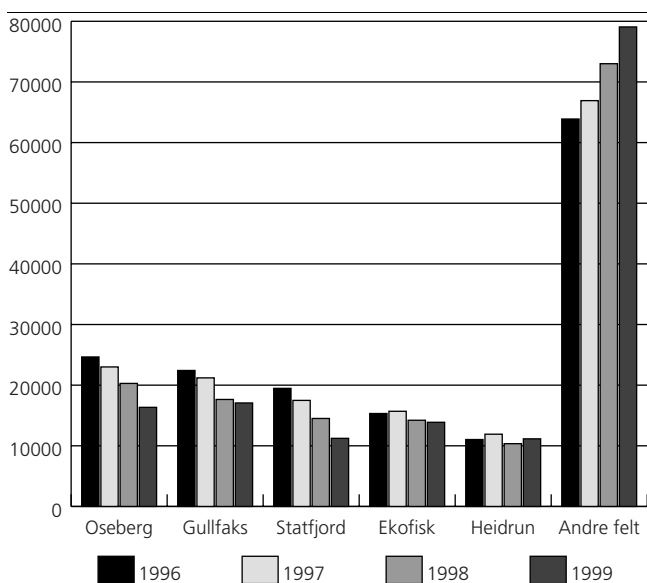
Produksjonen av råolje sank på 19 av 34 felt. Produksjonen sank mest på Oseberg og Statfjord hvor produk-

sjonen ble redusert med henholdsvis 3,95 og 3,28 mtoe fra 1998 til 1999. Seks felt ble satt i drift i løpet av 1999. Disse var Balder, Jotun, Troll C, Varg, Visund og Åsgard. Disse hadde en samlet produksjon av råolje på 6,74 mtoe i 1999. Størst produksjon av disse hadde Åsgard med en produksjon på 3,05 mtoe. De relativt nye feltene Njord og Norne økte produksjonen fra 1998 til 1999 med henholdsvis 2,13 og 1,27 mtoe. Av felt som har vært i produksjon en stund var økningen fra 1998 til 1999 størst på Draugen og Heidrun hvor produksjonen økte med henholdsvis 0,803 og 0,798 mtoe.

De fem store feltene Ekofisk, Gullfaks, Statfjord, Oseberg og Heidrun hadde i 1999 en oljeproduksjon på 69,66 mtoe. Dette utgjorde 39,3 prosent av den totale produksjonen av råolje på norsk kontinentalsokkel i 1999. Denne andelen var i 1998 på 44,4 prosent.

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-desember. 1992-1999. 1000 tonn



**Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) etter felt. Januar-desember. 1996-1999. 1000 tonn**

### 3.2. Produksjon av naturgass

Produksjonen av naturgass på norsk kontinentalsokkel var på 51,6 milliarder Sm<sup>3</sup> i 1999, en økning på 3,5 milliarder Sm<sup>3</sup> fra 1998 eller 7,1 prosent. Dette er sjet- te året på rad at produksjonen av naturgass øker. Ifølge inngåtte kontrakter vil leveringsforpliktelsene øke fremover, og i kontraktåret 2005 har Norge inngått leveringsforpliktelser på over 70 milliarder Sm<sup>3</sup>.

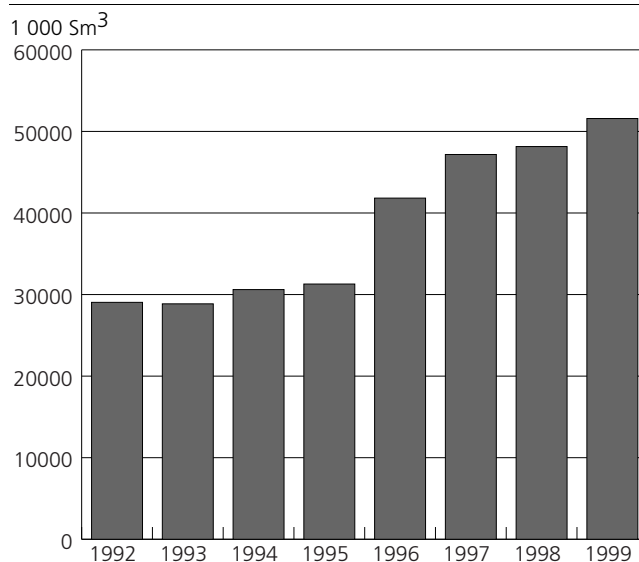
Ifølge tall fra Oil and Gas Journal var Norge den niende største produsenten av naturgass i perioden januar-november 1999. I motsetning til markedet for råolje, så er markedet for naturgass foreløpig noe mer regionalt oppdelt. Eksporten av norsk naturgass går i hovedsak til det vest-europeiske markedet, med unntak av en liten del som eksporteres til Tsjekia. De største konkurrentene på det vest-europeiske gassmarkedet er i dag Russland, Algerie og Nederland. Markedet for naturgass i Vest-Europa er på ca. 400 milliarder Sm<sup>3</sup> i året. Norge eksporterte 45,6 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass til Vest-Europa i 1999, hvilket innebærer at Norge har en markedsandel i overkant av 10 prosent. De største kjøperne av norsk naturgass er Tyskland og Frankrike som etterspurte henholdsvis 22,4 og 14,4 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass i 1999. Med dette hadde Norge en markedsandel på ca. 20 prosent i Tyskland og ca. 30 prosent i Frankrike.

**Verdens største gassprodusenter i perioden januar-november 1999.**

Land	Produksjon av naturgass i milliarder Sm <sup>3</sup>
Tidligere Sovjetunionen	625,5
USA	510,9
Canada	174,4
Storbritannia	92,9
Nederland	71,4
Indonesia	64,6
Algerie	55,1
Mexico	45,4
Norge	42,6
Argentina	31,9

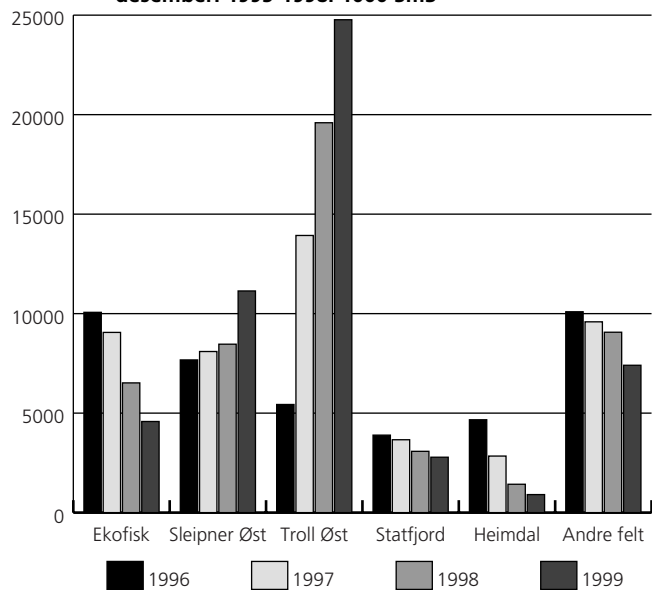
Kilde: Oil and Gas Journal, 14. februar 2000.

Når det gjelder produksjon av naturgass på norsk kontinentalsokkel, så er det feltene Troll Øst og Sleipner Øst som er de dominerende. Troll Øst sto alene for 48 prosent av produksjon av naturgass på norsk sokkel i 1999, mens Troll Øst og Sleipner Øst til sammen hadde omlag 70 prosent av produksjonen i 1999. I 1998 var Troll Øst sin andel på vel 40 prosent, mens Troll Øst og Sleipner Øst til sammen sto for 58 prosent av produksjonen av naturgass.

**Figur 9. Samlet produksjon av naturgass. Januar-desember. 1992-1999. 1000 Sm<sup>3</sup>**



**Figur 10. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-desember. 1995-1998. 1000 Sm<sup>3</sup>**



## 4. Markedet

### 4.1. Prisutviklingen på Brent Blend

Gjennomsnittsprisen for Brent Blend i 1999 var på 17,9 dollar per fat, mot 12,7 dollar per fat i 1998. Med en gjennomsnittlig dollarkurs på 7,80 kroner var oljeprisen i 1999 på ca. 140 kroner per fat. Dette er 44 kroner mer per fat enn i 1998 og 30 kroner mer per fat enn det som var lagt til grunn i Nasjonalbudsjettet for 1999. I 4. kvartal 1999 var den gjennomsnittlige spotprisen på Brent Blend 24,1 dollar per fat mot 11,0 dollar per fat i 4. kvartal 1998.

Ved inngangen til 1999 lå spotprisen på Brent Blend på 11,05 dollar per fat. Bunnen ble nådd ved inngangen til februar hvor spotprisen ble notert til 9,92 dollar per fat. Ser vi bort ifra desember 1998, var dette den laveste noteringen på Brent Blend på 1990-tallet. Situasjonen for norsk oljeindustri så på dette tidspunktet svært mørk ut. Oljeselskapet Saga kunne ikke tåle en oljepris på under 10 dollar per fat i lang tid. De bestemte seg derfor for å forhåndsselge halvparten av sin produksjon, for resten av 1999, til en pris på 12,5 dollar per fat. Ifølge beregninger gjort i ettertid av Dagens Næringsliv, kostet denne prissikringen Saga ca. 600 millioner kroner iform av tapte inntekter.

På et møte i Wien 23.mars bestemte OPEC seg for å kutte produksjonen av råolje med 1,7 millioner fat per dag. I tillegg bidro Mexico, Norge, Oman og Russland med produksjonskutt på noe over 300 000 fat per dag. I uken etter OPEC-møte i Wien ble spotprisen på Brent Blend notert til 14,73 dollar per fat. Ved inngangen til juli begynte effekten av produksjonskuttene å virke og oljeprisen ble notert til 18,47 dollar per fat. Oljeprisen

steg jevnt gjennom 3. kvartal og lå ved utgangen av september på rundt 23 dollar per fat.

Spotprisen på Brent Blend falt imidlertid noe tilbake i oktober og lå for det meste på et nivå mellom 21-22 dollar per fat. Dette ble begrunnet med at verdipapirfondene solgte seg ned i terminkontrakter for råolje for å ta ut en gevinst. Dessuten gikk det rykter om at OPEC hadde økt produksjonen noe.

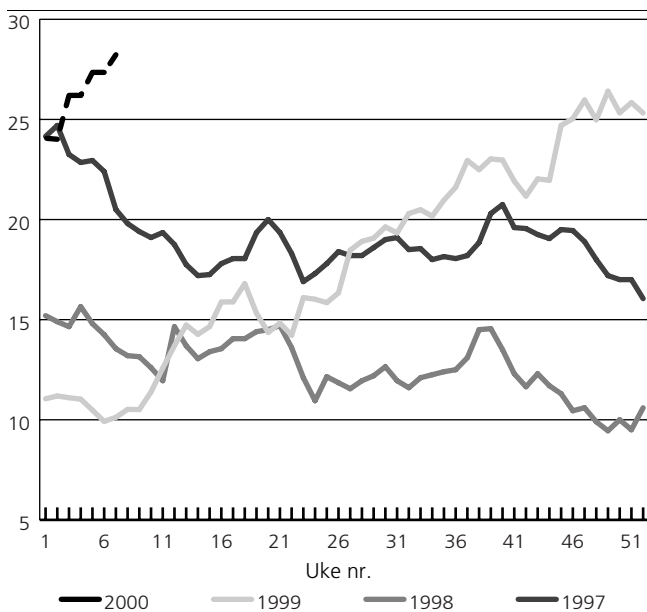
I november-rapporten fra International Energy Agency kom meldingen om at industri-lagrene i OECD-landene hadde sunket med 1,8 millioner fat per dag i september. Dette førte til at oljeprisen steg til 24,7 dollar per fat. I midten av november steg oljeprisen til 26 dollar per fat på meldinger om at OPEC planla å videreføre produksjonskuttene utover 31. mars 2000. I slutten av november stoppet Irak sin eksport av råolje under "olje for mat"-programmet. Dette førte til en oljepris på over 26 dollar per fat. Dette var den høyeste oljeprisen som ble notert siden Gulf-krigen i 1990-91. Irak tok opp igjen eksporten av råolje fra 20. desember, hvilket førte til at oljeprisen sank til et nivå på 25,3 dollar per fat ved utgangen av 1999.

Første uken i 2000 ble spotprisen på Brent Blend notert til 24,1 dollar per fat. Meldinger om lageroppbygging i USA i desember og at OPEC hadde økt produksjonen i samme måned førte til at oljeprisen sank til 22,6 dollar per fat den 10. januar. Kaldt vær i Nord-Amerika og flere rykter om at OPEC ønsker å videreføre produksjonskuttene til etter 31. mars 2000 har imidlertid sendt spotprisen på Brent Blend opp på rekordhøyde 27,8 dollar per fat ved inngangen til februar.

Fra flere hold har det blitt uttrykt bekymring for at den høye oljeprisen vil dempe den økonomiske veksten i verden. I den anledning kom USAs oljeminister Bill Richardson på besøk til Norge i begynnelsen av februar i et forsøk på å få Norge til å øke produksjonen. Han fikk imidlertid ingen løfter om økt produksjon fra olje- og energiminister Marit Arnstad. Søndag 20. februar kom det melding fra OPEC-landene om at de sannsynligvis kom til å øke produksjonen fra 1. april, uten at dette påvirket oljeprisen i noe særlig grad. I løpet av uken som fulgte kom det signaler fra toneangivende land i OPEC som gjorde at aktørene i oljemarkedet ikke trodde på noen snarlig produksjonsøkning. I slutten av februar var USAs oljeminister igjen på Norgesbesøk, men fikk heller ikke denne gangen løfter om økt produksjon fra norsk sokkel. Ved utgangen av februar lå oljeprisen rundt 28,5 dollar per fat.

Torsdag 2. mars kom det bekreftede meldinger fra OPEC om at Mexico, Venezuela og Saudi-Arabia hadde blitt enige om å øke produksjonen med 1,2 millioner fat per dag fra 1. april i år.. Oljeprisen steg til 29,5 dollar per fat på denne nyheten. Det pågår for tiden en strid innad i OPEC om hvorvidt man skal videreføre

Figur 11. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000.  
Dollar pr. fat



produksjonsbegrensningene. Saudi-Arabia og Venezuela ønsker å øke produksjonen mens Algerie, Libya og Iran ønsker en videreføring. Et endelig svar på hva som skjer kan vi få når OPEC-landene møtes i Wien 27.mars. Det som imidlertid syntes klart er at det fysisk må komme mer olje markedet, og ikke løfter om mer olje, for at oljeprisen skal bevege seg nedover. Onsdag 8. mars var spotprisen på brent blend 31,4 dollar per fat.

#### 4.2. Produksjon av råolje på verdensbasis

Ifølge International Energy Agency (IEA) var produksjonen av råolje i 1999 på 74,0 millioner fat per dag. Dette er 1,5 millioner fat per dag lavere enn i 1998. OPECs produksjon var 1,4 millioner fat per dag lavere i 1999 enn i 1998. Av OPEC-landene var reduksjonen størst i Saudi-Arabia og Venezuela som reduserte sin produksjon med henholdsvis 0,6 og 0,3 millioner fat per dag fra 1998 til 1999. Irak økte sin produksjon med 0,4 millioner fat per dag i samme tidsrom. Utenfor OPEC var det Nord-Amerika som hadde størst tilbakegang i produksjonen fra 1998 til 1999. Her sank produksjonen med 0,6 millioner fat per dag. Av dette utgjorde redusert oljeproduksjon i USA 0,4 millioner fat per dag. Størst fremgang hadde Latin-Amerika og tidligere Sovjetunionen som begge økte sin produksjon med 0,2 millioner fat per dag fra 1998 til 1999.

Når det gjelder utsiktene for år 2000, antar IEA at oljeproduksjonen fra landene utenfor OPEC vil øke med 1,0 millioner fat per dag fra 1999. Den største økningen forventer de fra norsk kontinentalsokkel, med økning på nesten 0,3 millioner fat per dag fra 1999 til 2000. I tillegg forventes det at Australia øker sin produksjon med nesten 0,2 millioner fat per dag i samme

tidsrom. For de øvrige landene utenfor OPEC forventes det kun små endringer. OPEC-landenes oljeproduksjon i 2000 er høyst usikker. Dette vil avhenge hvorvidt de kommer til å videreføre produksjonsbegrensningene og eventuelt i hvilket omfang.

#### 4.3. Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

Etterspørselen etter råolje i 1999 var på 75,2 millioner fat per dag i 1999, en økning på 1,2 millioner fat per dag fra 1998. Etterspørselsøkningen har først og fremst funnet sted i Sørøst-Asia, hvor etterspørselen har økt med 0,8 millioner fat per dag fra 1998 til 1999. I Nord-Amerika økte etterspørselen etter råolje med 0,6 millioner fat per dag i samme tidsrom. I både OECD-Europa og tidligere Sovjetunionen sank etterspørselen etter råolje med 0,1 millioner fat per dag fra 1998 til 1999.

For år 2000 antar IEA at etterspørselen etter råolje vil stige med 1,8 millioner fat per dag fra 1999 til et nivå på 77,0 millioner fat per dag. Etterspørselen i Sørøst-Asia forventes å øke med ytterligere 0,8 millioner fat per dag, mens den i Nord-Amerika antas og øke med 0,4 millioner fat per dag fra 1999 til 2000. For øvrige regioner er det lagt til grunn relativt små økninger i etterspørselen etter råolje.

# Investment Statistics. Oil and Gas Activity, 4 th quarter 1999

## Further information

If you need further information please contact:  
Mr. Nils Anders Nordlien, tel: 22 86 47 67,  
e-mail: nils.anders.nordlien@ssb.no

### High exploration activities in 2000

Investments in exploration are now estimated at NOK 7.1 billion for 2000. This is an increase of NOK 3.4 billion compared with the previous survey made in the 3rd quarter of 1999. Investments in exploration activities in 1999 are now estimated at NOK 5.2 billion.

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport for 2000 are now estimated at NOK 48.5 billion. This is NOK 16.0 billion lower than the corresponding estimate given for 1999, but an increase of NOK 4.9 billion compared with the survey conducted last quarter. The increase in the estimate for the year 2000 from the last quarter is due to higher investments in exploration activities.

Exploration activities in 2000 are now estimated at NOK 7.1 billion. This is NOK 0.2 billion lower than the corresponding estimate for 1999, but an increase of NOK 3.4 billion from the previous survey. The recovery of the oil price is most likely the reason for the increase in the companies' budgets for exploration activity in 2000.

Investments for field development in 2000 are now estimated at NOK 21.3 billion. This is a NOK 11.5 billion decrease compared with the corresponding estimate for 1999 made in the 4<sup>th</sup> quarter of 1998.

### Estimates for 1999.

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport for 1999 are now estimated at NOK 68.4 billion. This is a NOK 4.5 billion downward adjustment from the survey made last quarter and a NOK 9.0 billion decrease from the corresponding estimate for 1999. The downward adjustment from the previous survey is due to a decrease of investments in field developments.

Investments in field developments for 1999 are now estimated at NOK 34.1 billion. This a downward adjustment of NOK 4.8 billion from the previous survey. A downward revision of the reported cost at the Åsgard field explains most of this.

Investments in fields on stream and exploration activities are now estimated at NOK 20.0 and 5.2 billion respectively – only minor changes from the previous survey.



**1a. Felt i produksjon. 31. januar 2000**  
*Fields in production. 31 January 2000*

	Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Murchison <sup>4</sup>	Valhall	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1971	1977	1979	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1968	1969	1973	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Phillips	Elf	Statoil	OryxUK	BP Amoco	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . .	70	100	145	156	69	116
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5</sup></i> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	558,4	-	555,7	13,3	116,7	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . .	25,0	0,5	14,4	0,4	3,9	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	272,3	119,2	56,4	0,4	25,1	42,6
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves<sup>5</sup></i> .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	220,6	-	71	1	60	1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . .	9,0	-	5	0	2	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	92,3	7	17	0	14	1
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled<sup>6</sup></i> . . . . .	352	28	187	-	91	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . .	97	10	78	-	42	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . .						
Antall <i>Number</i> . . . . .	15	7	3	1	3	1
Type <i>Type</i> . . . . .	14 stål, 1 betong- plattform	4 stål, 3 betong- plattformer	3 betongplatt- former	1 stålplattform	3 stålplattformer	1 stålplattform
	14 steel, 1 con- crete platform	4 steel, 3 con- crete platforms	3 concrete plat- forms			
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Tees- side. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøyelaster Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas pipe- line to Kårstø</i>	Olje i rør via Brent to Sullom Voe <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe</i>	Olje og gass i rør til Ekofisk <i>Oil and gas pipe- line to Ekofisk</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	-	-	-	-	-	20
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7,8</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>7,8</sup></i> . . . . .	150,1	31,0	99,9	6,2	27,1	16,6

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

<sup>2</sup> Norsk Andel: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60.82 per cent.*

<sup>3</sup> Norsk Andel: 85,47 prosent. *Norwegian share: 85.47 per cent.*

<sup>4</sup> Norsk Andel: 22,2 prosent. *Norwegian share: 22.2 per cent.*

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

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

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**1b. Felt i produksjon. 31. januar 2000**  
*Fields in production. 31 January 2000*

	Ula	Gullfaks	Oseberg <sup>9</sup>	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i> .....	1986	1986	1988	1989	1990	1991
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1976	1978	1979	1981	1981	1980
Operatør <i>Operator</i> .....	BP Amoco	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Vandybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	72	142-217	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5</sup></i> .....						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	69,1	319,0	336	54,5	9,3	35,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	2,5	2,0	6,5	1,6	0,3	2,2
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	3,5	21,2	16,4	5,5	1,8	7,0
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves<sup>5</sup></i> .....						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	10,7	74,2	90,0	20,5	3,0	8,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,2	0,8	6,5	0,7	0,1	0,7
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	-	4,5	16,4	3,9	0,6	2,8
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled<sup>6</sup></i> .....	28	158	125	33	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	8	83	43	11	4	10
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....						
Antall <i>Number</i> .....	3	3	3	2	1	1
Type <i>Type</i> .....	3 stålplattform- er <i>3 steel plat- forms</i>	3 betongplatt- former <i>3 concrete plat- forms</i>	2 stål, 1 betong- plattform <i>2 steel, 1 con- crete platform</i>	Flytende platt- form med bun- nfast brønnhodeplatt- form i stål <i>Floating plat- form with steel jacket</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje i rør til Ekofisk <i>Oil pipeline to Ekofisk</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>	Olje via Oseberg til Sture Gass via Statpipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipe- line to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Tees- side. Gass til Em- den via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Em- den via Ekofisk center.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i> .....	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7,8</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>7,8</sup></i> .....	16,4	92,2	62,7	13,4	1,8	12,2

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

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

<sup>9</sup> I desember 1996 ble plan for utbygging og drift (PUD) for ytterligere en plattform godkjent. Plattformen skal behandle gass fra Oseberg Feltsenter for eksport. *In December 1996 the plan for development and operation (PDO) for an additional platform was approved. The platform will be processing gas from Oseberg Field Center for exports.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**1c. Felt i produksjon. 31. januar 2000**  
*Fields in production. 31 January 2000*

	Snorre	Sleipner Øst <sup>10,11</sup>	Draugen	Brage	Tordis	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i> . . . . .	1992	1993	1993	1993	1994	1994
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i> . . . . .	1979	1981	1984	1980	1987	1976
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Norsk Hydro	Statoil	Shell	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	300-350	82	270	137	ca.200	180
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>initially recoverable reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	225,3	-	111,3	54,0	33,5	36,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	5,7	30,3	-	0,8	0,8	1,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	7,7	38,4	-	3,2	2,5	5,2
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	163,3	-	70,3	23,4	10,9	20,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	4	2,3	-	0,4	0,3	1,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	4,8	4,4	-	1,9	0,7	4,3
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>6</sup> . . . . .	48	22	17	42	12	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	19	12	7	22	5	7
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .						
Antall <i>Number</i> . . . . .	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i> . . . . .	Strekktagsplatt- form i stål <i>Tension Leg Platform (TLP), steel</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>	Bunnfast betonginnret- ning med inte- grert dekk <i>Concrete sub- sea system with integrated deck</i>	Bunnfast platt- form i stål <i>SteelPlatform</i>	Undervannsut- bygging <i>Subsea production</i>	Undervannsut- bygging <i>Subsea production</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje, gass i rør til til Statfjord <i>Oil, gas in pipe- line to Statfjord</i>	Kondensat i rør til Teesside via Kårstø. Gass i rør til Emden via Ekofisk til Zee- brügge <i>Condensate piped to Teesside via Kårstø. Gas piped to Emden via Ekofisk to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje <i>Loading buoys for oil</i>	Olje i rør via Oseberg til Sture <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture</i>	Rørledning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gullfaks C</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i> . . . . .	31,40	29,60	57,88	34,30	51,00	40,50
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7, 8</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>7, 8</sup> . . . . .	39,4	28,9	19,0	13,8	5,6	4,7

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

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

<sup>10</sup> Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

<sup>11</sup> Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. *Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**1d. Felt i produksjon. 31. januar 2000**  
*Fields in production. 31 January 2000*

	Heidrun	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Yme	Troll Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i> .....	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i> .....	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	ca.350	290	120	300-340	ca.90	330
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>5</sup></i> .....						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	180,0	40,6	5,9	70,0	11,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	0,7	0,1	-	-	32,0
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	19,8	3,0	1,5	123,0	-	1 329,0
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves<sup>5</sup></i> .....						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	142,0	27,8	1,1	70,0	6,4	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	0,5	0,1	-	-	32,0
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	19,8	2,2	0,6	123,0	-	1 329,0
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled<sup>6</sup></i> .....	37	11	12	94	13	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	19	8	4	33	4	39
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....						
Antall <i>Number</i> .....	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i> .....	Flytende betong-plattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervannsutbygging <i>Subsea production</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong-plattform <i>Floating concrete platform</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Bøyelasting av olje <i>Loading byous for oil</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus Oil to Oseberg</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Gass/kondensat i rør til Kollsnes/Sture <i>Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i> .....	65,00	30,00	41,62	62,70	30,00	62,70
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7,8</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>7,8</sup></i> .....	44,5	5,7	6,7	44,5	2,1	39,2

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

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

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*



**1e. Felt i produksjon. 31. januar 2000**  
*Fields in production. 31 January 2000*

	Sleipner Vest <sup>11</sup>	Vigdís	Norne	Njord	Gullfaks-sat. Fase 1	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1996	1997	1997	1997	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1974	1986	1991	1986	1978	1984
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	-	30,7	80,4	31,6	61,1	5,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	36,4	-	1,4	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	128,1	2,2	15,0	-	62,4	-
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	-	24,6	73,9	29,6	61,1	5,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	36,4	-	1,4	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	128,1	2,2	15,0	-	62,4	-
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>6</sup> . . . . .	14	10	17	14	19	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	12	5	6	6	4	4
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .						
Antall <i>Number</i> . . . . .	2	1	1	1	1	2
Type <i>Type</i> . . . . .	Brønnhodeplattform i stål, ubemannet behandlingsplattform <i>Steel wellhead platform, unmanned processing platform</i>	Havbunnsinstallasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea connection to Snorre</i>	Produksjonsskip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunnsinstallasjon knyttet til Gullfaks <i>A Subsea connection to Gullfaks A</i>	Produksjonsskip og brønnhodeplattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Gass i rør til Emden og Zeebrügge Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gullfask A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	32,37	51,00	55,00	30,00	73,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7,8</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>7,8</sup> . . . . .	21,5	5,3	13,2	8,3	9,5	3,8

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*<sup>8</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*<sup>11</sup> Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. *Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst.*Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**1f. Felt i produksjon. 30. november 1999**  
*Fields in production. 30 November 1999*

	Visund	Oseberg Øst	Åsgard	Balder	Jotun	Troll C
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1999	1999	1999/2000	1999	1999	1999
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1986	1979	1981-1985	1967	1994	1979
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil	Esso	Esso	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	335	160	240-300	375	126	300-340
Opprinnelige salgbare reserver <sup>5</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	48,5	23,5	75,5	27,2	30,7	190,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	65,7	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	0,8	191,0	-	1,8	-
Resterende reserver <sup>5</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>5</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	48,5	23,5	75,5	27,2	30,7	190,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	65,7	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	0,8	191,0	-	1,8	-
Borede produksjonsbrønner <sup>6</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>6</sup> . . . . .	8	7	31	25	8	-
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	1	3	-	-	-	-
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .						
Antall <i>Number</i> . . . . .	1	1	2	1	2	1
Type <i>Type</i> . . . . .	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Produksjonsskip for oljefasen, Semi for gassfasen <i>Productionship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	Produksjonsskip <i>Production ship</i>	Produksjonsskip og brønnhodeplattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Halvt nedsenkbar installasjon <i>Semisub installation</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers</i>	Olje i rør til Osebergfeltet. Gassen skal først injekteres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg. The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje lastes til skytteltanker. Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. <i>Oil loaded to tankers. Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe.</i>	Olje i rør til Mongstad. <i>Oil in pipeline to Mongstad.</i>
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	49,6	45,4	46,95	-	3,00	62,70
Investeringer. Mrd. kroner <sup>7,8</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>7,8</sup> . . . . .	11,8	4,5	39,8	8,7	8,6	15,9

<sup>5</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

<sup>6</sup> Pr. 31. januar 2000. *As of 31 January 2000.*

<sup>7</sup> Pr. 31. desember 1998. *As of 31 December 1998.*

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

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**2. Felt under utbygging. 31. januar 2000**  
*Fields under development. 31 January 2000*

	Oseberg Sør	Gullfakssat. fase 2	Snorre 2	Huldra	Syigna	Tune
Produksjonsstart <i>On stream</i> .....	2000	2000	2001	2001	2000	2002
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1984	1978	1979	1982	1996	..
Operatør <i>Operator</i> .....	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	100	135-216	300-350	125	..	..
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup> .....						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	53,5	56,9	57,6	-	10	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	-	-	7,7	-	26
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	11,4	59,5	-	18,7	1	20,0
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> .....	11	-	2	-	1	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i> .....						
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i> .....	124 000	34 000	108 000	-	..	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	0,5	-	-	-	..
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	1,1	4,8	-	3,2	..	..
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....						
Antall <i>Number</i> .....	1	1	1	1	1	1
Type <i>Type</i> .....	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A og C <i>Subsea connection to Gullfaks A and C</i>	Halv nedsenkbar plattform <i>Semi-sub platform</i>	Brønnhodeplatt- form, og bruk av oppjekkbar borerigg. <i>Wellhead platform and use of jackup-rig.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Statfjord C <i>Subsea connection to Statfjord C</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea connection to Oseberg D</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje via Oseberg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg til Sture.</i>	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plat- tformen. Gass til Kårstø via Gullfaks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing facilities on the platform Gas to Kårstø via Gullfaks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>	..	..
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i> .....	38,36	73,00	31,40	31,96	39	..
Antatte investeringer Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> <sup>3</sup> .....	9,1	6,5	12,0	6,5	..	..

<sup>1</sup>Pr. 31. desember 1998. As of 31 December 1998. <sup>2</sup>Pr. 31. januar 2000. As of 31 January 2000. <sup>3</sup>Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 1999-kroner. Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 1999 NOK.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

**3a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1998**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1998*

	Ekofisk <sup>1</sup> Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup> Frigg <sup>2</sup>	Statfjord <sup>2</sup> Statfjord <sup>2</sup>	Murchison Murchison	Valhall Valhall	Statfjord Øst Statfjord Øst	Statfjord Nord Statfjord Nord	Heimdal Heimdal
Statoil	0,95	19,99	49,99	11,10	-	12,20	20,00	20,00
SDØE	5,00	-	-	-	-	40,50	30,00	20,00
Norsk Hydro	6,37	32,87	-	-	-	4,20	-	15,80
Elf Petroleum Norge AS	8,03	26,42	-	-	15,72	2,80	-	11,94
Saga Petroleum AS	0,29	-	1,87	0,42	-	4,79	1,88	3,47
Total Norge AS	3,37	20,72	-	-	-	-	-	4,82
Norske Conoco as	-	-	12,09	2,68	-	6,04	12,08	-
Esso Norge as	-	-	10,00	2,22	-	10,25	10,00	-
Mobil	-	-	15,00	3,33	-	7,50	15,00	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	-	-	-
Amoco Norway	-	-	-	-	28,09	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	10,00	2,22	-	5,00	10,00	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	1,04	0,23	28,09	0,52	1,04	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	28,50	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-
RWE-DEA Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-
Ugland Construction Company AS	-	-	-	-	-	-	-	0,17
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80

<sup>1</sup> Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Albuskjell er delt 50-50 mellom Shell og rettighetshaverne på blokk 2/4 (Phillipsgruppen). Tor er fordelt med 73,75 prosent på Phillipsgruppen og 26,25 prosent på Amoco/ Noco gruppen (Amoco 28,33, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 og Norwegian Oil 15,0).  
*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 consists of Amoco 28.33, Amerada 28.33, Enterprise Oil 28.33 and Norwegian Oil 15 per cent).* <sup>2</sup> Norsk andel på 60,82% av Frigg og 85,24% av Statfjord. *Norwegian share, 60.82 of Frigg and 85.24% of Statfjord.*

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

**3b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1998**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1998*

	Ula Ula	Gullfaks Gullfaks	Oseberg Oseberg	Sleipner- Øst Sleipner- Øst	Heidrun Heidrun	Hod Hod	Balder Balder	Tordis Tordis	Troll Øst Troll Øst	Vesle- frikk Vesle- frikk
Statoil	-	12,00	14,00	20,00	11,87	-	-	4,40	11,88	18,00
SDØE	-	73,00	50,78	29,60	65,00	-	-	51,00	62,70	37,00
Norsk Hydro	-	9,00	13,68	10,00	-	-	-	8,40	7,69	-
Elf Petroleum Norge AS	-	-	5,77	10,00	-	25,00	-	5,60	2,35	-
Saga Petroleum AS	-	6,00	8,55	-	-	-	-	7,70	4,08	-
Total Norge AS	-	-	2,88	-	-	-	-	-	1,35	18,00
Norske Conoco as	-	-	-	-	18,13	-	-	-	1,66	-
Esso Norge as	-	-	-	30,40	-	-	100,00	10,50	-	-
Mobil	-	-	4,33	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
Amoco Norway	-	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	-	8,29	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
Norske Agip as	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum	80,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Fina as	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Pelican	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum	15,00	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	2,80	-	11,25
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Neste Petroleum AS	-	-	-	-	5,00	-	-	-	-	-
Petro-Canada Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,00
Norske RWE-DEA AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25

**3c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1998**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1998*

	Gyda Gyda	Snorre Snorre	Draugen Draugen	Brage Brage	Lille- Frigg Lille- Frigg	Troll Vest Troll Vest	Frøy Frøy	Yme Yme	Sleipner Vest Sleipner Vest	Vigdis Vigdis
Statoil .....	-	10,00	-	12,66	5,00	11,88	12,34	35,00	17,13	4,40
SDØE.....	30,00	31,40	57,88	34,30	-	62,70	41,62	30,00	32,37	51,00
Norsk Hydro .....	-	8,93	-	24,44	32,87	7,69	6,05	-	8,85	8,40
Elf Petroleum Norge AS .....	-	5,95	-	-	41,42	2,35	24,76	-	9,41	5,60
Saga Petroleum AS .....	-	11,72	-	-	-	4,08	-	25,00	-	7,70
Total Norge AS .....	-	-	-	-	20,71	1,35	15,23	-	-	-
Norske Conoco as. ....	-	-	-	-	-	1,66	-	-	-	-
Esso Norge as .....	-	11,16	-	16,34	-	-	-	-	32,24	10,50
Mobil. ....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS .....	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell. ....	-	-	16,20	-	-	8,29	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS .....	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-
British Petroleum .....	56,00	-	18,36	-	-	-	-	-	-	-
AS Pelican .....	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS .....	-	8,88	-	-	-	-	-	10,00	-	2,80
Norske MOECO AS. ....	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS. ....	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS. .	-	9,60	-	-	-	-	-	-	-	9,60
Neste Petroleum AS .....	-	-	-	12,26	-	-	-	-	-	-
Norske Deminex A/S .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petro-Canada .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Norsk Chevron AS. ....	-	-	7,56	-	-	-	-	-	-	-

**3d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 1998**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 1998*

	Njord Njord	Norne Norne	Varg Varg	Gullfaks- sat. Gullfaks- sat.	Åsgard Åsgard	Oseberg Øst Oseberg Øst	Oseberg Sør Oseberg Sør	Jotun Jotun	Visund Visund	Huldra Huldra	Snorre <sup>2</sup> Snorre <sup>2</sup>
Statoil .....	20,00	15,00	35,00	12,00	13,55	14,00	18,22	2,00	13,30	19,66	10,00
SDØE.....	30,00	55,00	30,00	73,00	46,95	45,40	38,36	3,00	49,60	31,96	31,40
Norsk Hydro .....	22,50	8,10	-	9,00	2,60	12,25	21,88	-	16,10	-	8,93
Elf Petroleum Norge AS .....	-	-	-	-	-	9,33	-	-	7,70	-	5,95
Saga Petroleum asa. ....	-	9,00	35,00	6,00	7,00	7,35	10,14	-	4,20	-	11,72
Total Norge AS .....	-	-	-	-	7,65	4,67	-	-	-	24,33	-
Norske Conoco as. ....	-	-	-	-	-	-	7,70	3,75	9,10	23,34	-
Esso Norge as .....	-	-	-	-	-	-	-	45,00	-	-	11,16
Enterprise Oil Norge AS .....	-	6,00	-	-	-	-	-	45,00	-	-	1,18
Norsk Agip as .....	-	6,90	-	-	7,90	-	-	-	-	-	-
Mobil. ....	20,00	-	-	-	7,35	7,00	3,70	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS .....	-	-	-	-	-	-	-	1,25	-	-	1,18
RWE-DEA Norge AS .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,88
Idemitsu Petroleum Norge AS.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,60
Neste Petroleum AS .....	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-	-	-
Petro-Canada .....	7,50	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	-
Svenska Petroleum Expl. AS ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,21	-

**4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2000. Mill.kr**  
*Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2000.*  
*Million NOK*

	1994	1995	1996	1997	1998	1999 <sup>1</sup>	2000 <sup>1</sup>
<b>I alt Total</b> .....	<b>54 653</b>	<b>48 583</b>	<b>47 878</b>	<b>62 486</b>	<b>79 216</b>	<b>68 432</b>	<b>48 475</b>
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total ex-</i> <i>traction of crude petroleum and natural gas</i> ...	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	63 237	47 980
Leting <i>Exploration</i> .....	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	5 183	7 106
Feltutbygging <i>Field development</i> .....	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	34 149	21 286
Varer <i>Commodities</i> .....	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	20 870	11 211
Tjenester <i>Services</i> .....	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 658	3 819
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> ...	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 621	6 256
Felt i drift <i>Fields on stream</i> .....	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 952	18 656
Varer <i>Commodities</i> .....	655	651	1 050	1 063	2 393	3 003	3 808
Tjenester <i>Services</i> .....	525	971	1 287	1 213	1 526	2 580	2 608
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> ...	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 368	12 239
Landvirksomhet <sup>2</sup> <i>Onshore activities</i> <sup>2</sup> .....	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	3 953	931
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i> .....	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	5 194	495

<sup>1</sup> Registrert 4. kvartal 1999. *Registered 4th quarter 1999.* <sup>2</sup> Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land. *Includes offices, bases and terminals onshore.*

**5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-1998. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1998. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total.</i></b>	<b>8 136</b>	<b>7 680</b>	<b>5 434</b>	<b>5 011</b>	<b>4 647</b>	<b>5 455</b>	<b>8 300</b>	<b>7 577</b>
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i> . . .	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i> . . . . .	381	334	572	518	378	505	489	474
Seismikk <i>Seismic</i> . . . . .	611	629	524	981	273	644	406	554
Spesielle studier <i>Special studies</i> . . . . .	31	44	40	38	33	58	96	136
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i> . . . . .	849	363	585	655	768	431	627	933
Feltevaluering <i>Field evaluation</i> . . . . .	485	246	362	363	320	348	338	502
Feltutvikling <i>Field development</i> . . . . .	348	105	216	288	446	81	284	403
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i> . . . . .	-	-	-	-	-	-	-	8
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i> . . . . .	16	12	7	4	1	1	3	20
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> . . . . .	957	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282
Lisensadministrasjon <i>License administration</i> . . .	239	446	308	269	287	239	291	335
Annen administrasjon <i>Other administration</i> . . .	343	332	96	345	294	281	444	369
Arealavgift <i>Area fee</i> . . . . .	329	314	423	456	464	455	563	550
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i> . . . . .	46	68	18	23	22	121	40	29
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i> . . . . .	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> . . . . .	1 912	1 846	1 108	706	742	995	2 150	1 872
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> . . . . .	1 769	1 658	975	530	631	851	1 907	1 459
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> . . . . .	143	188	133	176	112	144	241	413
Transportkostnader <i>Transport costs</i> . . . . .	661	569	345	214	206	282	614	409
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	211	181	140	60	56	53	103	93
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	450	388	205	154	150	229	513	317
Varer <i>Commodities</i> . . . . .	925	616	407	313	368	413	668	474
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> . . . . .	367	313	180	135	129	181	291	148
Sement <i>Cement</i> . . . . .	84	59	38	27	35	35	60	48
Boreslam <i>Drilling mud</i> . . . . .	170	123	91	87	95	106	205	87
Drivstoff <i>Fuel</i> . . . . .	128	108	60	32	36	61	61	34
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> . . . . .	93	66	29	27	62	40	57	132
Mindre forbruksmaterieell <i>Smaller equipment</i> . . . . .	82	-53	11	5	11	-10	-5	26
Tekniske tjenester <i>Technical services</i> . . . . .	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> . . . . .	115	137	64	50	52	90	100	17
Sementtjenester <i>Cement services</i> . . . . .	54	39	25	11	17	21	46	43
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> . . . . .	135	110	45	58	54	71	78	59
Logging <i>Logging</i> . . . . .	262	234	166	83	102	113	239	166
Testing <i>Testing</i> . . . . .	143	176	101	67	98	175	90	140
Dykking <i>Diving</i> . . . . .	53	52	24	16	18	27	40	41
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i> . . . . .	124	95	57	17	61	4	106	87
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> . . . . .	923	1 277	526	192	409	531	1 216	890

**6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-1999. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-1999. Million NOK*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133	..	..	..	..
1982	5 519	..	..	..	..
1983	5 884	..	..	..	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	5 721	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 455	1 275	1 082	1 388	1 710
1997	8 300	1 904	1 917	2 108	2 371
1998	7 577	2 248	1 605	1 912	1 811
1999	...	1 586	1 066	1 070	...



**7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kvartal 1997 - 3. kvartal 1999. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 1997 - Q3 1999. Million NOK*

	1997				1998			1999	
	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>Letekostnader i alt</b>									
<b>Exploration costs, total . . . . .</b>	<b>2 108</b>	<b>2 371</b>	<b>2 248</b>	<b>1 605</b>	<b>1 912</b>	<b>1 811</b>	<b>1 587</b>	<b>1 066</b>	<b>1 070</b>
Undersøkelserboring <i>Exploration drilling</i>	1 456	1 555	1 090	1 116	1 032	959	774	614	768
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> . . . . .	508	634	483	541	479	369	377	375	302
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> . . . . .	454	565	276	497	403	284	329	342	265
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> . . . . .	54	68	207	44	77	85	48	33	37
Transportkostnader <i>Transportation costs</i> . . . . .	131	182	96	81	125	107	64	56	38
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> . . . . .	22	36	26	29	10	27	11	11	8
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	109	147	70	52	115	80	52	44	30
Varer <i>Commodities</i> . . . . .	167	240	67	185	115	108	89	96	140
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i> . . . . .	72	86	22	46	51	29	51	39	28
Sement <i>Cement</i> . . . . .	21	15	7	14	11	15	6	10	6
Boreslam <i>Drilling mud</i> . . . . .	47	87	2	36	18	30	14	19	13
Drivstoff <i>Fuel</i> . . . . .	10	23	10	10	10	3	6	11	8
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> . . . . .	11	19	23	67	21	21	1	12	81
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> . . . . .	6	9	1	12	3	10	10	5	5
Tekniske tjenester <i>Technical services</i> . . . . .	650	499	445	309	313	376	244	87	289
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> . . . . .	17	37	-8	8	6	11	4	9	4
Sementtjenester <i>Cement services</i> . . . . .	7	13	12	15	7	9	3	6	6
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> . . . . .	-	26	23	17	11	9	13	15	7
Logging <i>Logging</i> . . . . .	59	101	14	55	56	41	25	50	29
Testing <i>Testing</i> . . . . .	14	13	17	27	43	53	22	21	18
Dykking <i>Diving</i> . . . . .	11	13	5	17	10	9	8	2	8
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i> . . . . .	12	48	88	-64	10	53	-18	0	97
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> . . . . .	519	249	295	233	170	192	187	-16	120
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i> . . . . .	281	330	144	214	447	358	125	146	134
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i> . . . . .	126	145	103	110	117	145	86	92	85
Seismikk <i>Seismic</i> . . . . .	132	154	24	74	295	161	22	35	30
Spesielle studier <i>Special studies</i> . . . . .	22	31	18	30	35	53	17	19	19
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i> . . . . .	156	244	228	219	209	276	121	140	63
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> . . . . .	215	243	786	55	223	214	567	166	105
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i> . . . . .	75	120	86	73	91	108	72	57	44
Annen administrasjon <i>Other administration</i> . . . . .	88	105	122	92	86	68	72	63	26
Arealavgift <i>Area fee</i> . . . . .	53	18	577	-110	46	37	415	46	34

**8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1998 - 3. kvartal 1999. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 1998 - Q3 1999. Million NOK*

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Haltenbanken Haltenbanken	Tromsøflaket Tromsøflaket
<b>Letekostnader i alt</b> <i>Exploration costs, total . . .</i>	<b>5 533</b>	<b>3 165</b>	<b>2 369</b>	<b>2 038</b>	<b>331</b>
Undersøkelserboring <i>Exploration drilling . . . . .</i>	3 114	1 815	1 298	1 223	75
Generelle undersøkelser <i>General exploration . . .</i>	764	357	408	284	124
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development . . . . .</i>	599	310	289	233	56
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs . . . . .</i>	1 056	683	372	296	76

**9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2000**  
*Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2000*

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>				Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte investeringskostn. <i>Accrued investment costs</i>
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	
	Mill. kr <i>Million NOK</i>							
1985 . . . . .	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834
1986 . . . . .	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735
1987 . . . . .	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951
1988 . . . . .	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161
1989 . . . . .	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008
1990 . . . . .	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138
1991 . . . . .	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141
1992 . . . . .	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680
1993 . . . . .	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433
1994 . . . . .	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011
1995 . . . . .	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647
1996 . . . . .	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940	6 333	5 888	5 455
1997 . . . . .	5 705	7 258	7 818	7 537	7 655	9 723	8 372	8 300
1998 . . . . .	7 733	8 917	9 876	9 895	8 746	8 977	7 940	7 577
1999 . . . . .	9 573	8 813	7 340	5 215	5 322	5030	5 183	...
2000 . . . . .	4 275	3 654	7 106	...	...	...	...	...
1985 . . . . .	66	89	89	74	96	111	114	100
1986 . . . . .	143	173	173	155	131	123	104	100
1987 . . . . .	158	122	125	94	79	102	100	100
1988 . . . . .	137	120	110	110	107	110	101	100
1989 . . . . .	82	98	90	74	88	82	102	100
1990 . . . . .	88	125	129	88	88	90	99	100
1991 . . . . .	50	74	93	72	97	111	105	100
1992 . . . . .	81	128	126	100	102	99	98	100
1993 . . . . .	130	165	141	101	104	112	118	100
1994 . . . . .	122	157	145	129	113	117	108	100
1995 . . . . .	131	126	116	95	119	126	112	100
1996 . . . . .	107	109	119	105	109	116	108	100
1997 . . . . .	69	87	94	91	92	117	101	100
1998 . . . . .	102	118	130	131	115	118	105	100

**10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-1999. Mill.kr**  
*Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-1999. Million NOK*

År og kvartal Year and quarter	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet <i>Estimated investment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
1990		
1. kv Q1 .....	979	1 016
2. kv Q2 .....	1 174	1 289
3. kv Q3 .....	993	1 285
4. kv Q4 .....	1 447	1 548
1991		
1. kv Q1 .....	1 590	1 540
2. kv Q2 .....	1 570	2 045
3. kv Q3 .....	2 596	1 947
4. kv Q4 .....	3 020	2 608
1992		
1. kv Q1 .....	1 678	1 840
2. kv Q2 .....	1 602	2 076
3. kv Q3 .....	1 797	1 732
4. kv Q4 .....	1 853	2 042
1993		
1. kv Q1 .....	1 173	1 403
2. kv Q2 .....	1 423	1 096
3. kv Q3 .....	1 724	1 318
4. kv Q4 .....	2 569	1 616
1994		
1. kv Q1 .....	1 116	1 671
2. kv Q2 .....	1 296	1 277
3. kv Q3 .....	1 454	1 015
4. kv Q4 .....	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1 .....	1 069	1 209
2. kv Q2 .....	1 323	988
3. kv Q3 .....	1 532	1 226
4. kv Q4 .....	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1 .....	1 386	1 275
2. kv Q2 .....	1 405	1 082
3. kv Q3 .....	1 982	1 388
4. kv Q4 .....	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1 .....	1 910	1 904
2. kv Q2 .....	1 808	1 917
3. kv Q3 .....	2 986	2 108
4. kv Q4 .....	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1 .....	2 054	2 242
2. kv Q2 .....	1 744	1 605
3. kv Q3 .....	2 411	1 912
4. kv Q4 .....	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1 .....	1 386	1 586
2. kv Q2 .....	1 558	1 066
3. kv Q3 .....	991	1 070
4. kv Q4 .....	1 462	...

**11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999**  
*Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells
1984	47	4	3	10	5	13	2	8	2
1985	50	9	3	4	3	7	9	9	6
1986	36	4	8	9	1	7	1	6	-
1987	36	3	3	8	5	7	2	7	1
1988	29	2	1	6	3	5	4	5	3
1989	28	6	-	4	3	7	4	4	-
1990	36	3	1	8	2	7	3	8	4
1991	47	5	4	9	6	11	2	8	3
1992	43	8	6	7	2	7	2	7	4
1993	27	3	2	3	2	8	1	6	2
1994	21	6	1	4	1	2	1	6	-
1995	36	5	3	2	6	8	1	7	4
1996	30	3	1	4	4	5	3	9	1
1997	50	8	3	13	4	7	3	10	2
1998	26	4	3	3	2	6	1	5	2
1999	22	3	-	5	4	6	2	1	1

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

**12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999**  
*Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985	4 037	906	1 019	1 128	984
1986	3 283	1 130	878	874	401
1987	2 468	405	626	724	713
1988	2 408	602	561	592	653
1989	2 744	524	616	694	910
1990	3 509	726	723	1 020	1 044
1991	4 206	908	998	1 112	1 188
1992	3 694	980	1 107	929	678
1993	2 049	594	395	446	614
1994	1 655	686	409	277	293
1995	1 771	382	334	466	589
1996	2 221	492	362	621	746
1997	3 020	811	638	710	861
1998	1 929	619	496	448	366
1999	1 169	370	265	347	187

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

**13. Boremeter<sup>1</sup> på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-1999.**  
*Drilling metres<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-1999.*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984 .....	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985 .....	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986 .....	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987 .....	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988 .....	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989 .....	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990 .....	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991 .....	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992 .....	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993 .....	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994 .....	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995 .....	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996 .....	113 374	18 996	24 241	38 768	31 369
1997 .....	156 415	34 147	40 284	38 539	43 445
1998 .....	84 214	23 050	21 986	21 569	17 609
1999 .....	63 608	14 450	15 959	23 060	10 139

<sup>1</sup> Lete- og avgrensningshull. *Exploration and appraisal wells.*

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

**14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-1999. 1 000 GBP/dag**  
*Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-1999. 1 000 GBP/day*

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT <sup>1</sup>	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
<b>1986</b>					
2.kv. Q2	1,740	2,648	..	2,260	3,428
3.kv. Q3	1,680	2,267	..	2,121	2,818
4.kv. Q4	1,205	1,989	..	2,040	2,403
<b>1987</b>					
1.kv. Q1	1,108	2,046	..	1,772	2,188
2.kv. Q2	1,180	2,565	..	1,727	2,390
3.kv. Q3	1,350	2,726	..	2,031	2,701
4.kv. Q4	1,550	2,497	..	2,098	2,458
<b>1988</b>					
1.kv. Q1	2,000	2,684	..	2,284	2,785
2.kv. Q2	2,047	2,721	..	2,563	3,316
3.kv. Q3	2,157	3,068	..	2,360	3,224
4.kv. Q4	2,117	2,908	..	2,237	2,797
<b>1989</b>					
1.kv. Q1	1,840	3,034	..	2,563	2,938
2.kv. Q2	2,430	3,471	..	3,234	3,326
3.kv. Q3	2,450	3,507	..	3,551	3,634
4.kv. Q4	1,963	3,512	..	3,639	3,849
<b>1990</b>					
1.kv. Q1	2,683	5,026	..	4,222	4,982
2.kv. Q2	3,467	7,468	..	4,712	6,046
3.kv. Q3	3,900	5,295	..	4,533	5,218
4.kv. Q4	3,433	5,174	..	4,827	5,270
<b>1991</b>					
1.kv. Q1	3,533	6,246	..	4,816	5,383
2.kv. Q2	3,800	7,931	..	5,250	6,328
3.kv. Q3	3,547	6,149	..	4,650	5,895
4.kv. Q4	3,650	5,198	..	4,767	5,253
<b>1992</b>					
1.kv. Q1	3,619	5,628	..	4,286	5,772
2.kv. Q2	3,160	7,198	..	4,175	5,852
3.kv. Q3	2,532	3,880	..	2,795	4,453
4.kv. Q4	2,767	4,389	..	2,633	3,679
<b>1993</b>					
1.kv. Q1	3,848	6,760	..	3,703	5,767
2.kv. Q2	3,735	5,094	..	4,458	6,454
3.kv. Q3	2,977	4,773	..	3,117	3,612
4.kv. Q4	3,012	5,094	..	2,742	4,240
<b>1994</b>					
1.kv. Q1	3,790	5,213	..	3,409	5,181
2.kv. Q2	4,103	6,340	..	4,008	5,983
3.kv. Q3	3,055	4,808	..	3,025	4,631
4.kv. Q4	3,411	5,506	..	3,475	5,540
<b>1995</b>					
1.kv. Q1	3,693	5,885	..	4,198	6,453
2.kv. Q2	4,275	6,920	..	5,250	9,850
3.kv. Q3	3,819	5,194	..	4,170	-
4.kv. Q4	3,6875	5,955	..	3,933	5,626
<b>1996</b>					
1.kv. Q1	3,400	4,445	6,475	4,208	5,510
2.kv. Q2	3,927	5,293	4,552	4,517	6,572
3.kv. Q3	4,409	5,083	4,275	3,394	4,767
4.kv. Q4	4,458	6,083	8,195	6,096	8,819
<b>1997</b>					
1.kv. Q1	5,710	4,092	5,758	5,992	14,993
2.kv. Q2	6,833	4,433	7,741	7,400	8,931
3.kv. Q3	6,217	7,333	8,833	6,833	9,417
4.kv. Q4	6,450	8,300	8,000	6,000	11,167
<b>1998</b>					
1.kv. Q1	6,083	9,633	10,333	8,000	13,750
2.kv. Q2	7,000	9,250	9,567	7,500	10,000
3.kv. Q3	6,500	8,500	8,500	6,667	12,000
4.kv. Q4	5,283	7,483	8,500	6,000	10,667
<b>1999</b>					
1.kv. Q1	4,033	5,453	6,167	5,083	9,233
2.kv. Q2	3,467	4,433	5,500	4,410	5,357
3.kv. Q3	2,417	3,333	3,833	3,533	4,333
4.kv. Q4	2,500	3,767	4,500	3,000	4,000

<sup>1</sup>Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. *Included in 2,200 - 3,100 DWT before 1996.*

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

**15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-1998. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-1998. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
<b>Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i></b>	<b>22 263</b>	<b>28 881</b>	<b>35 211</b>	<b>28 588</b>	<b>26 961</b>	<b>25 342</b>	<b>35 286</b>	<b>45 145</b>
<b>Byggekontrakter <i>Building contracts</i> . . . . .</b>	<b>9 457</b>	<b>11 587</b>	<b>12 968</b>	<b>12 010</b>	<b>10 312</b>	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 322</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> . . . . .	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i> . . . . .	71	195	539	322	106	9	155	-
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i> . . . . .	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388
Moduler <i>Modules</i> . . . . .	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> . . . . .	52	215	25	7	71	7	56	54
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> . . . . .	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519
<b>Egne varekjøp</b>								
<b><i>Operators own expenditure</i> . . . . .</b>	<b>2 635</b>	<b>3 083</b>	<b>5 466</b>	<b>3 812</b>	<b>2 413</b>	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>
<b>Utbyggingstjenester</b>								
<b><i>Field development services</i> . . . . .</b>	<b>5 345</b>	<b>8 645</b>	<b>10 107</b>	<b>7 348</b>	<b>9 002</b>	<b>4 933</b>	<b>5 727</b>	<b>6 829</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> . . . . .	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> . . . . .	830	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> . . . . .	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133
Forsikringspremier <i>Insurances</i> . . . . .	9	20	9	44	80	60	98	37
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i> . . . . .	26	12	158	132	93	12	51	169
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	29	3	50	24	119	2	61	101
Forpleining <i>Catering</i> . . . . .	33	66	468	181	72	42	104	161
Andre tjenester <i>Other services</i> . . . . .	168	157	596	295	80	331	353	320
<b>Operatørens egne arbeider</b>								
<b><i>Operators own work</i> . . . . .</b>	<b>1 910</b>	<b>2 421</b>	<b>2 613</b>	<b>2 043</b>	<b>2 284</b>	<b>1 582</b>	<b>1 624</b>	<b>1 925</b>
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> . . . . .</b>	<b>1 165</b>	<b>2 127</b>	<b>3 008</b>	<b>2 725</b>	<b>2 316</b>	<b>2 674</b>	<b>5 176</b>	<b>8 881</b>
<b>Driftsforberedelser</b>								
<b><i>On stream preparations</i> . . . . .</b>	<b>1 751</b>	<b>1 018</b>	<b>1 049</b>	<b>650</b>	<b>633</b>	<b>603</b>	<b>1 075</b>	<b>1 198</b>

**16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-1999. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-1999. Million NOK*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1982	7 877	..	..	..	..
1983	9 675	..	..	..	..
1984	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996	25 342	5 581	6 710	6 171	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 146	9 029	12 025	11 895	12 197
1999	...	9 356	9 297	8 571	...

**17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3.kvartal 1997 - 3. kvartal 1999. Millioner kroner**  
*Accru investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 1997 - Q3 1999. Million NOK*

	1997				1998				1999
	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
<b>Feltutbygging i alt</b>									
<b>Field development, total.....</b>	<b>8 355</b>	<b>8 686</b>	<b>9 029</b>	<b>12 025</b>	<b>11 895</b>	<b>12 197</b>	<b>9 356</b>	<b>9 297</b>	<b>8 571</b>
<b>Varer Commodities.....</b>	<b>5 253</b>	<b>5 302</b>	<b>5 571</b>	<b>6 734</b>	<b>7 163</b>	<b>6 845</b>	<b>5 565</b>	<b>5 973</b>	<b>4 921</b>
Bærestrukturer Platform structures.....	1 691	1 163	1 398	1 760	1 522	1 477	580	1 013	571
Dekk Decks.....	307	579	480	779	631	498	237	246	92
Moduler Modules.....	1 998	2 293	2 388	2 891	3 417	3 682	3 582	3 223	3 087
Lastebøyer Loading buoys.....	0	-	12	6	21	15	10	-	-
Rør Pipes.....	89	122	54	140	217	284	128	168	152
Installasjoner for plassering på havbunnen									
Subsea installations.....	1 093	1 037	1 101	1 061	1 173	1 183	906	1 249	906
Andre varer Other commodities.....	73	85	137	97	180	-294	121	73	113
<b>Tjenester Services.....</b>	<b>1 736</b>	<b>1 843</b>	<b>1 858</b>	<b>2 633</b>	<b>2 584</b>	<b>2 877</b>	<b>2 597</b>	<b>2 192</b>	<b>2 524</b>
Prosjektering og prosjektjenester Engineering consultancy.....	341	419	475	578	566	687	898	692	510
Maritime tjenester ved land Maritime services onshore.....	-	1	21	42	32	11	70	1	1
Oppkopling ved land Hook up inshore.....	-304	102	83	143	79	190	139	9	4
Maritime tjenester til havs Maritime services offshore.....	605	185	180	519	557	497	233	380	521
Oppkopling til havs Hook up offshore.....	118	146	280	391	306	162	125	83	196
Legging av rør Pipeline construction.....	42	120	17	65	91	68	149	212	457
Helikopter og flytransport Helicopter and airplane transport.....	8	29	36	51	35	47	13	12	18
Båter Vessels.....	24	30	17	26	20	38	12	6	17
Forpleining Catering.....	11	21	18	18	43	82	56	29	69
Forsikringspremier Insurances.....	4	32	7	22	-5	12	2	7	3
Andre tjenester Other services.....	200	205	208	150	82	195	191	95	151
Egne arbeider Own work.....	682	554	516	627	777	888	709	667	578
<b>Produksjonsboring Production drilling</b>	<b>1 367</b>	<b>1 541</b>	<b>1 600</b>	<b>2 658</b>	<b>2 148</b>	<b>2 475</b>	<b>1 194</b>	<b>1 132</b>	<b>1 126</b>
<b>Felt i drift i alt Field on stream, total.</b>	<b>2 115</b>	<b>2 491</b>	<b>2 868</b>	<b>3 074</b>	<b>3 161</b>	<b>3 343</b>	<b>4 389</b>	<b>5 984</b>	<b>5 064</b>
<b>Varer Commodities.....</b>	<b>226</b>	<b>355</b>	<b>404</b>	<b>541</b>	<b>534</b>	<b>914</b>	<b>484</b>	<b>606</b>	<b>982</b>
Moduler Modules.....	43	44	71	-	-	-4	4	-	-37
Lastebøyer Loading buoys.....	-	-	-	-	-	-	-	20	-
Rør Pipes.....	-	-	-	9	7	20	3	-	14
Installasjoner for plassering på havbunnen									
Subsea installations.....	-	-	16	11	104	195	239	215	269
Andre varer Other commodities.....	183	311	316	421	423	703	239	372	736
<b>Tjenester Services.....</b>	<b>306</b>	<b>384</b>	<b>206</b>	<b>320</b>	<b>503</b>	<b>497</b>	<b>517</b>	<b>877</b>	<b>641</b>
Oppkopling, systemutprøving Hook up offshore.....	4	5	4	3	4	-	24	63	83
Legging av rør Pipeline construction.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maritime tjenester Maritime services.....	27	-10	-	1	-	1	5	54	48
Transport Transport.....	13	16	12	15	22	19	16	22	39
Forpleining Catering.....	8	12	10	10	18	12	9	9	12
Andre tjenester Other services.....	217	295	135	242	410	395	379	620	371
Egne arbeider Own work.....	38	66	44	48	50	70	84	108	87
<b>Produksjonsboring Production drilling</b>	<b>1 583</b>	<b>1 753</b>	<b>2 258</b>	<b>2 213</b>	<b>2 124</b>	<b>1 932</b>	<b>3 388</b>	<b>4 500</b>	<b>3 441</b>



**18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging, 1985-2000**  
*Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2000*

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>				Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte investeringskostn. <i>Accrued investment costs</i>
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>							
1985	...	...	...	21 104	19 470	20 708	20 135	19 158
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 831
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	21 022
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 683
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 659
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 262
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 190
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	...
2000	22 238	20 439	21 286	...	...	...	...	...
	Prosent <i>Per cent</i>							
1985	...	...	...	110	102	108	105	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	93	105	101	109	111	97	99	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100

**19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-1999.**  
*Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-1999.*

År Year	Totale varekostnader Total commodity costs		Påløpt i utlandet Accrued abroad
	Millioner kroner Million NOK		Prosent Per cent
1985	10 328	1 902	18,4
1986	12 338	2 599	21,1
1987	10 346	1 729	16,7
1988	8 056	2 331	28,9
1989	9 745	3 757	38,6
1990	12 562	2 329	18,5
1991	12 092	2 106	17,4
1992	14 654	2 178	14,9
1993	18 434	4 851	26,3
1994	15 822	3 630	22,9
1995	12 726	5 056	39,7
1996	15 550	4 956	31,9
1997	21 685	6 130	28,3
1998	26 313	7 445	28,3
1999 <sup>1</sup>	16 458	4 047	24,6

<sup>1</sup> 1-3.kvartal 1999. Q1-Q3 1999.

**20a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging<sup>1</sup>. 1994-1999. Mill.kr.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1994-1999. Million NOK.*

	1994	1995	1996	1997	1998	1999		
						1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3
<b>I alt Total</b>	<b>25 213</b>	<b>24 012</b>	<b>22 066</b>	<b>29 035</b>	<b>35 066</b>	<b>7 291</b>	<b>7 893</b>	<b>6 887</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b>	<b>12 010</b>	<b>10 312</b>	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 324</b>	<b>5 194</b>	<b>5 463</b>	<b>4 475</b>
Bærestrukturer i stål Platform structures, steel	264	3 243	4 255	5 207	5 353	277	685	349
Bærestrukturer i betong Platform structures, concrete	3 746	813	50	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip Productionship/ship for storage	-	-	-	-	-	-	433	281
Utrusting av skaft Shaft equipment	322	106	9	536	1 015	298	313	310
Dekk Decks	1 937	982	1 004	1 420	2 387	237	246	92
Moduler Modules	4 451	3 138	4 765	7 520	12 204	2 623	2 537	2 593
Lastebøyer Loading buoys	7	71	7	56	54	10	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen Sub sea installations	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	906	1 249	849
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b>	<b>3 812</b>	<b>2 413</b>	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>	<b>370</b>	<b>509</b>	<b>538</b>
<b>Tjenester Services</b>	<b>9 391</b>	<b>11 286</b>	<b>6 515</b>	<b>7 352</b>	<b>8 753</b>	<b>1 726</b>	<b>1 920</b>	<b>1 874</b>
Engineering Engineering	1 861	1 524	829	1 192	1 602	375	692	338
Oppkopling ved land Hook up onshore	797	2 626	433	511	601	208	9	5
Arbeider til havs Services offshore	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	507	675	1 175
Andre tjenester Other Services	3 433	3 572	2 451	3 291	3 416	635	544	357

<sup>1</sup> Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not i

**20b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1994-1999. Millioner kroner.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued abroad. 1994-1999. Million NOK.*

	1999							
	1994	1995	1996	1997	1998	1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3
<b>I alt Total</b> .....	<b>5 394</b>	<b>6 742</b>	<b>6 769</b>	<b>7 685</b>	<b>8 826</b>	<b>1 708</b>	<b>2 114</b>	<b>1 613</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>2 238</b>	<b>3 793</b>	<b>3 626</b>	<b>5 246</b>	<b>6 523</b>	<b>1 202</b>	<b>1 445</b>	<b>847</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> ..	53	2 226	639	752	1 984	134	248	208
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	374	104	374	104	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	-	-	-	-	-	-	212	62
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	78	-	423	505	185	252	119
Dekk <i>Decks</i> .....	167	411	438	681	451	35	16	18
Moduler <i>Modules</i> .....	893	459	2 226	2 093	2 113	445	306	398
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	16	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	597	500	323	1 298	1 317	65	412	42
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>1 392</b>	<b>1 263</b>	<b>1 331</b>	<b>884</b>	<b>922</b>	<b>237</b>	<b>138</b>	<b>165</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>1 764</b>	<b>1 686</b>	<b>1 813</b>	<b>1 555</b>	<b>1 381</b>	<b>412</b>	<b>531</b>	<b>601</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	120	250	27	46	302	61	15	-16
Oppkøpling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	38	19	9	-	13	174	1	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	1 152	949	1 365	1 258	632	114	288	515
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	455	467	411	250	394	64	228	102

<sup>1</sup> Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. *Costs related to production drilling and preparations in advance of production*

**20c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1994-1999. Prosent.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1994-1999. Per cent.*

	1999							
	1994	1995	1996	1997	1998	1.kvartal Q1	2.kvartal Q2	3.kvartal Q3
<b>I alt Total</b> .....	<b>21,4</b>	<b>28,1</b>	<b>30,7</b>	<b>26,5</b>	<b>25,2</b>	<b>23,4</b>	<b>26,8</b>	<b>23,4</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>18,6</b>	<b>36,8</b>	<b>28,6</b>	<b>27,2</b>	<b>25,8</b>	<b>23,1</b>	<b>26,4</b>	<b>18,9</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> ..	20,2	68,7	15,0	14,4	37,1	48,5	36,2	59,6
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	10,0	12,8	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	-	-	-	-	-	-	48,8	22,1
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	73,5	-	78,8	49,8	62,0	80,6	38,4
Dekk <i>Decks</i> .....	8,6	41,9	43,6	48,0	18,9	14,9	6,5	19,8
Moduler <i>Modules</i> .....	20,1	14,6	46,7	27,8	17,3	17,0	12,1	15,3
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	21,8	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	46,5	25,5	12,5	28,4	29,1	7,2	33,0	4,9
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>36,5</b>	<b>52,4</b>	<b>46,4</b>	<b>37,3</b>	<b>93,1</b>	<b>64,0</b>	<b>27,1</b>	<b>30,7</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>18,8</b>	<b>14,9</b>	<b>27,8</b>	<b>21,1</b>	<b>15,8</b>	<b>23,9</b>	<b>27,7</b>	<b>32,1</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	6,4	16,4	3,3	3,9	18,9	16,2	2,1	-
Oppkøpling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	4,8	0,7	2,2	-	2,2	83,3	12,1	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	34,9	26,6	48,7	53,4	20,2	22,5	42,6	43,8
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	13,3	13,1	16,8	7,6	11,5	10,0	41,8	28,6

<sup>1</sup> Kostnadene til produksjonsboring og driftsforberedelser er holdt utenom. *Costs related to production drilling and preparations in advance of production are not included. are not included.*

**21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-1998. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-1998. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
<b>Produksjonsboring i alt</b> <b>Production drilling, total. ....</b>	<b>4 434</b>	<b>5 826</b>	<b>8 167</b>	<b>8 298</b>	<b>7 643</b>	<b>9 360</b>	<b>12 140</b>	<b>17 408</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs .....</b>	<b>718</b>	<b>1 224</b>	<b>1 911</b>	<b>1 749</b>	<b>1 814</b>	<b>2 813</b>	<b>3 824</b>	<b>6 006</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs. ....</i>	697	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723
Andre borekostnader <i>Other drilling costs. ....</i>	22	384	385	283	231	667	681	1 283
<b>Transportkostnader Transport costs ..</b>	<b>254</b>	<b>366</b>	<b>551</b>	<b>622</b>	<b>503</b>	<b>573</b>	<b>941</b>	<b>1 296</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes. ...</i>	122	143	207	204	158	165	282	273
Båter <i>Vessels. ....</i>	133	223	344	419	345	408	659	1 022
<b>Varer Commodities .....</b>	<b>1 598</b>	<b>2 049</b>	<b>2 656</b>	<b>2 586</b>	<b>2 094</b>	<b>2 335</b>	<b>2 709</b>	<b>3 417</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc. ....</i>	836	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581
Sement <i>Cement. ....</i>	105	112	178	163	129	158	166	194
Boreslam <i>Drilling mud. ....</i>	249	314	454	619	582	642	639	837
Drivstoff <i>Fuel. ....</i>	31	48	79	69	26	61	66	84
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment. ....</i>	284	347	462	548	247	269	325	411
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment. ....</i>	93	101	128	191	130	186	389	311
<b>Tekniske tjenester Technical services .</b>	<b>1 863</b>	<b>2 187</b>	<b>3 049</b>	<b>3 340</b>	<b>3 232</b>	<b>3 640</b>	<b>4 666</b>	<b>6 689</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing. ....</i>	39	35	6	-	-	4	105	8
Sementtjenester <i>Cement services. ....</i>	51	39	107	93	43	57	95	140
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services. ....</i>	104	89	171	265	51	90	140	130
Logging <i>Logging. ....</i>	120	191	381	361	280	384	456	760
Testing <i>Testing. ....</i>	28	21	105	80	125	119	114	165
Dykking <i>Diving. ....</i>	14	24	64	58	33	57	82	191
Basekostnader <i>Costs on onshore bases. ....</i>	61	138	163	132	159	195	218	252
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services. ....</i>	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044

**22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 1997 - 3. kvartal 1999. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 1997 - Q3 1999.*  
 Million NOK

	1997			1998			1999		
	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
<b>Feltutbygging Field development</b>									
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total.....</b>									
	<b>1 367</b>	<b>1 541</b>	<b>1 600</b>	<b>2 658</b>	<b>2 148</b>	<b>2 475</b>	<b>1 193</b>	<b>1 132</b>	<b>1 126</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs.....</b>	<b>560</b>	<b>660</b>	<b>763</b>	<b>1 329</b>	<b>768</b>	<b>901</b>	<b>600</b>	<b>231</b>	<b>271</b>
Leie av borefartøyer Hire of drilling rigs.....	539	513	554	969	663	672	352	168	225
Andre kostnader Other costs.....	21	147	210	360	105	229	247	63	46
<b>Transportkostnader Transportation costs ..</b>	<b>116</b>	<b>139</b>	<b>198</b>	<b>302</b>	<b>170</b>	<b>231</b>	<b>85</b>	<b>155</b>	<b>97</b>
Helikopter og fly Helicopters and airplanes.....	52	47	41	87	18	-19	-	86	37
Båter Vessels.....	64	92	156	215	151	250	85	69	60
<b>Varer Commodities.....</b>	<b>292</b>	<b>238</b>	<b>222</b>	<b>413</b>	<b>429</b>	<b>481</b>	<b>164</b>	<b>215</b>	<b>235</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. Lines, wellheads, drill bits etc.....	80	125	88	190	222	290	116	114	136
Sement Cement.....	14	8	14	21	13	19	5	8	13
Boreslam Drilling mud.....	82	28	56	104	86	98	29	39	59
Drivstoff Fuel.....	29	4	17	13	19	12	11	3	12
Bruk av maskiner og utstyr Use of machinery and equipment.....	47	47	28	34	53	32	-	16	11
Mindre forbruksmateriell Smaller equipment.....	39	26	20	51	37	30	4	35	3
<b>Tjenester Services.....</b>	<b>398</b>	<b>505</b>	<b>416</b>	<b>614</b>	<b>782</b>	<b>860</b>	<b>345</b>	<b>532</b>	<b>523</b>
Klargjøring og rydding Clearing.....	1	-	5	-	1	1	1	3	7
Sementtjenester Cement services.....	16	16	14	23	17	29	7	6	7
Boreslamtjenester Drilling mud services.....	16	15	17	17	19	12	7	8	5
Logging Logging.....	40	66	68	73	86	77	24	29	-60
Testing Testing.....	7	36	34	34	22	41	19	11	106
Dykking Diving.....	13	20	15	17	27	31	16	7	8
Basekostnader Costs of onshore bases.....	19	21	20	28	40	70	15	12	18
Andre tekniske tjenester Other technical services.....	286	332	243	419	569	599	256	455	431
<b>Felt i drift Fields on stream</b>									
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total.....</b>									
	<b>1 583</b>	<b>1 753</b>	<b>2 258</b>	<b>2 213</b>	<b>2 124</b>	<b>1 932</b>	<b>3 388</b>	<b>4 500</b>	<b>3 441</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs.....</b>	<b>325</b>	<b>495</b>	<b>549</b>	<b>652</b>	<b>476</b>	<b>567</b>	<b>915</b>	<b>1 383</b>	<b>1 239</b>
Leie av borefartøyer Hire of drilling rigs.....	247	410	388	525	477	475	791	1 189	1 067
Andre kostnader Other costs.....	78	85	161	127	-2	92	124	195	172
<b>Transportkostnader Transportation costs ..</b>	<b>94</b>	<b>107</b>	<b>101</b>	<b>125</b>	<b>95</b>	<b>74</b>	<b>188</b>	<b>238</b>	<b>179</b>
Helikopter og fly Helicopters and airplanes.....	36	34	33	35	32	46	56	75	63
Båter Vessels.....	58	74	68	90	63	28	132	163	116
<b>Varer Commodities.....</b>	<b>444</b>	<b>413</b>	<b>450</b>	<b>492</b>	<b>558</b>	<b>372</b>	<b>712</b>	<b>1 113</b>	<b>698</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. Lines, wellheads, drill bits etc.....	152	170	207	198	250	135	285	471	325
Sement Cement.....	25	35	26	30	35	37	48	71	55
Boreslam Drilling mud.....	100	101	129	122	104	138	184	261	178
Drivstoff Fuel.....	4	6	3	6	9	5	15	19	21
Bruk av maskiner og utstyr Use of machinery and equipment.....	59	45	52	60	105	47	89	165	127
Mindre forbruksmateriell Smaller equipment.....	104	57	32	76	56	10	91	126	-7
<b>Tjenester Services.....</b>	<b>720</b>	<b>738</b>	<b>1 159</b>	<b>944</b>	<b>995</b>	<b>919</b>	<b>1 573</b>	<b>1 766</b>	<b>1 326</b>
Klargjøring og rydding Clearing.....	-	-	-	-	-	-	-	36	2
Sementtjenester Cement services.....	12	12	8	17	11	20	11	19	30
Boreslamtjenester Drilling mud services.....	17	25	11	21	15	19	25	40	23
Logging Logging.....	56	97	79	105	113	159	108	139	125
Testing Testing.....	9	5	8	8	7	10	18	56	37
Dykking Diving.....	5	11	21	25	25	30	30	60	26
Basekostnader Costs of onshore bases.....	32	40	21	21	17	35	38	59	40
Andre tekniske tjenester Other technical services.....	590	548	1 011	747	808	647	1 343	1 357	1 043

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

År / måned Year/month	I alt <sup>2</sup> Total <sup>2</sup>	Ekofisk <sup>7</sup>	Frigg <sup>3,4,5</sup>	Statfjord <sup>5</sup>	Murchison <sup>5</sup>	Valhall	Heimdal <sup>3</sup>	Oseberg <sup>6</sup>	Ula
1971	301	301	-	-	-	-	-	-	-
1972	1 626	1 626	-	-	-	-	-	-	-
1973	1 577	1 577	-	-	-	-	-	-	-
1974	1 700	1 700	-	-	-	-	-	-	-
1975	9 241	9 241	-	-	-	-	-	-	-
1976	13 799	13 799	-	-	-	-	-	-	-
1977	13 544	13 544	-	-	-	-	-	-	-
1978	16 957	16 957	-	-	-	-	-	-	-
1979	18 819	18 604	-	215	-	-	-	-	-
1980	24 451	21 531	-	2 839	81	-	-	-	-
1981	23 450	16 273	-	6 575	602	-	-	-	-
1982	24 515	14 150	-	9 441	857	67	-	-	-
1983	30 482	13 031	-	15 803	880	769	-	-	-
1984	34 682	11 172	34	18 610	2 447	2 419	-	-	-
1985	38 342	10 419	74	23 872	1 458	2 401	-	-	-
1986	42 483	8 746	57	29 420	815	2 182	248	241	738
1987	49 316	7 515	45	30 100	298	3 009	398	676	3 725
1988	56 125	9 388	21	29 678	430	3 204	429	960	4 395
1989	74 528	10 775	23	29 146	409	3 442	371	11 492	4 371
1990	81 745	10 915	21	28 738	247	3 619	377	14 717	4 747
1991	94 181	10 754	35	29 646	320	3 241	361	17 814	5 781
1992	106 977	10 821	36	31 483	386	3 471	370	22 204	6 237
1993	114 184	11 388	22	28 498	247	3 048	378	24 196	6 237
1994	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1996	156 788	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1997	156 215	15 691	99	17 487	224	4 034	324	23 004	1 924
1998	150 006	14 213	55	14 509	246	4 489	161	20 287	1 442
1999	148 728	13 877	10	11 231	234	4 595	104	16 341	1 254
<b>1998</b>									
Januar January	13 834	1 434	8	1 446	24	384	21	1 823	164
Februar February	12 307	1 283	4	1 291	21	342	18	1 640	142
Mars March	13 249	1 491	5	1 316	20	410	19	1 681	137
April April	13 133	1 412	6	1 407	20	398	13	1 630	141
Mai May	12 328	1 499	4	1 192	20	387	12	1 642	152
Juni June	12 633	1 511	4	1 292	20	419	13	1 644	136
Juli July	13 252	1 509	4	1 167	20	416	13	1 715	108
August August	10 009	461	4	863	20	163	6	1 745	31
September September	11 750	755	4	1 149	20	388	10	1 693	90
Oktober October	12 363	863	5	1 126	22	416	12	1 718	92
November November	12 415	972	3	1 119	22	384	12	1 550	121
Desember December	12 732	1 024	4	1 141	18	382	13	1 806	129
<b>1999</b>									
Januar	12 604	1 109	3	1 103	18	410	13	1 720	122
Februar	11 474	1 112	3	998	20	384	11	1 469	104
Mars	12 489	1 275	3	991	20	393	11	1 585	119
April	12 066	856	-	929	20	380	12	1 487	117
Mai	12 272	1 228	-	848	20	380	12	1 507	100
Juni	11 425	1 111	-	869	20	380	10	716	111
Juli	12 920	1 314	-	949	20	392	9	1 470	113
August	12 148	743	-	745	20	393	9	1 307	113
September	11 254	1 341	-	796	20	411	8	1 196	98
Oktober	12 762	1 090	-	1 110	20	378	8	1 314	93
November	12 932	1 346	0	948	20	346	0	1 282	69
Desember	14 382	1 354	0	944	15	347	0	1 288	95

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>2</sup> Årstellene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpigetall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* <sup>3</sup> Hovedsakelig kondensat. *Mainly condensate.* <sup>4</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg.* <sup>5</sup> Norsk andel. *Norwegian share.* <sup>6</sup> Produksjon fra produksjonsskipet «Petrojarl» før juli 1988. Medregnet TOGI-kondensat. *Production from the production ship 'Petrojarl' prior to July 1988. Includes TOGI-condensate.* <sup>7</sup> Inkluderer Embla. *Includes Embla.*

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

År / måned Year/month	Gullfaks <sup>2</sup>	Tommeliten	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre	Draugen
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	35	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	3 549	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	7 432	189	-	-	-	-	-	-	-
1989	13 772	727	-	-	-	-	-	-	-
1990	12 924	659	2 533	1 188	129	7	-	-	-
1991	17 642	472	2 930	2 682	1 309	138	111	-	-
1992	22 198	425	3 334	3 072	1 111	104	-	1 353	-
1993	25 432	384	3 315	3 169	750	55	-	6 036	105
1994	27 089	253	3 817	3 275	539	-	-	8 654	3 248
1995	24 757	191	3 781	2 953	457	-	-	9 783	5 898
1996	22 421	161	3 452	2 657	486	-	-	9 682	7 178
1997	21 202	122	2 867	2 124	403	-	-	8 933	8 884
1998	17 641	61	2 732	1 471	263	-	-	8 688	9 515
1999	17 063	-	1 581	1 342	107	-	595	8 019	10 318
<b>1998</b>									
Januar	1 678	9	245	159	32	-	-	756	832
Februar	1 587	8	226	147	29	-	-	656	749
Mars	1 624	9	267	159	31	-	-	742	651
April	1 515	9	231	157	27	-	-	794	814
Mai	1 499	9	243	161	37	-	-	272	668
Juni	981	8	244	151	26	-	-	843	790
Juli	1 569	8	232	135	35	-	-	843	816
August	985	1	211	29	3	-	-	800	858
September	1 495	-	204	126	9	-	-	798	809
Oktober	1 574	-	197	95	12	-	-	769	857
November	1 573	-	214	52	10	-	-	672	824
Desember	1 560	-	217	100	11	-	-	743	848
<b>1999</b>									
Januar	1 540	-	196	138	10	-	-	706	861
Februar	1 354	-	164	117	10	-	-	629	780
Mars	1 500	-	198	135	5	-	-	609	865
April	1 531	-	221	93	5	-	-	718	844
Mai	1 580	-	144	121	5	-	-	581	691
Juni	1 511	-	-	121	5	-	-	729	860
Juli	1 441	-	-	114	14	-	-	784	916
August	1 547	-	-	114	17	-	-	714	934
September	772	-	90	97	5	-	-	569	902
Oktober	1 284	-	113	93	7	-	-	704	922
November	1 490	0	206	99	10	0	276	614	859
Desember	1 513	0	250	100	13	0	319	662	884

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>2</sup> Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

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

År / måned Year/month	Brage	Sleipner <sup>2</sup>	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Heidrun	Troll Vest	Yme
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	923	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	113	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	891	325	-	-	-	-	-	-	-
1994	4 544	2 710	1 382	502	-	-	-	-	-
1995	5 312	3 662	3 589	2 721	2 154	380	934	2 536	-
1996	5 452	4 252	3 862	2 842	2 823	1 651	11 034	11 533	1 057
1997	4 981	5 699	3 686	3 529	3 325	1 148	11 913	11 011	1 744
1998	4 711	5 392	3 474	3 596	2 574	577	10 350	11 277	1 710
1999	3 249	5 897	3 847	3 223	2 874	412	11 147	10 642	1 426
<b>1998</b>									
Januar	498	501	307	311	162	71	1 038	1 060	161
Februar	443	449	267	291	222	55	932	928	122
Mars	432	502	301	324	272	56	991	957	159
April	412	477	275	317	254	57	885	886	157
Mai	414	514	321	310	251	41	906	954	134
Juni	421	488	316	314	248	45	831	949	140
Juli	416	481	316	350	242	45	872	891	176
August	385	150	88	63	43	58	835	1 022	173
September	343	494	339	334	198	39	352	914	115
Oktober	354	331	327	345	228	40	929	935	119
November	304	487	292	325	227	38	895	891	136
Desember	290	517	326	310	228	34	884	889	120
<b>1999</b>									
Januar	288	485	353	301	217	41	881	867	127
Februar	271	459	318	257	195	40	789	790	104
Mars	277	523	346	298	205	40	903	901	103
April	332	484	329	270	188	35	892	906	131
Mai	317	511	322	179	176	42	984	911	131
Juni	189	520	333	205	207	22	966	832	121
Juli	311	497	362	254	296	45	1 053	887	104
August	285	498	342	264	296	34	1 081	919	74
September	254	495	322	291	280	30	923	892	139
Oktober	244	469	119	349	227	28	932	945	133
November	218	475	342	273	289	27	870	879	127
Desember	262	482	360	282	298	28	875	912	133

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>2</sup> Gjelder både Sleipner Øst, Sleipner Vest og Løke. *Includes both Sleipner Øst, Sleipner Vest and L.*



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

År / måned Year/month	Vigdis	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg	Visund	Åsgard	Jotun	Troll C
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	1 120	26	92	224	353	-	-	-	-	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-	-	-	-	-
1999	4 339	-	-	3 465	6 441	1 394	527	3 053	697	472
<b>1998</b>										
Januar	379	-	6	87	238	-	-	-	-	-
Februar	330	-	6	91	29	-	-	-	-	-
Mars	305	-	-	90	299	-	-	-	-	-
April	324	-	-	91	426	-	-	-	-	-
Mai	68	-	-	88	530	-	-	-	-	-
Juni	223	-	-	69	504	-	-	-	-	-
Juli	257	-	-	78	539	-	-	-	-	-
August	409	-	-	83	522	-	-	-	-	-
September	408	-	-	142	525	-	-	-	-	-
Oktober	428	-	-	151	419	-	-	-	-	-
November	419	-	-	245	626	-	-	-	-	-
Desember	437	-	-	184	518	-	-	-	-	-
<b>1999</b>										
Januar	379	-	-	225	489	-	-	-	-	-
Februar	367	-	-	178	501	51	-	-	-	-
Mars	374	-	-	504	216	92	-	-	-	-
April	358	-	-	522	235	172	-	-	-	-
Mai	408	-	-	307	595	169	-	-	-	-
Juni	388	-	-	250	580	122	73	172	-	-
Juli	388	-	-	223	598	105	73	189	-	-
August	347	-	-	122	663	101	73	394	-	-
September	232	-	-	286	642	131	31	547	-	-
Oktober	407	-	-	288	670	148	64	602	-	-
November	327	-	-	278	444	155	91	572	318	184
Desember	362	-	-	283	807	148	121	577	379	288

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.*

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

År / måned Year/month	I alt <sup>1</sup> Total <sup>1</sup>	Ekofisk <sup>4</sup>	Frigg <sup>2, 3</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Murchison <sup>3</sup>	Valhall	Heimdal	Ula
1977	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-
1978	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-
1979	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-
1980	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-
1981	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-
1982	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-
1983	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-
1984	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-
1985	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-
1986	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50
1987	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49
<b>1998</b>								
Januar <i>January</i>	4 694	686	100	339	1	79	186	14
Februar <i>February</i>	4 222	632	94	289	1	70	164	6
Mars <i>March</i>	4 176	805	105	289	1	87	166	10
April <i>April</i>	4 354	718	61	244	1	86	116	7
Mai <i>May</i>	3 571	740	58	237	1	82	111	7
Juni <i>June</i>	3 497	726	60	253	1	90	113	8
Juli <i>July</i>	3 440	725	34	257	1	92	114	7
August <i>August</i>	2 950	170	36	121	1	28	50	2
September <i>September</i>	3 611	279	25	273	1	76	90	5
Oktober <i>October</i>	4 249	315	31	296	1	86	100	5
November <i>November</i>	4 503	354	38	254	1	82	106	5
Desember <i>December</i>	4 880	368	40	231	1	79	110	5
<b>1999</b>								
Januar	4 976	479	21	242	1	89	118	4
Februar	4 431	419	18	222	1	89	95	4
Mars	4 369	431	19	263	1	86	96	4
April	4 217	288	20	220	1	83	101	4
Mai	4 300	392	8	225	1	83	106	5
Juni	3 391	344	11	237	1	83	89	5
Juli	3 662	412	15	234	1	88	77	4
August	3 621	241	18	156	1	84	79	4
September	3 705	400	12	264	1	92	73	4
Oktober	4 404	358	12	235	1	88	73	4
November	5 109	412	79	259	1	80	-	4
Desember	5 396	401	58	227	1	82	-	4

<sup>1</sup> Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* <sup>2</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg.* <sup>3</sup> Norsk andel. *Norwegian share.* <sup>4</sup> Inkluderer Embla. *Includes Embla.*

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

År / måned Year/month	Gullfaks <sup>1</sup>	Tommeliten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage
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	44
1994	2 514	1 130	288	514	559	132	-	722	279
1995	2 249	999	286	521	586	114	-	841	272
1996	1 994	785	304	478	677	116	-	691	359
1997	1 780	571	383	201	585	88	-	876	250
1998	1 764	381	315	341	537	55	-	1 087	314
1999	1 294	-	275	150	517	17	-	454	176
<b>1998</b>									
Januar	184	58	26	25	52	6	-	113	34
Februar	155	50	24	29	51	6	-	104	30
Mars	170	56	25	32	58	7	-	104	45
April	152	54	27	27	56	7	-	123	39
Mai	178	54	28	19	57	8	-	41	31
Juni	59	52	28	34	56	6	-	69	27
Juli	138	52	29	32	57	7	-	133	30
August	35	6	27	11	11	1	-	127	6
September	158	-	25	23	50	1	-	134	21
Oktober	189	-	26	25	36	2	-	51	20
November	183	-	24	39	19	2	-	39	14
Desember	162	-	26	45	34	2	-	50	17
<b>1999</b>									
Januar	119	-	26	31	53	2	-	36	20
Februar	131	-	23	13	50	2	-	31	16
Mars	82	-	27	17	56	1	-	37	18
April	126	-	25	18	31	1	-	55	17
Mai	132	-	27	21	49	1	-	31	20
Juni	132	-	12	-	49	1	-	44	15
Juli	58	-	6	-	28	3	-	44	21
August	119	-	23	-	28	3	-	37	18
September	42	-	23	-	39	-	-	30	11
Oktober	109	-	28	4	40	1	-	38	7
November	107	-	26	22	46	1	-	33	5
Desember	138	-	28	24	48	3	-	38	7

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

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

År / måned Year/month	Sleipner <sup>1</sup>	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrún	Yme	Draugen	Vigdis
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	4 011	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	5 063	363	65	105	159	18	-	5	-	-	-
1996	7 673	382	225	337	345	192	5 434	105	36	457	-
1997	8 096	399	293	187	289	434	13 928	127	85	547	67
1998	8 464	385	258	174	164	490	19 593	122	83	550	331
1999	11 139	348	306	173	285	881	24 769	125	63	639	361
<b>1998</b>											
Januar	805	38	24	16	20	35	1 753	11	9	48	31
Februar	695	33	21	14	17	27	1 622	10	6	44	27
Mars	714	38	23	16	16	32	1 293	11	8	38	28
April	800	12	22	15	16	20	1 661	10	8	47	27
Mai	726	40	23	15	13	56	983	11	6	38	6
Juni	684	40	22	15	11	45	1 014	11	7	47	18
Juli	826	36	23	16	11	17	716	11	9	47	21
August	208	11	7	5	21	43	1 922	11	8	48	34
September	776	41	23	15	7	51	1 449	4	6	45	34
Oktober	543	33	23	15	11	40	2 297	11	6	50	35
November	725	30	23	15	10	60	2 381	11	6	49	35
Desember	961	33	24	16	10	63	2 502	11	6	50	36
<b>1999</b>											
Januar	875	35	24	16	21	57	2 608	11	6	51	31
Februar	729	34	20	14	21	19	2 389	10	5	46	30
Mars	834	35	24	16	27	35	2 199	11	4	51	31
April	1 118	32	23	15	23	74	1 849	11	5	49	29
Mai	965	32	18	12	33	79	1 970	11	4	40	34
Juni	739	33	20	13	19	54	1 394	10	5	51	32
Juli	826	34	25	17	24	105	1 538	11	4	56	32
August	784	32	24	17	23	104	1 721	11	3	58	32
September	804	9	23	15	26	72	1 668	10	8	60	19
Oktober	940	9	37	13	28	94	2 174	10	6	62	34
November	1 226	30	33	12	15	88	2 530	10	5	57	27
Desember	1 299	33	35	13	26	101	2 729	10	6	59	30

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

**25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-1999**  
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-1999

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
	1 000 tonn		1 000 tons			Millioner kroner		Million NOK		
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	130 897	35 089	33 095	30 388	32 324	90 799	27 409	23 107	20 657	19 626
1999	128 180	30 952	31 586	31 565	34 076	132 360	19 749	27 408	37 240	47 964

**26. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup>. Kvartal. 1981 - 1999**  
Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. Quarterly. 1981-1999

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
	Millioner Sm <sup>3</sup>		Million Sm <sup>3</sup>			Millioner kroner		Million NOK		
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	45 479	13 209	11 401	8 808	12 061	27 504	8 034	6 840	5 331	7 299
1999	47 241	12 770	11 123	10 011	13 335	29 036	8 167	6 736	6 063	8 070

<sup>1</sup> Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdning i retning utlandet. The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.

**27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-1999**  
*Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-1999.*

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass <sup>1</sup> Natural Gas <sup>1</sup>			
		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
		Krt/tonn NOK/ton					Kroner/Sm <sup>3</sup> NOK/Sm <sup>3</sup>			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	989	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	694	781	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 033	638	868	1 180	1 408	0,61	0,64	0,61	0,61	0,61

<sup>1</sup> Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørledning i retning utlandet. *The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.*

**28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 1998 - 4. kvartal 1999**  
*Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 1998 - Q4 1999*

Land Country	1998							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner *kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>35 089</b>	<b>27 409</b>	<b>33 095</b>	<b>23 107</b>	<b>30 388</b>	<b>20 657</b>	<b>32 324</b>	<b>19 626</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	841	659	287	201	714	503	668	412
Canada <i>Canada</i> .....	3 741	2 793	2 775	1 912	3 368	2 250	3904	2303
Tyskland <i>Germany</i> .....	1 184	960	1 811	1 284	1 266	907	1352	871
Danmark <i>Denmark</i> .....	756	588	1 002	709	838	587	750	454
Spania <i>Spain</i> .....	-	-	-	-	94	62	-	-
Finland <i>Finland</i> .....	884	707	1 054	732	520	354	974	598
Frankrike <i>France</i> .....	3 701	2 930	2 586	1 860	2 803	2 005	2539	1596
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> .....	10 610	8 084	11 630	8 060	8 777	5 605	8499	4978
Irland <i>Ireland</i> .....	735	585	1 037	724	748	532	748	474
Italia <i>Italy</i> .....	641	476	281	175	584	384	1054	598
Japan <i>Japan</i> .....	280	208	265	168	401	289	269	160
Kina <i>China</i> .....	-	-	269	193	-	-	410	247
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	7 089	5 741	5 100	3 631	5 384	3 797	5157	3213
Polen <i>Poland</i> .....	-	-	-	-	-	-	270	186
Portugal <i>Portugal</i> .....	84	58	88	64	164	106	540	317
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 708	2 187	2 118	1 532	2 278	1 617	2417	1512
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	-	-	-	-	120	83
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	-	-	-	-	395	276	401	241
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	239	208	240	173	253	188	146	101
USA <i>USA</i> .....	1 596	1 223	2 554	1 690	1 801	1 194	2108	1284
	1999							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>30 952</b>	<b>19 749</b>	<b>31 586</b>	<b>27 408</b>	<b>31 565</b>	<b>37 240</b>	<b>34 076</b>	<b>47 964</b>
Aruba <i>Aruba</i> .....	-	-	-	-	-	-	257	322
Belgia <i>Belgium</i> .....	536	347	110	100	432	508	281	380
Canada <i>Canada</i> .....	3 339	1 970	3 138	2 586	3 508	4 037	4 814	6 501
Tyskland <i>Germany</i> .....	1 911	1 259	947	855	1 249	1 509	1 349	1 998
Danmark <i>Denmark</i> .....	921	602	763	678	694	838	695	981
Spania <i>Spain</i> .....	-	-	-	-	84	111	-	-
Finland <i>Finland</i> .....	535	323	457	400	512	621	930	1 298
Frankrike <i>France</i> .....	2 530	1 691	2 719	2 436	2 400	2 909	2 496	3 551
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> .....	9 013	5 580	9 439	8 032	9 118	10 481	9 763	13 535
Irland <i>Ireland</i> .....	739	499	583	521	567	687	580	886
Italia <i>Italy</i> .....	834	474	592	482	495	502	398	567
Japan <i>Japan</i> .....	545	376	255	232	-	-	151	219
Kina <i>China</i> .....	-	-	408	358	658	786	1 201	1 816
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	5 199	3 487	4 965	4 413	5 063	6 157	6 294	9 100
Polen <i>Poland</i> .....	-	-	112	101	113	135	118	154
Portugal <i>Portugal</i> .....	174	110	169	145	344	382	260	356
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 687	1 766	2 222	1 985	1 782	2 185	2 166	3 156
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	-	-	431	386	402	477	-	-
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	-	-	-	-	279	360
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	251	186	252	237	-	-	-	-
USA.....	1 735	1 084	4 024	3 463	4 140	4 909	2 044	2 785

**29. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup> fordelt på land. 1. kvartal 1998-4. kvartal 1999**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup> . By destination. Q1 1998-Q4 1999*

Land Country	1998							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK
<b>Ialt Total</b> .....	<b>13 209</b>	<b>8 034</b>	<b>11 401</b>	<b>6 840</b>	<b>8 808</b>	<b>5 331</b>	<b>12 061</b>	<b>7 299</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 247	839	1 275	860	1 074	652	1 498	909
Tyskland <i>Germany</i> .....	5 499	3 347	4 770	2 826	3 857	2 338	4 971	3 014
Spania <i>Spain</i> .....	612	413	616	415	627	380	633	385
Frankrike <i>France</i> .....	3 020	2 035	2 253	1 519	1 994	1 210	3 093	1 875
Storbritannia og Nord- Irland <i>United Kingdom</i> ..	1 166	279	976	204	135	73	205	111
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	1 498	1 010	1 344	906	965	585	1 392	844
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> ..	166	113	167	112	156	95	268	163

	1999							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK
<b>Ialt Total</b> .....	<b>12 770</b>	<b>8 167</b>	<b>11 123</b>	<b>6 736</b>	<b>10 011</b>	<b>6 063</b>	<b>13 335</b>	<b>8 070</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	806	508	570	346	696	422	933	566
Tyskland <i>Germany</i> .....	5 066	3 220	5 462	3 311	4 725	2 865	7 110	4 311
Spania <i>Spain</i> .....	678	431	815	494	689	417	702	426
Frankrike <i>France</i> .....	4 308	2 755	3 359	2 037	3 115	1 888	3 662	2 221
Storbritannia og Nord- Irland <i>United Kingdom</i> ..	173	127	120	65	99	53	228	123
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	1 316	854	254	154	345	209	351	213
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> ..	424	272	543	330	345	209	351	213

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



**30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler<sup>1</sup>. Reviderte tall. 1997-1998**  
*Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals<sup>1</sup>. Revised figures. 1997-1998*

	1997		1998	
	Mengde 1000 tonn Quantity 1000 tons	Verdi millioner kroner Value million NOK	Mengde 1000 tonn Quantity 1000 tons	Verdi millioner kroner Value million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>141 551</b>	<b>142 647</b>	<b>108 130</b>	<b>75 962</b>
1. kv. Q1 .....	34 461	36 236	28 492	22 526
2. kv. Q2 .....	35 966	34 106	26 294	18 418
3. kv. Q3 .....	35 107	36 436	25 871	18 088
4. kv. Q4 .....	36 017	35 870	27 473	16 931
<b>I alt etter land Total, by country</b> . .	<b>141 555</b>	<b>142 647</b>	<b>108 130</b>	<b>75 962</b>
Danmark <i>Denmark</i> .....	2 728	2 791	3 345	2 339
Finland <i>Finland</i> .....	2 084	2 073	3 432	2 392
Sverige <i>Sweden</i> .....	8 465	8 600	9 521	6 847
Belgia <i>Belgium</i> .....	2 466	2 490	2 510	1 776
Frankrike <i>France</i> .....	18 107	18 437	11 630	8 392
Irland <i>Ireland</i> .....	2 957	3 010	3 268	2 315
Italia <i>Italy</i> .....	4 099	4 012	2 559	1 632
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	28 279	28 918	22 730	16 383
Polen <i>Poland</i> .....	291	306	270	186
Portugal <i>Portugal</i> .....	244	233	876	546
Spania <i>Spain</i> .....	726	738	94	62
Storbritannia <i>Great Britain</i> .....	30 730	31 253	16 576	11 760
Tyskland <i>Germany</i> .....	9 826	10 135	5 786	4 151
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	2 208	2 270	879	670
Japan <i>Japan</i> .....	555	577	1 213	824
Kina <i>China</i> .....	796	754	678	440
Sør Korea <i>South Korea</i> .....	-	-	796	518
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	120	83
Canada <i>Canada</i> .....	16 087	15 501	13 788	9 258
USA <i>USA</i> .....	10 906	10 549	8 057	5 390

<sup>1</sup> Råolje er den største enkeltvaren i utenrikshandelen. I følge definisjoner for statistikkføringen oppfattes all olje i rør til Storbritannia som eksport til dette landet. Imidlertid selger norske eiere den stabiliserte råoljen fra terminalene i Storbritannia til tredjeland. Dette framgår ikke av utenrikshandelsstatistikken. Denne tabellen gir derfor statistikkbrukerne et bedre bilde av det faktiske råoljesalget til utlandet enn utenrikshandelsstatistikken. *Crude oil is the most important good in the external trade. According to statistical definitions all unstabilized crude oil transported to Great Britain by pipeline is considered exported to the country. Norwegians exporters are, however, selling the stabilized crude oil from the Teesside and Sullom Voe terminals in Great Britain to third countries. This is not shown in the external trade statistics. This table therefore provides statistics users with a better picture of the actual stabilized crude oil exports.*

**31. Skipninger<sup>1</sup> av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)<sup>2</sup>, etter mottakerland<sup>3</sup>. 4. kvartal 1997 - 4. kvartal 1999. 1 000 tonn**  
**Shipments<sup>1</sup> of Norwegian produced NGL<sup>2</sup>, by receiving country<sup>3</sup>. Q 4 1997 - Q 4 1999. 1 000 tonnes**

	1997		1998				1999			
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	
<b>Skipninger i alt Total shipments</b>	<b>679</b>	<b>588</b>	<b>988</b>	<b>775</b>	<b>773</b>	<b>913</b>	<b>876</b>	<b>846</b>	<b>897</b>	
Norge <i>Norway</i> .....	-	-	274	164	195	179	176	199	175	
Belgia <i>Belgium</i> .....	120	67	99	73	72	83	90	112	124	
Brasil <i>Brazil</i> .....	-	-	-	30	-	-	-	8	-	
Cuba <i>Cuba</i> .....	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
Danmark <i>Denmark</i> .....	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
Dominikanske republikk <i>Dominican Republic</i> .....	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
Ecuador <i>Ecuador</i> .....	-	-	-	-	-	22	-	-	-	
Finland <i>Finland</i> .....	-	-	10	26	9	-	25	29	20	
Frankrike <i>France</i> .....	104	82	61	49	95	177	80	21	47	
India <i>India</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	1	-	
Irland <i>Ireland</i> .....	-	-	-	-	3	1	-	-	-	
Island <i>Iceland</i> .....	-	-	0	0	-	-	-	1	-	
Italia <i>Italy</i> .....	22	-	2	-	-	21	2	24	21	
Japan <i>Japan</i> .....	-	-	-	43	-	-	-	-	-	
Libanon <i>Lebanon</i> .....	-	-	-	-	-	1	-	-	-	
Marokko <i>Marocco</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	1	
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	62	118	123	68	92	41	64	54	58	
Nigeria <i>Nigeria</i> .....	-	-	-	-	3	-	-	-	-	
Polen <i>Poland</i> .....	-	-	-	-	5	-	-	-	24	
Portugal <i>Portugal</i> .....	-	-	24	10	9	17	5	1	20	
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	1	-	-	-	-	-	-	
Spania <i>Spain</i> .....	56	29	12	21	47	25	20	14	47	
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> .....	91	70	99	34	29	62	63	80	96	
Sverige <i>Sweden</i> .....	34	63	91	105	67	67	180	124	49	
Tunisia <i>Tunisia</i> .....	-	-	-	-	-	9	-	-	-	
Tyrkia <i>Turkey</i> .....	-	-	25	74	62	58	33	120	119	
Tyskland <i>Germany</i> .....	46	16	19	13	31	34	29	37	52	
USA <i>USA</i> .....	56	62	128	62	53	91	106	0	45	
Andre <i>Others</i> .....	87	82	22	3	-	23	-	-	-	

<sup>1</sup> Kildematerialet er bearbejdet i SSB. *The source material is revised in Statistics Norway.* <sup>2</sup> Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. *Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof.* <sup>3</sup> Sist kjente land. Ikke nødvendigvis endelig forbruksland. *Last known receiving country. Not necessarily country of consumption.*

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

**32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1990-2000. US dollar/fat***Brent Blend price. Weekly. 1990-2000. USD/barrel*

Uke Week	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1	22,25	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06
2	21,65	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01
3	20,85	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20
4	20,60	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20
5	20,65	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35
6	20,40	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35
7	19,85	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,85	13,55	10,12	28,23
8	19,45	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	20,65	13,20	10,52	
9	19,15	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,80	13,15	10,51	
10	19,00	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,40	12,60	11,39	
11	18,35	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,10	11,95	12,58	
12	17,80	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	19,35	14,65	13,70	
13	18,05	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	18,75	13,70	14,73	
14	17,95	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,75	13,05	14,27	
15	15,85	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,20	13,40	14,65	
16	15,65	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,25	13,55	15,88	
17	16,75	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	17,80	14,05	15,89	
18	16,30	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	
19	16,30	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	18,05	14,40	15,32	
20	17,20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	19,35	14,50	14,36	
21	16,15	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	20,00	14,70	14,83	
22	15,60	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	19,35	13,60	14,22	
23	15,00	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	18,30	12,10	16,10	
24	15,00	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	16,90	10,95	16,02	
25	15,45	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,30	12,15	15,85	
26	13,54	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	17,80	11,85	16,34	
27	15,45	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,40	11,55	18,47	
28	15,55	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	
29	17,70	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,20	12,20	19,07	
30	18,80	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	18,60	12,65	19,63	
31	19,37	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,00	11,95	19,33	
32	26,65	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	19,10	11,60	20,30	
33	27,05	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,50	12,10	20,49	
34	31,15	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,55	12,25	20,17	
35	27,35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,00	12,40	20,97	
36	31,30	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,15	12,50	21,61	
37	31,65	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,05	13,10	22,95	
38	35,90	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,20	14,50	22,49	
39	40,70	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	18,85	14,55	23,03	
40	37,60	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,30	13,50	22,97	
41	40,30	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	20,75	12,30	21,92	
42	36,70	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,60	11,65	21,17	
43	30,25	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,55	12,30	22,03	
44	35,05	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,25	11,70	21,96	
45	34,45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,05	11,15	24,70	
46	32,70	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,50	10,45	25,04	
47	30,05	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	19,45	10,60	25,97	
48	34,15	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,90	9,90	24,98	
49	29,65	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	18,00	9,45	26,41	
50	28,00	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,20	10,00	25,33	
51	27,90	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	23,55	17,00	9,50	25,84	
52	27,50	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,95	17,00	10,60	25,32	
Gjennomsnitt for året Yearly average. . . . .	23,61	20,19	19,31	17,07	15,76	16,98	20,6	19,2	12,71	17,88	

Kilde: Source: Petroleum Intelligence Weekly.

**33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 1999. US dollar/fat**  
*Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 1999. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices							Spotpris Spot price		
	Ekofisk <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gullfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks C <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draugen <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	Brent Blend
<b>1990</b>										
1. kv. Q1	20,30	20,35	20,17	.	20,35	.	.	.	.	19,85
2. kv. Q2	16,64	16,52	16,25	.	16,44	.	.	.	.	15,90
3. kv. Q3	26,60	23,47	23,27	.	23,42	.	.	.	.	26,05
4. kv. Q4	34,37	34,30	34,08	.	34,27	.	.	.	.	32,64
<b>1991</b>										
1. kv. Q1	22,27	22,42	22,05	.	22,30	.	.	.	.	21,13
2. kv. Q2	19,25	19,15	18,45	.	18,75	.	.	.	.	18,84
3. kv. Q3	19,97	19,93	19,35	.	19,60	.	.	.	.	20,12
4. kv. Q4	21,30	21,30	20,97	.	21,18	.	.	.	.	20,68
<b>1992</b>										
1. kv. Q1	18,27	18,28	17,85	.	18,10	.	.	.	.	17,93
2. kv. Q2	19,93	19,76	19,45	.	19,33	.	.	.	.	19,92
3. kv. Q3	20,37	20,33	20,12	.	20,27	.	.	.	.	20,13
4. kv. Q4	19,65	19,65	19,48	.	19,64	.	.	.	.	19,28
<b>1993</b>										
1. kv. Q1	18,37	18,32	18,07	.	18,28	.	.	.	.	18,16
2. kv. Q2	18,51	18,53	18,26	.	18,38	.	.	.	.	18,33
3. kv. Q3	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	.	.	.	.	16,53
4. kv. Q4	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	.	.	.	.	15,33
<b>1994</b>										
1. kv. Q1	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	.	.	.	.	13,90
2. kv. Q2	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	.	.	.	.	15,79
3. kv. Q3	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	.	.	.	.	16,81
4. kv. Q4	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	.	.	.	.	16,54
<b>1995</b>										
1. kv. Q1	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	.	16,82	.	16,73
2. kv. Q2	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	.	18,08
3. kv. Q3	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	.	16,17
4. kv. Q4	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	.	16,94
<b>1996</b>										
1. kv. Q1	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	18,56
2. kv. Q2	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	19,48
3. kv. Q3	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	20,82
4. kv. Q4	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	23,57
<b>1997</b>										
1. kv. Q1	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	21,15
2. kv. Q2	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	18,13
3. kv. Q3	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	18,59
4. kv. Q4	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	18,56
<b>1998</b>										
1. kv. Q1	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	14,02
2. kv. Q2	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	13,26
3. kv. Q3	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	12,60
4. kv. Q4	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,94
<b>1999</b>										
1. kv. Q1	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	11,31
2. kv. Q2	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	15,58
3. kv. Q3	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	20,78

<sup>1</sup> FOB Teeside. <sup>2</sup> Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. <sup>3</sup> FOB lastebøye. <sup>4</sup> FOB Sture. <sup>5</sup> FOB Mongstad.

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

**34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 1999. US dollar/fat**  
*Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 1999. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices									Spotpris Spot price
	Ekofisk <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gulfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks C <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draugen <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	Brent Blend
<b>1995</b>										
Januar January	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	.	16,42
Februar February	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	.	17,01
Mars March	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	.	16,76
April April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	.	16,58
Mai May	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	.	18,24
Juni June	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	.	17,30
Juli July	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	.	15,85
August August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	.	16,02
September September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	16,55
Oktober October	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	16,05
November November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	16,74
Desember December	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	17,82
<b>1996</b>										
Januar	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64
<b>1997</b>										
Januar	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	23,58
Februar	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	20,53
Mars	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	18,74
April	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	17,67
Mai	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	19,25
Juni	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	17,59
Juli	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	18,50
August	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	18,46
September	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	18,85
Oktober	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	19,64
November	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	r18,96
Desember	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	r16,86
<b>1998</b>										
Januar	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	15,04
Februar	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	13,54
Mars	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	13,23
April	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	13,62
Mai	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	14,30
Juni	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	11,76
Juli	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	12,09
August	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	12,06
September	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	13,66
Oktober	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	15,36
November	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	10,56
Desember	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	9,89
<b>1999</b>										
Januar	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	11,09
Februar	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	10,26
Mars	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	12,58
April	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	15,50
Mai	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	14,68
Juni	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	16,56
Juli	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	19,23
August	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	20,48
September	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	22,61

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

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

**35. Fraktindekser<sup>1</sup> for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 1999**  
*Shipping freight indices<sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 1999*

År og måned <i>Year and month</i>	150000 dwt. og over for råolje <i>Very large/ ultra large crude carriers</i>	70 000- 149 999 dwt. for råolje <i>Medium sized crude carriers</i>	35 000- 69 999 dwt. for råolje <i>Small crude/ product carriers</i>	Opptil 34 999 dwt. for råolje <i>Handy size/ dirty</i>	Opptil alle størrelser for raffinert <i>Handy size/ clean</i>
1976	29	..	..	..	..
1977	25	..	..	..	..
1978	29	..	..	..	..
1979	47	..	..	..	..
1980	37	..	..	..	..
1981	28	..	..	..	..
1982	26	..	..	..	..
1983	29	..	..	..	..
1984	35	..	..	..	..
1985	32	..	..	..	..
1986	33	..	..	..	..
1987	42	..	..	..	..
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
<b>1998</b>					
Januar <i>January</i>	55	110	150	141	175
Februar <i>February</i>	55	105	142	155	172
Mars <i>March</i>	69	98	133	147	176
April <i>April</i>	72	106	146	161	162
Mai <i>May</i>	70	92	122	157	155
Juni <i>June</i>	75	98	120	171	152
Juli <i>July</i>	74	105	136	167	161
August <i>August</i>	75	100	129	168	160
September <i>September</i>	60	89	120	165	152
Oktober <i>October</i>	47	79	107	158	151
November <i>November</i>	54	82	117	147	161
Desember <i>December</i>	49	88	120	133	182
<b>1999</b>					
Januar	54	91	117	150	199
Februar	59	96	138	161	166
Mars	62	92	114	164	159
April	49	94	137	168	144
Mai	38	89	128	177	158
Juni	41	86	121	210	157
Juli	49	76	124	196	165
August	42	74	113	160	159
September	41	73	108	162	148
Oktober	47	71	110	154	151
November	50	83	111	142	150
Desember	45	91	106	147	144

<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. *The index is based on all contracts reported on a 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.

**36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1996-2000**  
*World oil supply and demand. Million barrels per day. 1996-2000*

	1996	1997	1998	1999	2000*	1999				2000*			
						1. kv. Q 1	2. kv. Q 2*	3. kv. Q 3	4.kv. Q 4	1. kv.* Q 1	2. kv.* Q 2*	3. kv.* Q 3*	4.kv.* Q 4*
<b>Samlet etterspørsel<sup>1</sup> Total demand<sup>1</sup></b>	<b>r71,6</b>	<b>r73,4</b>	<b>r74,0</b>	<b>r75,2</b>	<b>r77,0</b>	<b>r76,3</b>	<b>r73,2</b>	<b>r74,5</b>	<b>76,9</b>	<b>r77,2</b>	<b>r75,4</b>	<b>r76,6</b>	<b>r78,8</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>45,9</b>	<b>46,7</b>	<b>46,9</b>	<b>47,6</b>	<b>48,5</b>	<b>48,8</b>	<b>r45,7</b>	<b>r46,9</b>	<b>49,0</b>	<b>r48,8</b>	<b>r46,8</b>	<b>r48,2</b>	<b>50,0</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	22,2	22,7	23,2	r23,8	r24,2	23,6	r23,4	r24,0	r24,1	r23,7	r23,8	r24,5	r24,7
Europa <i>Europe</i>	14,9	15,0	15,3	r15,2	r15,4	15,8	14,4	r14,7	r15,7	r15,6	r14,8	r15,2	r15,9
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,8	9,0	8,4	r8,7	r8,9	9,4	7,9	8,2	r9,2	r9,5	r8,2	r8,6	r9,3
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>r25,7</b>	<b>r26,8</b>	<b>r27,1</b>	<b>r27,6</b>	<b>28,6</b>	<b>r27,5</b>	<b>r27,5</b>	<b>r27,6</b>	<b>r28,0</b>	<b>r28,4</b>	<b>28,6</b>	<b>r28,4</b>	<b>r28,9</b>
Tidligere Sovjet <sup>2</sup> <i>Former USSR</i>	4,3	4,3	4,1	r4,0	4,0	4,2	3,6	4,0	r4,1	r4,2	r3,8	4,0	r4,1
Europa <i>Europe</i>	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9
Kina <sup>3</sup> <i>China</i>	3,7	4,1	4,2	r4,4	r4,6	4,3	4,6	r4,4	r4,3	4,6	r4,7	r4,5	4,4
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,4	6,7	6,8	7,1	r7,5	7,1	r7,2	7,0	7,2	7,4	r7,5	r7,4	r7,6
Latin Amerika <i>Latin America</i>	r4,3	r4,4	r4,6	r4,6	r4,8	r4,5	r4,7	r4,7	r4,7	r4,6	r4,8	r4,9	r4,8
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,0	4,2	4,3	4,3	r4,4	4,2	4,3	r4,2	r4,4	4,3	4,4	r4,4	4,5
Afrika <i>Africa</i>	2,2	2,3	2,4	2,4	r2,5	2,4	2,4	r2,4	2,5	2,4	2,4	r2,5	r2,6
<b>Samlet tilbud<sup>4</sup> Total supply<sup>4</sup></b>	<b>r72,0</b>	<b>74,4</b>	<b>r75,5</b>	<b>74,0</b>	...	<b>75,2</b>	<b>r73,1</b>	<b>r73,5</b>	<b>74,2</b>	...	...	...	...
<b>Sum ikke-OPEC Total non-OPEC</b>	<b>r43,6</b>	<b>44,5</b>	<b>44,7</b>	<b>r44,5</b>	<b>r45,6</b>	<b>44,6</b>	<b>44,0</b>	<b>44,4</b>	<b>r45,3</b>	<b>r45,6</b>	<b>r45,3</b>	<b>r45,3</b>	<b>r46,1</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>21,7</b>	<b>22,1</b>	<b>21,9</b>	<b>21,3</b>	<b>r22,0</b>	<b>21,5</b>	<b>20,9</b>	<b>21,1</b>	<b>r21,8</b>	<b>21,8</b>	<b>r21,8</b>	<b>r21,7</b>	<b>r22,5</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,3	14,6	14,5	13,9	r14,1	14,1	13,8	13,8	13,9	14,0	13,9	r14,0	r14,3
Europa <i>Europe</i>	6,7	6,7	6,7	r6,8	r7,1	6,8	6,5	r6,7	r7,2	r7,2	r7,0	r6,9	r7,4
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,7	0,7	r0,8	0,8	0,8	0,8
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>r21,9</b>	<b>22,4</b>	<b>r22,7</b>	<b>r23,2</b>	<b>r23,6</b>	<b>23,1</b>	<b>r23,0</b>	<b>r23,2</b>	<b>23,5</b>	<b>r23,5</b>	<b>23,5</b>	<b>r23,6</b>	<b>r23,6</b>
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,1	7,2	7,3	7,5	r7,6	7,4	7,4	7,5	r7,6	r7,6	r7,6	r7,7	r7,7
Europa <i>Europe</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kina <i>China</i>	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	r3,1	3,1
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,1	2,2	2,2	r2,2	2,2	2,3	r2,2	r2,2	r2,2	r2,2	2,2	2,2	2,2
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,3	3,4	r3,6	3,8	r3,8	r3,8	3,8	3,8	3,8	r3,8	r3,8	r3,8	3,9
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,6	2,7	2,7	2,8	r3,0	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	r3,0	r3,0	2,9
Nettotilvekst prosessering <sup>5</sup> <i>Processing Gains</i>	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
<b>OPEC OPEC</b>	<b>28,4</b>	<b>29,9</b>	<b>r30,8</b>	<b>29,4</b>	...	<b>r30,6</b>	<b>r29,1</b>	<b>r29,1</b>	<b>29,0</b>	...	...	...	...
Råolje <i>Crude oil</i>	25,8	27,2	r28,0	26,6	...	r27,8	r26,3	r26,2	26,1	...	...	...	...
NGL <i>NGLs</i>	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9
LAGERENDRING OG ANNET <sup>6</sup> <i>STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS</i>	r0,5	r1,0	r1,5	(-1,2)	...	r(-1,1)	r(-0,1)	r(-1,4)	(-2,7)	...	...	...	...

<sup>1</sup> Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Deliveries from refineries plus international marine bunkers, refinery fuel and crude for direct burning. Includes oil from non-conventional sources and other sources of supply.* <sup>2</sup> Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp av offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. *Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data.* <sup>3</sup> Årlige tall for Kinas etterspørsel er beregnet fra produksjons- og handelstall, mens kvartalsvise tall er beregnet utfra innenlandske oljeleveranser. *Annual Chinese demand is estimated from production and (adjusted) trade; quarterly figures represent estimates of domestic oil deliveries.* <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 raffineringsprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).* <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.

**37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979 - 1998. Milliarder 1999-kroner***Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1998. Billion 1999-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1979	9,6	4,3	4,6	0,1	-	18,6
1980	25,2	12,7	9,3	0,1	-	47,4
1981	31,0	18,1	12,0	0,2	-	61,3
1982	30,3	18,1	11,7	0,2	-	60,3
1983	26,4	16,5	14,3	0,1	-	57,3
1984	32,1	19,4	17,0	0,1	-	68,6
1985	36,1	21,6	19,3	0,4	-	77,4
1986	26,7	15,4	12,7	0,3	-	55,1
1987	10,1	4,6	10,6	0,3	-	25,6
1988	6,8	1,4	7,3	0,2	-	15,7
1989	6,2	1,9	9,3	0,3	-	17,7
1990	15,1	6,1	10,3	0,3	-	31,8
1991	17,7	8,0	10,5	0,7	0,9	37,8
1992	8,7	8,4	9,4	0,7	2,2	29,4
1993	7,2	10,7	8,8	0,6	2,5	29,8
1994	6,9	9,8	7,3	0,2	2,8	27,0
1995	8,4	11,6	6,3	0,6	2,7	29,6
1996	10,4	13,5	6,6	1,2	2,9	34,6
1997	15,7	19,8	6,3	0,6	3,1	45,5
1998	9,2	11,1	3,8	0,5	3,2	28,0

Kilde: Olje- og energidepartementet.

Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy.



# Statistisk behandling av oljevirksomheten

## 1. Nasjonal avgrensning

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

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

### 1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

### 1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

### 1.3. Grensefelt

På norsk og britisk kontinentalsokkel er det 3 grensefelt i produksjon: Frigg, Statfjord og Murchison. De to første opereres av norskregistrerte selskaper, mens Murchison opereres fra britisk side. I norsk statistikk føres investeringer og produksjon for disse feltene i samsvar med norsk eierandel til olje- og gassreservene. Vareinnsats og 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 andelshavere, fordi feltet opereres fra britisk side.

Syssetningen på feltet blir i sin helhet registrert i samsvar med operatørens nasjonalitet (som norsk for Frigg og Statfjord og som britisk for Murchison).

## 2. Næringsklassifisering

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **SN-nr. 714 Rørtransport**

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

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

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

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

plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

## 2.2. Næringsklassifisering av oljevirksomhetene 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 oljevirkosomhet. For alle næringenes vedkommende får SSB opplysninger om virksomheten på land og på kontinentalsokkelen. Virksomheten på land omfatter kontorer, baser og terminaler; på sokkelen omfatter virksomheten felt og rørledninger i drift og boring etter råolje og naturgass på kontraktbasis.

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

#### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

#### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner på kontrakt m.m. og teknisk tjenesteyting knyttet til oljevirkosomheten. Denne koden erstatter SN-nr 5023 "Oljeboring" 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 utvinnings-tillatelser 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. Gruppen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være oppgavegiver for bedriftens virksomhet. Disse bedriftene er næringsklassifisert i "Utvinning av råolje og naturgass".

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

### 3.3. Hjelpeavdeling

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

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

## 4. Kjennemerker

### 4.1. Investering

#### Omfang

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

#### Periodisering

Påløpte investeringskostnader er et aktivitetsmål som gir uttrykk for den løpende ressursbruken på et prosjekt. Dette omfatter bl.a. løpende kostnader på

ikke-ferdigstilte plattformer/moduler (varer under arbeid), også kostnader som påløper i utlandet.

### 4.2. Eksport

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

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

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 border

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

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

### 1.1. Nationality of drilling platforms

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

### 1.2. Pipelines

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

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

### 1.3. Border areas

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

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

## 2. Industrial classification

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **SIC No. 714 Pipeline transport**

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

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

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

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

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

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

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

**11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas**

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

NACE no. 11.10 also includes SIC no. 81021 "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 production wells on contract etc. and

technical consultancy related to oil activity. This code replaces SIC no. 5023 "Oil well drilling" and SIC no. 83249 "Other technical services". Earlier these codes were not linked with SIC no. 22.

**NACE no. 60.30 Transport via Pipelines**

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

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

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

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

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

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

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

**3. Statistical units**

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

**3.1. Enterprise**

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

The term "licensee" is used as the designation for an enterprise that has owner's rights to one or more production licenses on the Norwegian Continental Shelf. Licensees that are operators or engaged in

activities similar to those of an operator, are classified in SIC No. 22 "Crude Petroleum and Natural Gas Production". The other licensees are included in SIC No. 81021 "Operation of financing institutions connected with crude petroleum and natural gas production".

### 3.2. Establishment

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

### 4.2. Exports

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

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

### 4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

#### Value of produced oil and gas

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

#### Contract work

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

#### Calculated production value from ancillary units

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

**Calculated income from border areas**

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

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

**Own-account investment work**

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

**4.4. Cost of goods and services consumed**

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

**4.5. Value added**

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

**4.6. Value added at factor prices**

Value added at market prices less royalty.



**Vedlegg A***Appendix A***Måleenheter**

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

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

**Vanlige enheter:**

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm<sup>3</sup> - standard kubikkmeter

For gass:

Nm<sup>3</sup> - normal kubikkmeter Standard kubikkfot

**For omtrentlige omregninger kan følgende faktorer nyttes:**

Gass:

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

Olje:

For omregning fra fat til Sm<sup>3</sup>, multipliseres med 0,159.

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

For omregning fra millioner tonn olje pr. år til millioner fat olje pr. dag i 1998, divideres det med 48,923505.

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1998:

Ekofisk	0,814
Gullfaks	0,867
Heidrun	0,883
Oseberg	0,839
Statfjord	0,835
Gjennomsnitt norsk sokkel	0,843

cal reasons the petroleum industry also makes use of other units. The oil companies often report volumes of crude oil and natural gas in barrels and cubic feet, respectively. The SI system recommends the use of cubic metre.

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

**Units commonly used:**

Crude oil:

Barrel

Crude oil and natural gas:

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

Natural gas:

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

Standard cubic foot

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

Natural gas:

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

Crude oil:

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

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

For conversion of million tonnes oil per year into million barrels oil per day in 1998, divide by 48.923505.

Specific weights, stabilizes crude, for some oil fields in 1998:

Ekofisk	0.814
Gullfaks	0.867
Heidrun	0.883
Oseberg	0.839
Statfjord	0.835
Average Norwegian Shelf	0.843

**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 practi-

## Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer

Tabell a

<b>Gass</b> <i>Gas</i>	1 Sm <sup>3</sup> <i>scm</i>	35,3 kubikkfot <i>cubic feet</i>
<b>Råolje</b> <i>Crude oil</i>	1 Sm <sup>3</sup> <i>scm</i>	6,29 fat <i>barrels</i>
	1 Sm <sup>3</sup> <i>scm</i>	0,841 tonn oljeekvivalenter (toe) <i>tonne oil equivalents (toe)</i>
	1 metrisk tonn <i>tonne</i>	7,48 fat <i>barrels</i>
	1 fat <i>barrel</i>	159 liter <i>litre</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	48,8 tonn/år <i>tonnes/year</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	58 Sm <sup>3</sup> pr. år <i>scm per year</i>

Tabell b

	MJ	kWh	TKE TCE	Toe	Sm <sup>3</sup> naturgass Scm of natural gas	Fat råolje Barrels of oil
1 MJ (megajoule)	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh (kilowatttime) 1 kWh (kilowatt hour)	3,6	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE (tonn kullekvivalent) 1 TCE (tonne coal equivalent)	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 toe (tonn oljeekvivalent) 1 toe (tonne oil equivalent)	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm <sup>3</sup> naturgass 1 scm natural gas	35,54	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje 1 barrel of crude oil	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1

## Tidligere utgitt på emneområdet

### *Previously issued on the subject*

#### Norges offisielle statistikk (NOS)

C 517 Statistisk årbok 1999

C 518 Energistatistikk 1997

#### Rapporter (RAPP)

98/22 K. Flugsrud og G. Haakonsen: Utslipp til luft fra utenlandske skip i norske farvann 1996 og 1997.

99/9 H.Medin: Valg av måleenhet i verdsetting av miljøgoder. Empiriske eksempler.

99/23 T. Eika og K. Moum: Aktivitetsregulering eller stabil valutakurs: Om pengepolitikkenes rolle i den norske oljeøkonomien.

99/24 T. Bye, J. Larsson og Ø. Døhl: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer: Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting.

00/1 K. Flugsrud, E. Gjerald, G. Haakonsen m.fl.: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants.

#### Statistiske analyser (SA)

29 Naturressurser og miljø 1999

30 Natural Resources and the Environment 1999

#### Discussion Papers (DP)

181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Gains from Cartelisation in the Oil Market.

210 T. Eika og K. A. Magnussen: Did Norway Gain from the 1979-85 Oil Price Shock?

245 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Optimal Oil Exploration under Climate Treaties.

248 M. Sjøberg: Asymmetric Information and International Tradable Quota Treaties; An experimental evaluation.

255 B. Halvorsen og B. M. Larsen: Changes in the Pattern of Household Electricity Demand over time.

258 L. Lindholt: Beyond Kyoto: CO<sub>2</sub> permit prices and the markets for fossil fuels.

261 B. Bye og K. Nyborg: The Welfare Effects of Carbon Policies: Grandfathered Quotas versus Differentiated Taxes.

#### Notater

97/34 P. E. Gjedtjernet: Inntekts- og formuesundersøkelser for selskaper skattlagt med hjemmel i petroleums-skatteloven for årene 1991, 1992 og 1993. Dokumentasjon.

97/37 Kristian Gimmig: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift.

98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: In tertemporal optimering og adferdssimulering.

98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020.

99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandel.

00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energibruk.

#### Documents

96/17 K. H. Alfsen og K. E. Rosendahl: Economic Damage of Air Pollution.

96/25 T. Bye og S. Kverndokk: Nordic Negotiations on CO<sub>2</sub> Emissions Reduction: The Norwegian Negotiation Team's Considerations.

98/14 S. Holtskog: Energy Use and Emissions to Air in China: A comparative Literature Study.

99/4 K. Rypdal og B. Tørnsjø: Construction of Environmental Pressure Information System (EPIS) for the Norwegian Offshore Oil and Gas Production.

#### Sosiale og økonomiske studier

99 K. E. Rosendahl: Social Costs of Air Pollution and Fossil Fuel Use - A Macro economic Approach.

102 T. Bye, M. Hoel og S. Strøm: Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner.

## De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

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

Merverdiavgift på 23 prosent kommer i tillegg til prisene i denne oversikten hvis ikke annet er oppgitt

- |  |  |
|--|--|
| C 541 Quarterly National Accounts 1978-1998: Production, Uses and Employment. 1999. 115s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4712-8   | C 554 Kulturstatistikk 1998 <i>Culture Statistics 1998</i> . 1999. 132s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4735-7  |
| C 542 Nasjonalregnskapsstatistikk 1991-1998: Produksjon, anvendelse og sysselsetting. 1999. 141s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4713-6   | C 555 Fiskeoppdrett 1997 <i>Fish Farming 1997</i> . 1999. 49s. 90 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4738-1   |
| C 543 National Accounts 1991-1998: Production, Uses and Employment. 1999. 141s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4714-4   | C 556 Regnskapsstatistikk 1997: Aksjeselskaper <i>Accounts Statistics 1997: Joint Stock Companies</i> . 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4744-6  |
| C 544 Nasjonalregnskapsstatistikk 1991-1998: Institusjonelt sektorregnskap. 1999. 59s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4715-2  | C 557 Samferdselsstatistikk 1998 <i>Transport and Communication Statistics 1998</i> . 2000. 154s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4748-9   |
| C 545 National Accounts 1991-1998: Institutional Sector Accounts. 1999. 61s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4716-0  | C 558 Reiselivsstatistikk 1998 <i>Statistics on Travel</i> . 2000. 84s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4749-7   |
| C 546 Fiskeoppdrett 1996 <i>Fish Farming 1996</i> . 1999. 50s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4717-9  | C 559 Pleie- og omsorgsstatistikk 1998 <i>Nursing and Care Statistics 1998</i> . 2000. 71s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4750-0   |
| C 547 Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 1999: Statistikk og analyser <i>Oil and Gas Activity 2<sup>nd</sup> quarter 1999: Statistics and Analysis</i> . 1999. 79s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4723-3 | C 579 Sosialhjelp og barnevern 1998 <i>Social Assistance and Child Welfare Statistics 1998</i> . 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4754-3   |
| C 548 Jaktstatistikk 1998 <i>Hunting Statistics 1998</i> . 1999. 63s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4724-1   | C 580 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 1999: Statistikk og analyse <i>Oil and Gas Activity 3<sup>rd</sup> Quarter 1999: Statistics and Analysis</i> . 2000. 116s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4769-1 |
| C 549 Sjølvmeldingsstatistikk 1997 <i>Tax Return Statistics 1997</i> . 1999. 111s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4728-4  | C 581 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 1986-1996 <i>Income and Property Statistics for Households 1986-1996</i> . 2000. 144s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4772-1                       |
| C 550 Veitrafikkulykker 1998 <i>Road Traffic Accidents 1998</i> . 1999. 92s. 105 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4729-2  | C 582 Sjøfart 1998 <i>Maritime Statistics 1998</i> . 2000. 123s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4777-2  |
| C 551 Befolkningsstatistikk 1997 med tall for 1. januar 1998 <i>Population Statistics 1997 with Figures as of 1 January 1998</i> . 2000. 181s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4730-6                      | C 583 Barnehager 1998 <i>Kindergartens 1998</i> . 2000. 58s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4778-0  |
| C 552 Fiskeristatistikk 1995-1996 <i>Fishery Statistics 1995-1996</i> . 1999. 116s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4731-4   | C 584 Skogstatistikk 1997 <i>Forestry Statistics 1997</i> . 2000. 98s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4779-9  |
| C 553 Lakse- og sjøaurefiske 1998 <i>Salmon and Sea Trout Fisheries 1998</i> . 1999. 41s. 90 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4732-2  | C 585 Pasientstatistikk 1995-1997 <i>Patient Statistics 1995-1997</i> . 2000. 85s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4780-1  |