



**Olje- og gassvirksomhet**  
**1. kvartal 2003**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity**  
**1st Quarter 2003**  
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 og Svalbardstatistikk.

## 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 and Svalbard Statistics.

© Statistisk sentralbyrå, februar 2004  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,  
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-6560-6 Trykt versjon  
ISBN 82-537-6561-4 Elektronisk versjon  
ISSN 0802-0477

### Emnegruppe

10.06 Bergvervdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Statistisk sentralbyrå/380

Standardtegn i tabeller	Symbols in tables	Symbol
Tall kan ikke forekomme	Category not applicable	.
Oppgave mangler	Data not available	..
Oppgave mangler foreløpig	Data not yet available	...
Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	:
Null	Nil	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	Less than 0.5 of unit employed	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	Less than 0.05 of unit employed	0,0
Foreløpige tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	
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 7. oktober 2003.

Publikasjonen er utarbeidet av rådgiver Atle Tostensen, førstekonsulent Ståle Mæland, konsulent Guro Henriksen og rådgiver Morten Q. Andersen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo/Kongsvinger, 20. januar 2004.

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 7 October 2003.

The publication is prepared by Mr. Atle Tostensen, Mr Ståle Mæland, Ms Guro Henriksen and Mr Morten Q. Andersen. Responsible for this publication is Head of Division Bjørn Bleskestad, Division for Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,  
Oslo/Kongsvinger, 20 January 2004

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

<b>Figurregister .....</b>	<b>7</b>
<b>Tabellregister.....</b>	<b>7</b>
<b>Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2001</b>	
1. Hovedpunkter .....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen .....	14
4. Markedet .....	16
5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 2001 .....	18
<b>Engelsk tekst .....</b>	<b>20</b>
<b>Tabelldel.....</b>	<b>22</b>
<b>Statistisk behandling av oljevirkomheten .....</b>	<b>80</b>
1. Nasjonal avgrensing .....	80
2. Næringsklassifisering .....	80
3. Statistiske enheter .....	81
4. Kjennemerker.....	81
<b>Formål omfang og datagrunnlag for regnskapsstatistikken .....</b>	<b>83</b>
1. Formål .....	83
2. Omfang og datagrunnlag .....	83
3. Begrep og kjennemerker .....	83
<b>Engelsk tekst .....</b>	<b>86</b>
<b>Vedlegg</b>	
A. Måleenheter.....	89
B. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema.....	91
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse .....	95
<b>Tidligere utgitt på emneområdet .....</b>	<b>99</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk.....</b>	<b>100</b>

# Contents

<b>List of tables</b> .....	<b>9</b>
<b>Oil activity 1st quarter 2003 (in Norwegian only)</b> .....	<b>11</b>
<b>Optimistic investment estimates for 2003</b> .....	<b>20</b>
<b>Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 2001</b> .....	<b>20</b>
<b>Further information</b> .....	<b>21</b>
<b>Tables</b> .....	<b>22</b>
<b>The statistical treatment of the oil activity</b> .....	<b>86</b>
1. National border .....	86
2. Industrial classification .....	86
3. Statistical units .....	87
4. Characteristics .....	87
<b>Appendices</b>	
A. Units of measurement .....	89
B. Income Statement and balance sheet in English. References to the questionnaire .....	91
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse .....	95
<b>Previously issued on the subject</b> .....	<b>99</b>
<b>Recent publications in the series Official Statistics of Norway</b> .....	<b>100</b>

# Figurregister

1. Anslag for 2000, 2001, 2002 og 2003 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr .....	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen.....	12
3. Antatte leteknostnader på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner .....	13
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte letehull. 1.kv. 1993 - 4.kv.2002 .....	13
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 4.kv.2002. Tusen kroner .....	14
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner .....	14
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Mars. 1992-2003. 1000 tonn.....	15
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Mars. 2000 - 2003. 1000 tonn .....	15
9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Mars 2003. 1000 tonn. ....	15
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Mars. 1992 - 2003. 1000 Sm <sup>3</sup> o.e. ....	15
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Mars 2000-2003. 1000 Sm.....	16
12. Prisetutvikling for Brent Blend. 2000 - 2003. Dollar per fat.....	16
13. Lønnsomhetsmål. Utvinning av råolje og naturgass. 1998-2001. Prosent.....	19
14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1989-2001. Mrd. kr.....	19
15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 2001. Mrd. kr.....	19

# Tabellregister

## Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 1. januar 2003 .....	22
2. Felt under utbygging. 1. januar 2003. ....	29
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003 .....	30

## Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1995-2003. Mill.kr	32
---	----

## Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1993-2002. Mill.kr .....	33
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2002. Mill.kr.....	34
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Mill.kr .....	35
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2002 - 4. kvartal 2002. Mill.kr .....	35
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2003 .....	36
10. Antatte og påløpte leteknostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr .....	37
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003 .....	38
12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003 .....	38
13. Boremeter1 på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003. ....	39
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip1. Kvartal. 1987-2003. 1 000 GBP/dag .....	40

## Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1993-2002. Millioner kroner .....	41
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner .....	41
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Millioner kroner .....	42
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2003.....	43
19. Feltutbygging. Vareknostnader påløpt i utlandet. 1985-2001. ....	44
20. Vare- og tjenesteknostnader til feltutbygging. 1998-2002. Mill.kr. ....	44
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1993-2002. Mill.kr .....	46
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Mill.kr .....	47

**Produksjon**

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn. ....	48
24. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm <sup>3</sup> .....	53

**Eksport**

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2003 .....	57
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 2003 .....	57
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2003 .....	58
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 4. kvartal 2001 - 3. kvartal 2003 .....	59
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 4. kvartal 2001-3. kvartal 2003 .....	60
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler. 2001-2002 .....	60
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland 3. 2. kvartal 2001 - 2. kvartal 2003. 1 000 tonn .....	61

**Priser**

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1993-2003. US dollar/fat .....	62
33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2003. US dollar/fat .....	63
34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2003. US dollar/fat .....	64
35. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2003 .....	66

**Internasjonale markedsforhold**

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1999-2004 .....	67
---	----

**Nøkkeltall**

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2002. Milliarder 2003-kroner .....	68
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2002. ....	68

**Regnskapsstatistikk**

39. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-2001 .....	69
40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 2000 og 2001 .....	69
41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1997-2000 .....	70
42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2001. ....	72
43. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2001 .....	74
44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1999-2001 .....	78
45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel 1 etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-2001 .....	79

**Tabeller ikke med i dette heftet**

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2001	2/02	2/03
Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd per 31. desember 2001	2/02	2/03
Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd per 31. desember 2001	2/02	2/03
Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon per 31.12.2001	2/02	2/03
Areal belagt med utvinningstillatelser per 17.september 2002	2/02	2/03
Funn på norsk kontinentalsokkel. 2001	2/02	2/03
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entrepenøransatte på faste innretninger. 1996-2001.	2/02	2/03
Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1990-2001	2/02	2/03
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1996-2001	4/02	4/03
Vareinnsats for felt i drift. 1996-2001. Mill. Kr	4/02	4/03
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1996-2001	4/02	4/03
Hovedtall for rørtransport. 1996-2001. Mill. Kr.	4/02	4/03
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2001	4/02	4/03
Ikke operatørkostnader 1995-2001. Mill. kr.	4/02	4/03
Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2001	4/02	4/03



# List of tables

---

## Survey of fields

1. Fields in production. 1 January 2003 .....	22
2. Fields under development. 1 January 2003 .....	29
3. Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2003 .....	30

---

## Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1995-2003. Million NOK.....	32
---	----

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1993-2002. Million NOK .....	33
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2002. Million NOK .....	34
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 2000 - Q4 2002. Million NOK .....	35
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 2002 - Q4 2002. Million NOK .....	35
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2003 .....	36
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. Million NOK .....	37
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003 .....	38
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003 .....	38
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003. ....	39
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1987-2003. 1 000 GBP/day .....	40

---

## Field development and field on stream

15. Accrued investment costs for field development, by cost category. 1993-2002. Million NOK .....	41
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. Million NOK .....	41
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 2000 - Q4 2002. Million NOK .....	42
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2003 .....	43
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2001. ....	44
20. Commodity and service costs <sup>1</sup> . Field development. 1998-2002. Million NOK. ....	44
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1993-2002. Million NOK .....	46
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 2000 - Q4 2002. Million NOK .....	47

---

## Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes. ....	48
24. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	53
24. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	54

---

## Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2003 .....	57
26. Exports of Norwegian produced natural gas <sup>1</sup> . Quarterly. 1981-2003 .....	57
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2003. ....	58
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q4 2001 - Q3 2003 .....	59
29. Exports of Norwegian produced natural gas <sup>1</sup> . By destination. Q4 2001-Q3 2003 .....	60
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals <sup>1</sup> . 2001-2002 .....	60
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 2 2001 - Q 2 2003. 1 000 tonnes .....	60

---

## Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1993-2003. USD/barrel .....	62
33. Crude oil prices by field. Quarterly. 1991- 2003. USD/barrel .....	63
34. Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2003. USD/barrel .....	64
35. Shipping freight indices <sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 2003 .....	66

**International oil markets**

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1999-2004 .....	67
---	----

**Key Figures**

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2002. Billion 2003-NOK .....	68
38. Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2002. ....	68

**Account statistics**

39. Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-2001 .....	69
40. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 2000 and 2001 .....	69
41. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1997-2000 .....	70
42. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf . 2001. ....	72
43. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 2001 .....	74
44. Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1999-2001 .....	78
45. Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-2001 ...	79

Last publ- ished	Next publ- ishing
------------------------	-------------------------

**Tables not published in this issue**

Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2001	2/02	2/03
Petroleum reserces in fields in production or under development per 31 December 2001	2/02	2/03
Petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf not yet appraised per 31 December 2001	2/02	2/03
Historic production in abandoned fields and fields on stream per 31 December 2001	2/02	2/03
Areas with production lisences as of 17 September 2002	2/02	2/03
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 2001	2/02	2/03
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2001	2/02	2/03
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1990-2001	2/02	2/03
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1996-2001	4/02	4/03
Intermediate consumption for fields on stream. 1996-2001. Million NOK	4/02	4/03
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1996-2001	4/02	4/03
Principal figures for transportation via pipeline. 1996-2001. Million NOK	4/02	4/03
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2001	4/02	4/03
Non-operator costs 1995-2001. Million NOK	4/02	4/03
Syssetsetting I Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2001	4/02	4/03

## 1. Hovedpunkter

Investeringene til olje- og gassvirksomheten for 2003, inkludert rørtransport, anslås nå til 71,1 milliarder kroner. Dette er en oppjustering av anslagene med 10,3 milliarder, eller 16,8 prosent sammenlignet med 4. kvartal 2002. Mye av økningen skyldes at flere investeringsprosjekter i 2002 er utsatt til 2003. Anslaget for 2003 er også 15,4 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag gitt for 2002 i 1. kvartal 2002.

### Endelige investeringer i 2002: Rekordlav leteaktivitet.

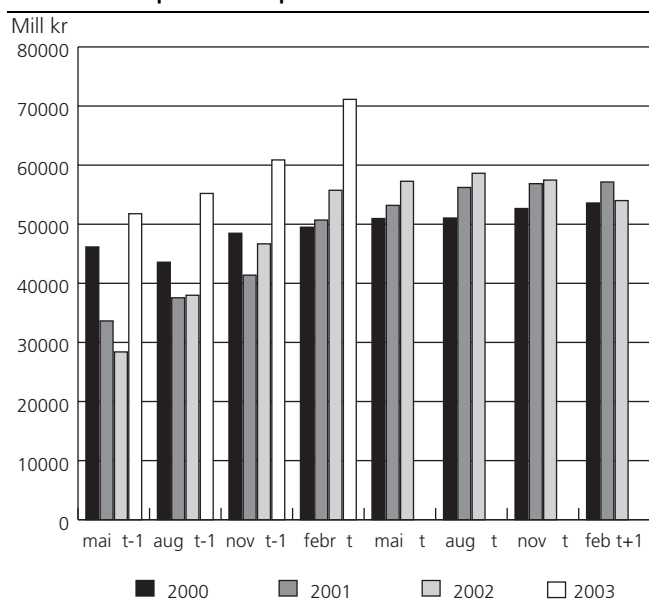
I 2002 ble de samlede investeringene i olje- og gassvirksomheten, inkludert rørtransport, 54,0 milliarder kroner. Dette er 3,1 milliarder kroner, eller 5,5 prosent lavere enn i 2001. De endelige investeringene for 2002 ble noe lavere enn det man har anslått de siste kvartalene. De siste fem årene har imidlertid de endelige investeringstallene gjennomgående vært høyere enn de anslåtte. Endringen i 2002 kan skyldes at man har utsatt en del investeringer på grunn av den noe spesielle situasjonen som preger næringen for tiden. Den lave funnraten har skapt usikkerhet som gjenspeiles i investeringene.

De endelige investeringsutgiftene til letevirksomheten i 2002 ble 4,5 milliarder kroner. Sammenlignet med endelige tall for 2001 er investeringene for 2002 hele 2,3 milliarder kroner lavere. Nedgangen er på nær 35 prosent. Dersom man sammenligner leteinvesteringene i 2002 med tilsvarende investeringer for tidligere år, ser man at kun ett år har hatt lavere leteinvesteringer målt i løpende priser. I 1988 var investeringene 4,2 milliarder kroner. Omregnet til faste priser viser det seg at siden investeringstillingen startet i 1985 har ingen år hatt lavere investeringer i letevirksomhet enn 2002.

Investeringene til feltutbygging i 2002 utgjorde 17,9 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 2,3 milliarder sammenlignet med 2001. Investeringene til felt i drift utgjorde 27,0 milliarder. Dette er en nedgang på 0,2 milliarder sammenlignet med forrige år. De endelige investeringene er hele 2,8 milliarder kroner lavere enn det som ble anslått i forrige kvartal. Bakgrunnen for dette er at på flere felt har man valgt å utsette investeringsprosjekter. Dette gir utslag i at anslagene for investeringer til felt i drift i 2003 øker.

De siste årene har investeringene til feltutbygging falt, mens investeringene til felt i drift har steget. Det finnes flere forklaringer på dette. I tillegg til at man har færre utbyggingsprosjekter, og flere felt som er i drift, kan det også skyldes måten felt blir bygget ut på. I større grad bygges felt ut i tilknytning til eksisterende infrastruktur, og da blir en større del av investeringene ført som felt i drift investeringer, og en mindre del under

Figur 1. Anslag for 2000, 2001, 2002 og 2003 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr



feltutbygging. For å få et best mulig inntrykk av den totale utviklingen for investeringer til felt kan man se på feltutbygging og felt i drift under ett. Samlet ble det i 2002 investert 44,9 milliarder kroner til felt, mot 47,4 milliarder i 2001.

For landvirksomhet og rørtransport ble det investert henholdsvis 3,6 og 1,1 milliarder kroner. For landvirksomheten er dette en kraftig økning sammenlignet med 2001, da investeringene kun løp til 0,8 milliarder kroner. Det er spesielt prosjekter på Kårstø, Mongstad og Melkøya som trekker opp investeringene på land. Rørtransportnæringen nedjusteres derimot fra 2,2 milliarder kroner i 2001 til 1,1 milliarder i 2002.

### Anslag for 2003: Høye anslag til feltinvesteringer

Investeringene til olje- og gassvirksomheten for 2003, inkludert rørtransport, blir nå anslått til 71,1 milliarder kroner. Anslaget er 15,4 milliarder kroner høyere enn tilsvarende anslag gitt for 2002 i 1. kvartal 2002. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til anslaget på 71,1 milliarder kroner, på grunn av de spesielle forholdene som preger næringen for tiden. Den lave funnraten i 2002 har skapt usikkerhet både i oljenæringen og i verksted- og leverandørindustrien. Oljeselskapene har også gitt uttrykk for misnøye med det utlyste letearealet, som de mener ikke gir muligheter for vekst på norsk sokkel. Utviklingen på disse områdene vil få stor betydning for skjebnen til en del av de utsatte investeringsprosjektene.

Investeringene til letevirksomheten i 2003 er nå anslått til 5,1 milliarder kroner. Det er vanskelig å forutsi investeringsutviklingen i letevirksomheten i 2003. Dersom det blir gjort større funn tidlig i 2003 kan det gi økte investeringer utover i året, i håp om flere større

funn. Dersom man fortsetter å bore tørre brønner vil det kunne redusere investeringene til letevirksomheten ytterligere. Nedgangen i leteanslagene, både i 2002 og 2003, kan, dersom utviklingen fortsetter, komme til å påvirke investeringsaktiviteten også innenfor de andre investeringskategoriene.

Investeringene til feltutbygging i 2003 er anslått til 19,1 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, gitt i 1. kvartal 2002, ligger investeringsanslaget 1,8 milliarder kroner høyere. Det er mulig 2003 blir det første året med økning i investeringene til feltutbygging side 1998. I 2003 er det hovedsakelig Kristin, Grane og Fram Vest som vil stå for de største utbyggingsinvesteringene. Utbyggingen av Snøhvitfeltet vil i 2003 hovedsakelig være investeringer på terminalen på Melkøya, og dermed blir disse investeringene ført som landvirksomhet.

For felt i drift anslås investeringen i 2003 til hele 33,6 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, gitt i 1. kvartal 2002, er dette en økning med hele 3,6 milliarder kroner. I 2003 er det spesielt feltene Snorre, Ekofisk og Troll som skiller seg ut. Mye av grunnen til det økte anslaget kommer som følge av at Statoil overtok operatøransvaret for hele Tampe-nområdet 1.1.2003.

Hvis vi ser på felt i drift og feltutbygging samlet, ser vi at anslaget for 2003 er 52,7 milliarder kroner, mot 47,3 milliarder på samme tidspunkt for 2002.

For landanlegg og rørtransport er anslagene hhv. 11,9 og 1,4 milliarder kroner. Det er hovedsakelig utbyggingen på Melkøya som drar opp investeringene til landanleggene.

## 2. Investeringer

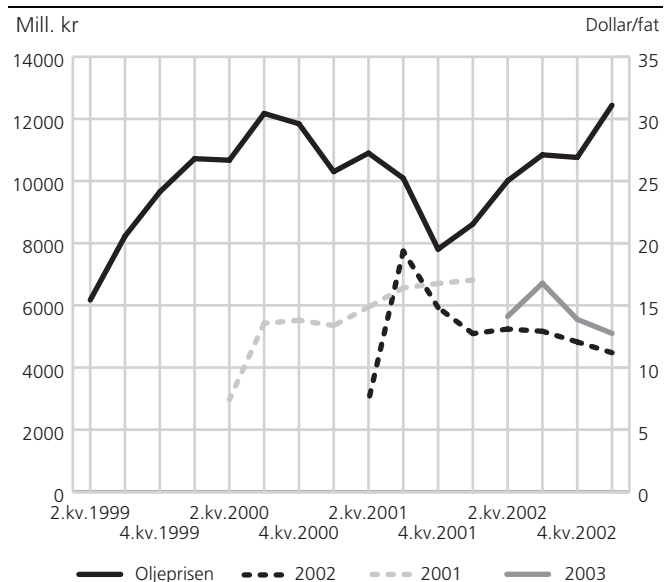
### 2.1 Leting

#### Påløpte investeringer i 2002

Det ble i 2002 investert 4,5 milliarder kroner i letevirksomheten på norsk sokkel. Dette er 0,3 milliarder mindre enn anslaget gitt i 4. kvartal 2002. Sammenlignet med endelige investeringer for 2001 falt investeringene til letevirksomheten med 2,3 milliarder kroner, eller hele 34,3 prosent. Leteinvesteringene har ikke vært lavere i løpende kroner siden 1988.

I 2002 ble totalt 26 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt, fordelt på 20 undersøkelsesbrønner og 6 avgrensingsbrønner. 14 undersøkelses- og 3 avgrensingsbrønner ble boret i Nordsjøen. I Norskehavet ble det boret 6 undersøkelses- og 3 avgrensingsbrønner.

Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen



Teksttabell 1.

Brønn	Område	Operatør	Hydrokarbontype	Olje/ kondensat	
				Millioner Sm <sup>3</sup>	Milliarder Sm <sup>3</sup>
30/9-20S	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje	<1	
33/12-8 S <sup>1</sup>	Nordsjøen	Statoil	olje	1	<1
33/12-8 A	Nordsjøen	Statoil	olje	1	<1
34/10-45 S	Nordsjøen	Statoil	olje/gass	<1	<1
34/10-46A	Nordsjøen	Statoil	gass	<1	<1
34/10-47S	Nordsjøen	Statoil	olje	3	<1
6406/5-1	Norskehavet	Shell	Gass/kondensat	2	1
6608/10-8	Norskehavet	Statoil	olje	4	
Totalt				10-13	<10

<sup>1</sup> To funn i samme brønn.

Letevirksomheten på norsk sokkel var i 2002 preget av store skuffelser. Utvinnbar olje eller gass ble påvist i 9 av undersøkelsesbrønnene som ble boret i 2002. Av disse ble syv funn gjort i Nordsjøen og to i Norskehavet. De påviste oljereservene er under halvparten så store som for 2001. Gassfunnene var også vesentlig mindre enn i 2001.

De fleste funn i 2002 ble gjort i Tampenområdet, nord i Nordsjøen. Statoil gjorde fem funn i dette området. To funn av lett olje og gass ble påvist like vest for Rimfaksforekomsten i Gullfaks Sør-området. Selskapet gjorde tre funn av olje og gass nær Gullfaks.

Ved Oseberg Sør har Norsk Hydro gjort et relativt lite oljefunn.

I Norskehavet ble det gjort to funn. Shell gjorde et funn sør for Kristinfeltet, der det ble påvist gass og kondensat. Det største funnet i 2002 ble gjort nordøst for Norne-feltet utenfor Helgeland-kysten. Her påviste Statoil forekomster av lett olje.

### Anslag for 2003

Leteinvesteringene for 2003 er nå anslått til 5,1 milliarder kroner. Dette er en nedgang i investeringene på 0,5 milliarder sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2002. Anslaget for 2003 er omtrent like stort som tilsvarende anslag for 2002. Anslagene for letelensene som blir gitt i 1. kvartal er endelige budsjett-tall.

## 2.2 Feltutbygging

### Påløpte investeringer i 2002

I løpet av 2002 ble det investert 17,8 milliarder kroner i feltutbygging. Dette er 0,1 milliard lavere enn anslaget gitt i 4. kvartal 2002. Sammenlignet med påløpte investeringer fra 2001 ligger investeringene i 2002 2,3 milliarder kroner, eller 11,3 prosent, lavere. Dette er en relativt fall på linje med nedgangen fra 2000 til 2001.

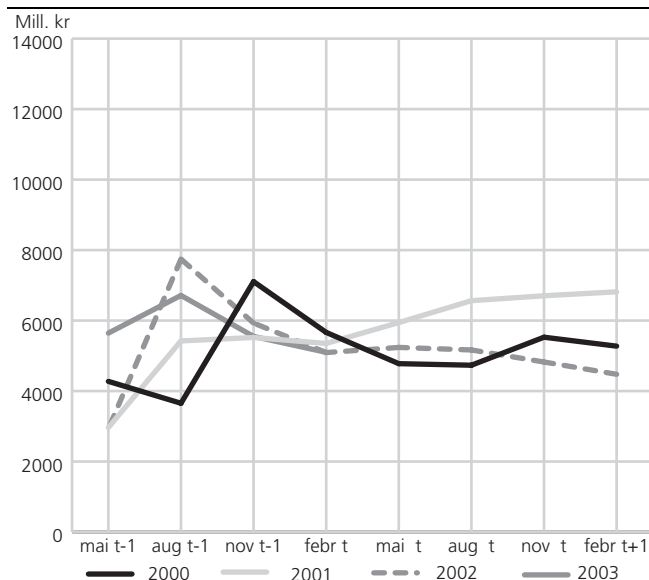
I løpet av 2002 ble Vale-feltet ferdigstilt og satt i produksjon. De feltene det ble investert mest i var Grane, Kvitebjørn, Kristin og Ringhorne. På Grane alene ble det investert 4,7 milliarder kroner.

### Anslag for 2003

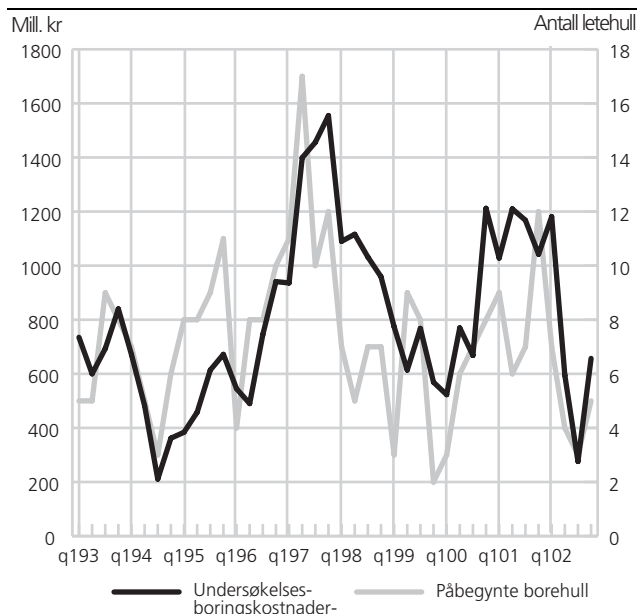
Investeringene til feltutbygging i 2003 er nå anslått til 19,1 milliarder kroner. Dette er 1,3 milliarder kroner mer enn anslaget fra forrige kvartal. Sammenlignet med de endelige tall for 2002 representerer dette en oppgang på 1,3 milliarder kroner. Slår anslaget til vil 2003 bli det første året med økning i investeringene til feltutbygging siden 1998.

Av feltene under utbygging er det Kristin, Grane og Fram Vest som er de største investeringsprosjektene i 2003.

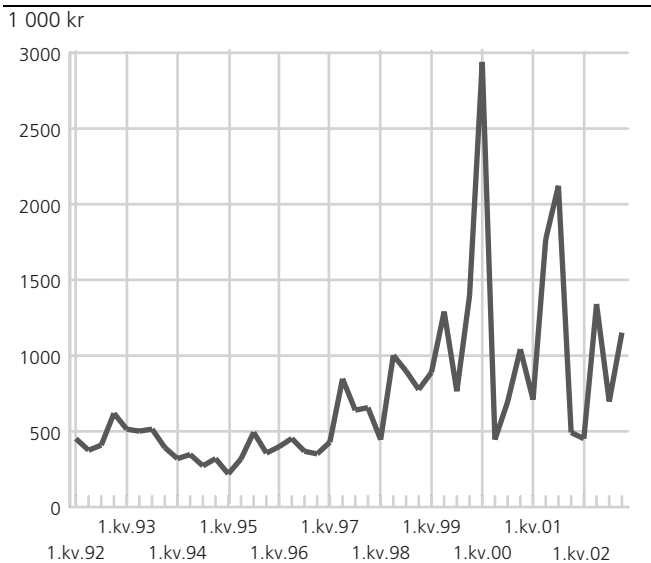
**Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner**



**Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill.kr) og påbegynte letehull. 1.kv. 1993 - 4.kv.2002**



Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 4.kv.2002. Tusen kroner



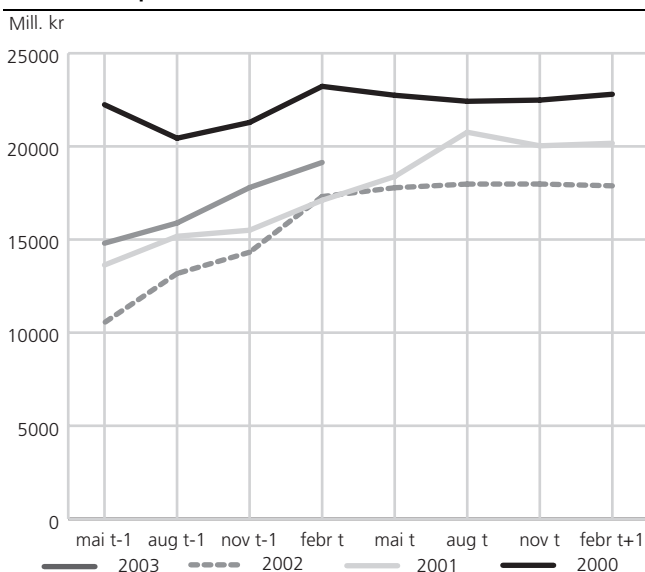
### 2.3 Felt i drift

#### Påløpte investeringer i 2002

Investeringene til felt i drift endte på 27,0 milliarder kroner i 2002. Sammenlignet med de påløpte investeringene i 2001 er dette en nedgang på 0,2 milliarder kroner. De endelige investeringene er hele 2,8 milliarder lavere enn anslag gitt i 4. kvartal 2002.. Bakgrunnen for dette er at man på flere felt har valgt å utsette investeringsprosjekter.

Det er fire felt som skiller seg ut spesielt når det gjelder investeringer i 2002. Troll, Ekofisk, Heidrun og Valhall hadde alle investeringer på over 2,0 milliarder kroner.

Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner



### Anslag for 2003

For 2003 er investeringsanslagene for felt i drift oppjustert til rekordhøye 33,6 milliarder kroner. Sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal er anslaget økt med hele 7,1 milliarder kroner, eller 26,7 prosent. Det økte anslaget kommer i stor grad som følge av at Statoil overtok operatøransvaret for hele Tampenområdet 1. januar 2003.

### 2.4 Landvirksomhet

#### Påløpte investeringer i 2002

Investeringene til landvirksomheten i 2002 ble 3,6 milliarder kroner. Dette er en oppgang på hele 2,8 milliarder sammenlignet med endelige tall for 2001. Sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2002 representerer dette en nedgang på 0,2 milliarder kroner. Det er spesielt prosjekter på Kårstø, Mongstad og Melkøya som dro opp investeringene på land i 2002.

### Anslag for 2003

Investeringene til landvirksomheten i 2003 anslås nå til å bli hele 11,9 milliarder kroner. Dette er en økning i anslagene med 2,7 milliarder kroner fra forrige kvartal.

Det er hovedsakelig utbyggingen på Melkøya som drar opp investeringene til landanleggene.

### 2.5 Rørtransport

#### Påløpte investeringer i 2002

Investeringene til rørtransportssystemer i 2002 endte på 1,1 milliarder kroner. Dette er halvparten så mye som det ble investert i 2001. Sammenlignet med anslaget for 2002 gitt i forrige kvartal er dette en nedjustering med 0,1 milliarder kroner, eller 6,3 prosent.

### Anslag for 2003

For 2003 anslås investeringene til å bli 1,4 milliarder kroner. Dette er 0,4 milliarder kroner mindre enn man anslo i 4. kvartal 2002.

## 3. Produksjon

I første kvartal 2003 var samlet brutto produksjon av petroleum på norsk kontinentalsokkel 68,0 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.). Sammenlignet med første kvartal 2002 er dette en økning i produksjonen på 4,9 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., eller 7,8 prosent. Oljeproduksjonen, inkludert NGL og kondensat utgjorde 46,9 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., en økning på 2,6 prosent. Produksjonen av naturgass var på 21,1 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., en økning på 21,4 prosent fra første kvartal 2002.

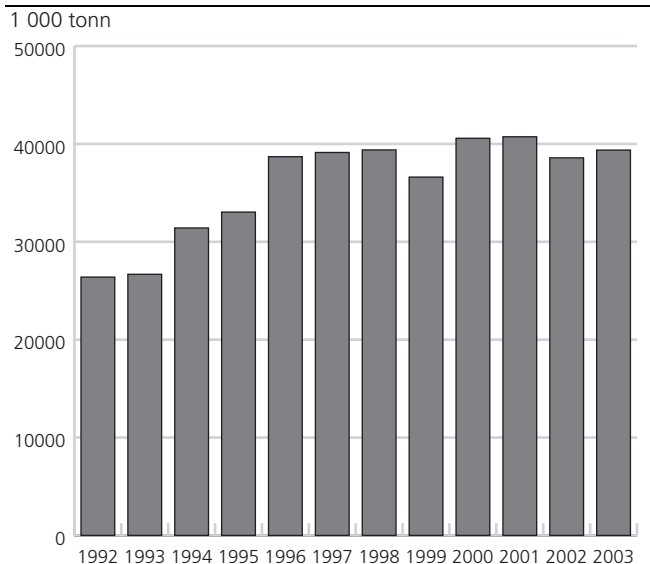
### 3.1 Råolje

Dagsproduksjonen av råolje for første kvartal 2003 var 3,22 millioner fat per dag. I første kvartal 2002 var dagsproduksjonen 3,15 millioner fat per dag. Dagsproduksjonen på 3,22 millioner fat per dag tilsvarer en

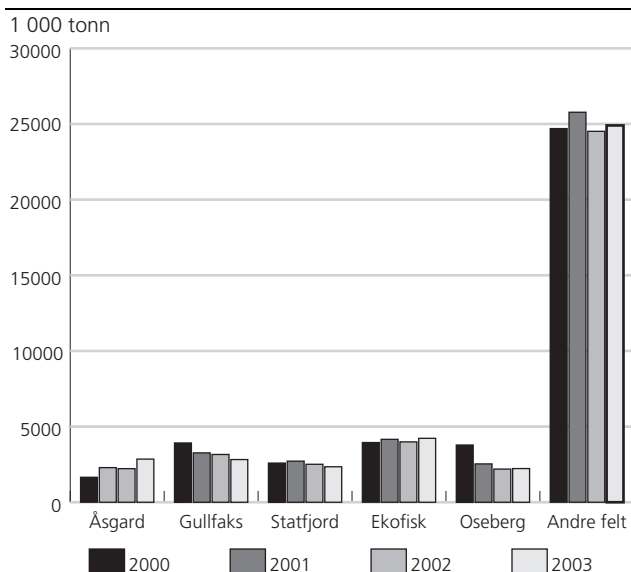
årsproduksjon på 157,5 millioner tonn oljeekvivalenter. I 2002 var årsproduksjonen 157,3 millioner tonn oljeekvivalenter, mens man i første kvartal 2002 antok at årsproduksjonen ville bli 154,3 mtoe.

Feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks produserte 18,29 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe) i første kvartal 1998. Dette utgjorde 46,4 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel. Til sammenligning produserte de samme fire feltene i første kvartal 2003 11,62 millioner tonn oljeekvivalenter, som utgjør 29,5 prosent av oljeproduksjonen. De fire største oljeproduserende feltene i første kvartal 2003 var Ekofisk, Åsgard, Gullfaks og Troll C. Disse står til sammen for 31,8 prosent av oljeproduksjonen.

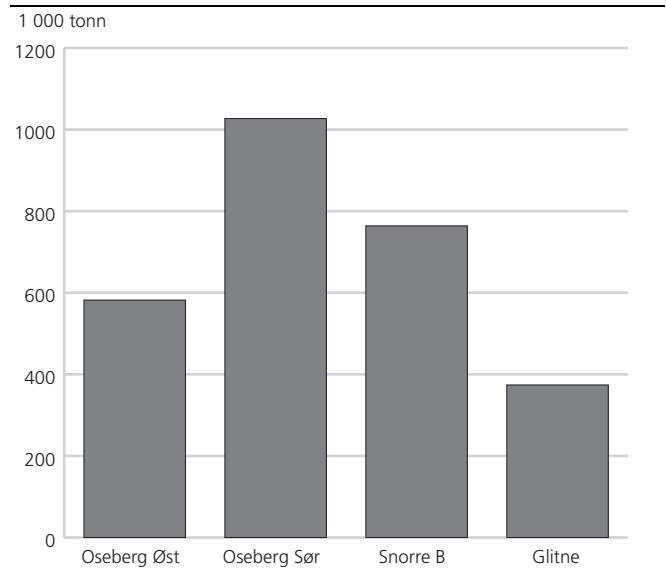
**Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Mars. 1992-2003. 1000 tonn.**



**Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Mars. 2000 - 2003. 1000 tonn**



**Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Mars 2003. 1000 tonn.**



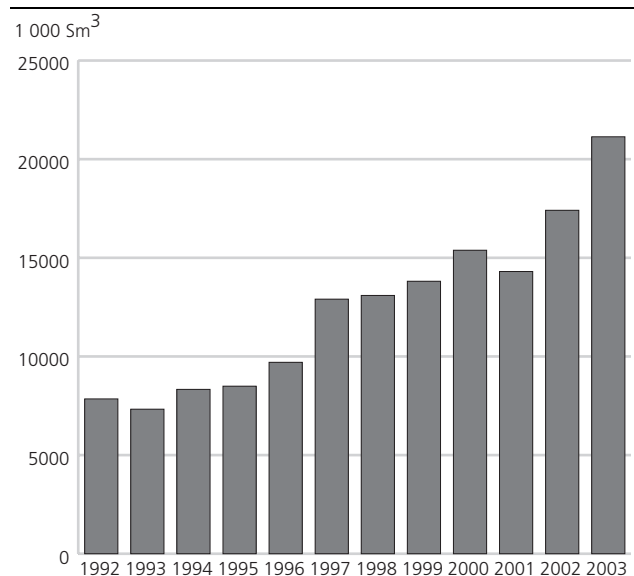
Den samlede produksjon av olje økte fra 38,6 millioner tonn oljeekvivalenter i første kvartal 2002 til 39,4 i første kvartal 2003. Dette utgjør en økning på 2,1 prosent.

Av de 34 produserende oljefeltene på norsk sokkel, var det hele 17 som økte produksjonen i første kvartal 2003 sammenlignet med første kvartal 2002.

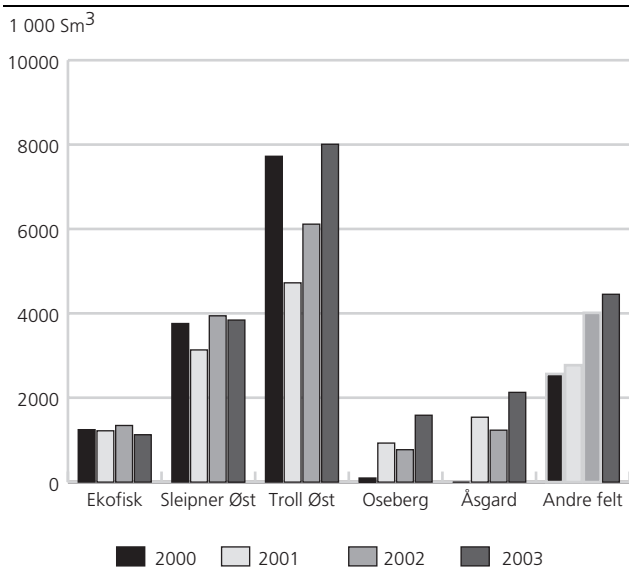
### 3.2 Naturgass

Gassproduksjonen var i første kvartal 2003 21,1 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Dette er den høyeste gassproduksjonen i et enkelt kvartal noen sinne. Produksjonen i 2003 er 3,7 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass høyere enn i første kvartal 2002, en økning på 21,4 prosent. Den høyeste produksjonen i en tremåneders periode er

**Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Mars. 1992 - 2003. 1000 Sm<sup>3</sup> o.e.**





**Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Mars 2000-2003. 1000 Sm<sup>3</sup>.**

imidlertid ikke i første kvartal, men for månedene november og desember 2002 og januar 2003. Den samlede produksjonen for disse tre månedene var 21,2 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er fortsatt dominert av de to store feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I første kvartal 2003 produserte disse to feltene henholdsvis 8,0 og 3,8 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. For Troll Øst er dette produksjonsrekord. Sammenlignet med første kvartal 2002 har Troll Øst økt produksjonen med 31,0 prosent, mens Sleipner Øst har hatt en nedgang på 2,5 prosent.

Disse to feltene står i første kvartal for 56,0 prosent av den totale norske gassproduksjonen. Andelen har økt noe sammenlignet med hele 2002, da de to feltene stod for 54,4 prosent.

De fire største gassfeltene på norsk sokkel, Sleipner Øst, Troll Øst, Ekofisk og Åsgard produserte i første kvartal 2003 15,1 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Dette utgjør 71,4 prosent av den norske produksjonen av naturgass.

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 14 felt som kunne vise til økt produksjon i første kvartal 2003 sammenlignet med første kvartal 2002.

## 4. Markedet

### 4.1 Prisutviklingen på Brent Blend

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 1. kvartal 2003 31,10 dollar per fat, mens den i 1. kvartal 2002 var 21,54 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen hittil i 2003 (t.o.m. uke 38) er 28,70 dollar per fat.

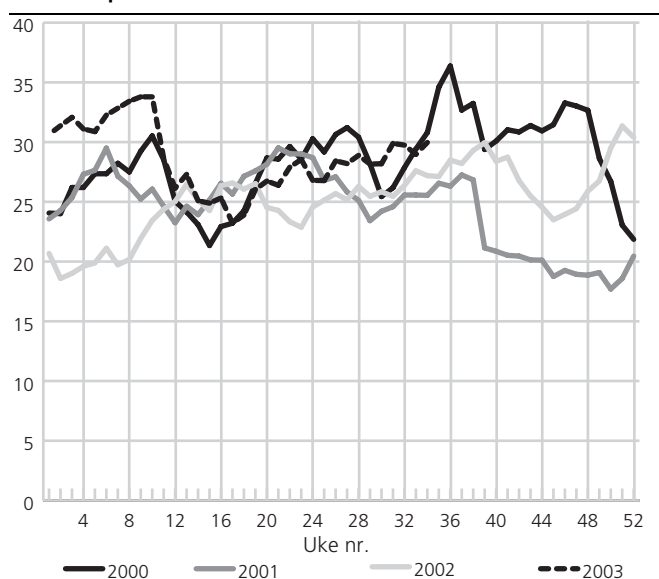
I begynnelsen av januar 2003 varslet amerikanske energimyndigheter at oljelagrene var gått ned til sitt laveste nivå siden 1975. Opec gikk til det uvanlige skritt å be eksporterende land utenfor Opec om å øke oljeproduksjonen. Russland og Mexico ville gjøre det, mens norske myndigheter meldte at landet allerede produserte for full kapasitet.

Den 12. januar holdt Opec et ekstraordinært møte om tilbudsproblemene i oljemarkedet og den høye oljepriisen. Organisasjonen bestemte seg for å øke sin produksjon fra 23 millioner fat per dag til 24,5 millioner fat per dag fra og med 1. februar. Dette ble gjort for å kompensere for bortfallet av olje fra Venezuela og på grunn av frykt for mulig krig i Irak.

Det kom ingen stor prisreaksjon på Opecs produksjonsøkning. Dette skyldes dels at beslutningen allerede var diskontert inn i oljeprisen, det hadde versert rykter i markedet allerede i forkant av møtet at Opec-land hadde startet produksjonsøkningen. I tillegg ville ikke beslutningen få konsekvenser på tilførselen av olje i det amerikanske markedet på kort sikt. Dette skyldtes at det ville ta flere uker før denne ekstra oljen fra Midt-Østen ville nå fram til mottaksanleggene i USA, både på grunn av den lange avstanden og den tilstramningen som hadde oppstått i oljetank- markedet.

Den 16. januar økte oljeprisen med over en dollar fatet til 32,35 dollar. Dette hadde sin årsak i at amerikanske oljelagre igjen satte en ny bunnrekord.

Den 21. januar skjedde det to ting som trakk i hver sin retning hva oljeprisen angikk.

**Figur 12. Prisutvikling for Brent Blend. 2000 - 2003. Dollar per fat.**



Fra Venezuela ble det meldt at folk var på vei tilbake på jobb i oljerelatert industri. Fra USA kom det melding om at forsvarsminister Donald Rumsfeld hadde beordret ytterligere to nye hangarskip og 37 000 soldater til Golf-regionen. Det var ventet at USA innen midten av februar ville ha 5 hangarskip og 150 000 soldater rundt Irak.

Fra 21. januar til og med 6. februar holdt oljeprisen seg mellom 30,63 og 32 dollar per fat. I denne perioden ble generalstreiken i Venezuela avblåst og den amerikansk-britiske styrkeoppbygningen fortsatte med uforminsket styrke.

Fra 6. februar og ut måneden gikk oljeprisen jevnt opp fra 31,92 til 34,19 dollar per fat. Krigen syntes å være uunngåelig, og aktører i oljemarkedet fryktet dens effekt på olje-infrastrukturen i Irak. Engstelige var man også for at uroen skulle spre seg til Saudi-Arabia og eventuelt skape dramatisk kutt i utskipningen av olje fra regionen. Mens USA nærmet seg krig var landets oljelager på det laveste siden olje-krisen etter Oktober-krigen i 1973.

Selv om streiken i Venezuela var over ville det av tekniske årsaker gå lang tid før produksjonen i landet var oppe på normalt nivå.

Gjennomsnittlig oljepris i februar var på 32,77 dollar per fat.

Bortsett fra i to dager var oljeprisen over 34 dollar per fat de første 13 dagene av mars. Den 10. mars var den oppe i hele 34,90 dollar per fat. På sitt møte 11. mars ble Opec enige om å opprettholde dagens kvoter, og avvente en økning i produksjonen til en eventuell krig i Irak startet.

Oljeprisen falt hele 2,45 dollar per fat til 31,63 dollar per fat den 14. mars. Fallet kom som følge av signaler om at USA kanskje ville gå nye runder med FN før et angrep på Irak.

16. mars ga imidlertid president Bush FN en dag til å vedta en resolusjon som åpnet for krig mot Irak. Stikk i strid med de fleste analytikerens spådommer falt oljeprisen med over tre dollar per fat da det ble klart at et slikt FN-vedtak ikke ville komme og krigen dermed kun var dager unna. Trolig følte hovedtyngden av aktørene i olje-markedet en lettelse ved tanken på endelig å legge bak seg usikkerheten ved en krig som høyst sannsynlig ville komme uansett. Fredag den 21. mars, et døgn etter at krigen startet, var oljeprisen kommet ned i 25,63 dollar per fat. Troen på en rask krig uten omfattende ødeleggelser på oljeanleggene verken i Irak eller nabolandene, var trolig årsaken til denne nedgangen. På en drøy uke ble oljeprisen redusert med nesten 9 dollar per fat.

Den 31. mars var oljeprisen oppe i 28,71 dollar per fat. Denne oppgangen kom som følge av frykt for at krigen

skulle bli hardere enn antatt og dermed trekke ut i tid. Allerede uken etter snudde denne utviklingen, og den 7. april var oljeprisen nede i 24,55 dollar per fat. Da hadde amerikanske styrker inntatt Bagdad sentrum og britiske styrker kontrollerte store deler av Iraks nest største by, Basra. Man fryktet ikke lenger en langvarig krig. Noen dager senere hadde amerikanerne kontroll i Bagdad, og dermed var krigens utfall allerede avgjort. Olje-installasjonene i Irak og i nabolandet Kuwait var intakte, oljeproduksjonen i området ville derfor relativt fort komme i gang igjen.

I midten av april var oljeprisen 10 dollar per fat lavere enn i ukene før krigen. Gjennom krigen ble bortfallet av olje fra krigsområdet kompensert ved økt produksjon i de andre Opec-landene, særlig Saudi-Arabia. Også produksjonen i Venezuela nærmet seg i april normalt nivå. Kuwait hadde i forkant av krigen stanset produksjonen i brønnene som lå i nærheten av Irak. Disse produserte igjen olje i april. I tillegg forventet man at Irak i løpet av 2. kvartal ville kunne eksportere ca. 1 million fat per dag.

Disse forhold ble diskutert på Opecs krisemøte i Wien den 21. april. For å skape ny balanse mellom tilbud og etterspørsel i oljemarkedet, ble kartellet enig om å kutte sin produksjon med 2 millioner fat per dag fra 1. juni. Etter dette kuttet ville Opecs totalproduksjon ligge på 25,4 millioner fat per dag. I ukene etter vedtaket stabiliserte oljeprisen seg rundt 24 dollar per fat.

Fra 8. mai til 21. mai økte prisen fra 24,07 til 27,12 dollar per fat. Nye fall i de amerikanske oljelagrene førte til et strammere oljemarked. I tillegg påførte terrorangrep i Saudi-Arabia og Israel aktørene i oljemarkedet mer geopolitiske bekymringer.

Oljeprisen holdt seg stabilt rundt 27 dollar per fat ut mai måned. Det så ut til å gå mot enighet i FN om å avvikle sanksjonene mot Irak. Videre uttrykte irakiske energi-myndigheter optimisme angående sannsynlighetene for at irakisk oljeproduksjon ganske snart skulle komme opp på nivåer som før krigen. Fra OPEC hold kom det imidlertid signaler om at videre oljekutt ble vurdert. Man var bekymret for at en betydelig oljeeksport fra Irak snart ville skape overskuddstilbud i oljemarkedet med påfølgende prisfall.

Fra 30. mai til 12. juni økte prisen på olje fra 26,52 til 28,70 dollar per fat. Tekniske problemer i irakiske olje-installasjoner gjorde utsiktene til snarlig irakisk oljeeksport mindre lyse. I tillegg ble det registrert et nytt kraftig fall i de amerikanske oljelagrene.

11. juni ble OPEC enige om å avvente videre oljekutt til man visste mer om når irakisk oljeeksport ville komme i gang og hvilket omfang den ville få.

To dager senere falt oljeprisen med nær en dollar per fat til 27,77 dollar per fat som følge av en uventet øk-

ning de amerikanske oljelagrene. Resten av måneden holdt prisen seg relativt stabilt rundt 27 dollar per fat. Gjennomsnittlig oljepris i juni var på 32,77 dollar per fat.

I juli økte gjennomsnittlig oljepris til 28,38 dollar per fat. Prisene varierte fra 27,33 til 29,21 dollar per fat gjennom måneden. Gjentatte sabotasjer på oljerørledningen til Tyrkia satte kjepper i hjulet for irakisk oljeeksport. Nye fall i amerikanske oljelagre gjorde også sitt til et strammere oljemarked i juli.

Som forventet i markedet besluttet Opec på sitt møte den 31/7 å opprettholde sin produksjon på 25,4 millioner fat per dag.

I løpet av den første uken i august gikk oljeprisen opp til over 30 dollar per fat. Den 6. august var prisen oppe i 30,80 dollar per fat. En ny ødeleggende sabotasje av oljerørledningen fra Irak til Tyrkia utsatte irakisk oljeeksport videre. Signaler om bedringer i amerikansk økonomi skapte forventninger om økt etterspørsel etter olje.

Oljeprisen holdt seg relativt stabilt rundt 30 dollar per fat ut resten av måneden.

På den ene siden bidro høyere amerikanske oljelagre enn forventet til prispress nedover. På den annen side bidro blodige terroraksjoner i Bagdad og i Israel til prispress oppover.

Fra slutten av august til 18. september falt oljeprisen med hele 4,72 dollar per fat, fra 30,19 til 25,47 dollar per fat. Det var mange forhold som bidro til et mindre stramt oljemarked. Den såkalte "driving-season" ebbet ut i USA med påfølgende lavere etterspørsel. Når amerikansk import av både råolje og særlig petroleumsprodukter gikk opp i september, ble lagernivåene både for råolje og raffinerte produkter mer komfortable. I tillegg økte eksporten av olje fra Irak i september.

Den 24. september besluttet OPEC å kutte sin oljeproduksjon med 900 000 fat per dag gjeldende fra november. Beslutningen kom overraskende på oljemarkedet og førte til at oljeprisen mot slutten av måneden økte til 27,55 dollar per fat. Gjennomsnittlig oljepris i september var på 27,23 dollar per fat.

De første ti dagene i oktober har oljeprisen økt fra 28,05 til 30,77 dollar per fat. Sterk oljeetterspørsel fra Kina, produksjonsproblemer i Nordsjøen samt lave lagre av fyringsprodukter i USA i forkant av vinteren, har bidratt til prisøkningen.

Gode makroøkonomiske nyheter høsten 2003 indikerer en robust økonomisk vekst i USA, Kina og Japan. Dette vil bidra til økt etterspørsel i oljemarkedet framover. OPEC har demonstrert disiplin på tilbudsiden i markedet og har signalisert at de vil kutte sine produksjons-

kvoter i takt med økt eksport fra Irak. Disse forhold indikerer et fortsatt stramt oljemarked framover.

#### 4.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis.

I følge oktoberutgaven av International Energy Association (IEA) Monthly Oil Market Report var produksjonen av råolje på verdensbasis i 1. kvartal 2003 på 78,8 millioner fat per dag. Sammenlignet med tilsvarende periode i 2002 er dette en oppgang på 2,8 millioner fat per dag, eller 3,7 prosent.

Opec-landene økte sin produksjon fra 28,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 2002 til 30,1 millioner fat per dag i 1. kvartal 2003. Denne økningen tilsvarer 6,4 prosent. Opecs største produsent er Saudi-Arabia som produserte 8,61 millioner fat per dag. Dagsproduksjonen i Opec økte med 0,6 millioner fat per dag fra 4. kvartal 2002 til 1. kvartal 2003.

I 1. kvartal 2003 var produksjonen i OECD-landene på 22,1 millioner fat per dag. Det er samme produksjon som i tilsvarende periode i 2002. Av OECD-landene er de tre største produsentene USA med 8,12 millioner fat per dag, Mexico som produserer 3,74 millioner fat per dag og Norge med 3,37 millioner fat daglig. Fra 4. kvartal 2002 til 1. kvartal 2003 har Norge ifølge IEA redusert sin dagsproduksjon med 20 000 fat.

I landene utenfor OPEC og OECD økte produksjonen med 0,8 millioner fat per dag fra 1. kvartal 2002 til 1. kvartal 2003. Dette er en økning på 3,3 prosent. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen.

#### 4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis.

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 79,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 2003. Dette er 2,2 million fat per dag mer enn i tilsvarende periode i 2002. Økningen finner hovedsakelig sted i Nord Amerika, Stillehavsområdet og Kina.

IEA anslår etterspørselen etter råolje i året 2003 i sin helhet til å bli 78,4 millioner fat per dag. Dette er en økning på 1,1 millioner fat per dag sammenlignet med etterspørselen i 2002.

## 5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 2001

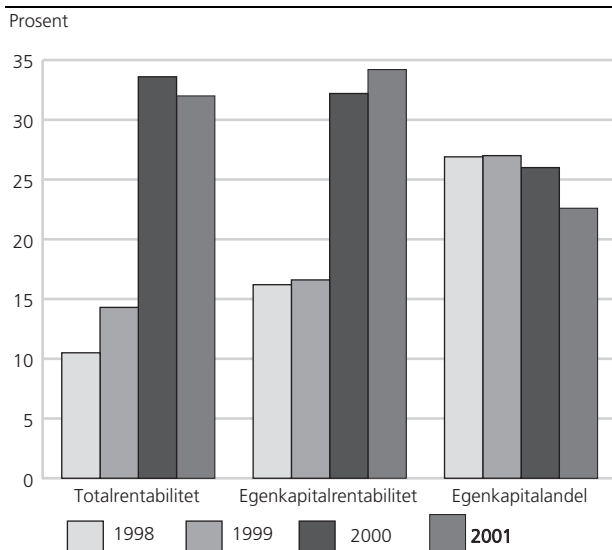
- Nytt godt år for oljeselskapene.
- Fortsatt god driftsmarginen.
- Høy skattekostnad.

Foretak som er rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel hadde svært gode resultater i 2001. I denne

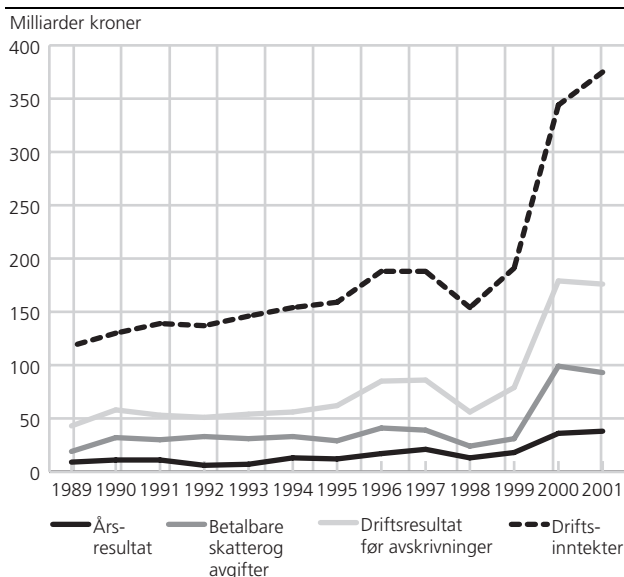
regnskapsstatistikken er det medregnet all virksomhet i foretakene, også aktivitet som ikke er knyttet til olje- og gassutvinning. Totalrentabiliteten for 2001 var 32,1 prosent og egenkapitalrentabiliteten (etter skatt) 34,3 prosent. Tall for foretakene i 2000 og 2001 viser en svak nedgang i avkastningen for total kapital på 1,5 prosentpoeng og en svak økning i avkastningen i egenkapital på 2,1 prosentpoeng.

Driftsinntektene for 2001 var 375,1 milliarder kroner. Dette er en økning på 9,1 prosent fra 2000 da driftsinntektene lå på 343,7 milliarder kroner. Økningen her skyldes imidlertid en kraftig økning i salgsinntekter

**Figur 13. Lønnsomhetsmål. Utvinning av råolje og naturgass. 1998-2001. Prosent**



**Figur 14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1989-2001. Mrd. kr**



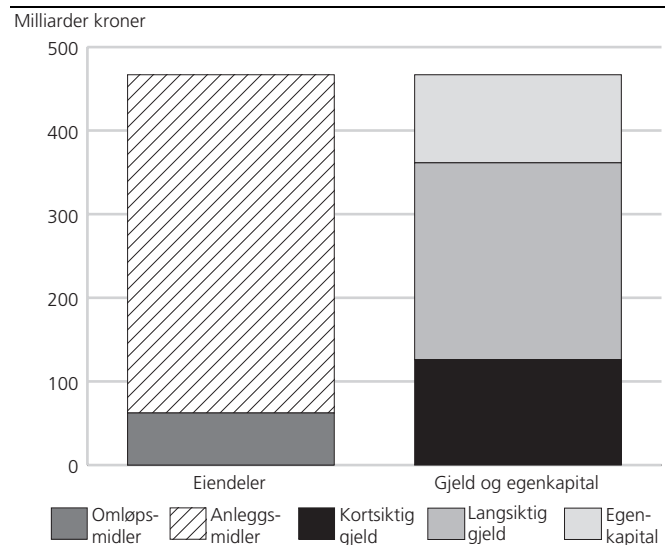
som følge av salget av 15 prosent av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) og at SDØEs olje-produksjon ikke lenger selges direkte fra felt til ekstern kunde. Kjøp og salg av denne produksjonen er tatt med i tallene fra og med juni måned 2001 og fører til at både varekostnad og salgsinntekter ikke vil være direkte sammenlignbare med tidligere år. Varekostnaden har gått opp fra 113,2 milliarder kroner i 2000 til 131,2 milliarder i 2001. I samme periode har brutto-produksjonsverdien for feltene i Nordsjøen gått ned fra 365 milliarder i 2000 til 337 milliarder i 2001 ifølge tallene fra årsstatistikken for olje- og gassvirksomhet.

Driftsresultatet gikk ned fra nesten 148 milliarder kroner i 2000 til 140 milliarder i 2001. Resultatet er imidlertid langt bedre enn i 1999, da driftsresultatet var på 52 milliarder.

Driftsresultatet i forhold til driftsinntektene gikk ned fra 43,0 prosent i 2000 til 37,3 prosent i 2001, mens driftsresultatet ble redusert fra 147,7 milliarder kroner i 2000 til 139,7 i 2001.

En betydelig del av inntjeningen i rettighetshaverforetakene kommer staten til gode gjennom skatter og avgifter. Foretakenes skattekostnad ble i 2001 beregnet til 101,3 milliarder kroner, hvorav den betalbare skatten var 85,4 milliarder. For skattekostnaden samlet var det en nedgang på 2,5 milliarder kroner fra 2000. Royalty og andre særavgifter på salgsinntektene beløp seg til 7,2 milliarder kroner i 2001, dette er 1,1 milliarder kroner lavere enn året før. Samlet skatt og avgift utgjorde 28,9 prosent av driftsinntektene i 2001, mot 32,6 prosent i 2000.

**Figur 15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 2001. Mrd. kr**



Årsresultatet gikk opp fra 36,2 milliarder kroner i 2000 til 38,3 milliarder kroner i 2001. Beregnet i forhold til driftsinntektene gikk årsoverskuddet ned fra 10,5 prosent i 2000 til 10,2 prosent i 2001. Utdelingen til eierne gikk opp fra 22,7 milliarder kroner i 2000 til 41,0 milliarder i 2001. Dette medførte at utbyttet var på 107,0 prosent i forhold til årsoverskuddet i 2001, mot 62,9 prosent i 2000.

Totalt investert kapital i foretakene var bokført til 466,5 milliarder kroner ved utgangen av 2001, en økning på 3,1 prosent fra begynnelsen av året. Av denne kapitalen var 13,3 prosent bundet i omløpsmidler (hovedsakelig fordringer) og 86,7 prosent i anleggsmidler. 27,0 prosent av totalkapitalen var finansiert ved kort-siktig gjeld og 73,0 prosent ved langsiktig gjeld og egenkapital. Egenkapitalandelen målte 22,6 prosent, mens langsiktig gjeld til selskaper i samme konsern utgjorde 11,6 prosent av totalkapitalen. Gjennom 2001 gikk egenkapitalandelen ned med 3,3 prosentenheter mens den langsiktige konserngjelden gikk opp med 1,8 prosentenheter.

## 6. Mer informasjon

Dersom du ønsker mer informasjon kan du kontakte:  
Rådgiver Atle Tostensen. Tlf: 21 09 47 67,  
e-post: atle.tostensen@ssb.no

Førstekonsulent Ståle Mæland. Tlf: 21 09 47 46  
e-post: stm@ssb.no

Konsulent Guro Henriksen. Tlf: 21 09 47 65  
e-post: ghe@ssb.no

Spørsmål om Regnskapsstatistikken:  
Statistikkrådgiver Morten Q. Andersen.  
Tlf: 21 09 47 64 e-post: moa@ssb.no

## 1. Optimistic investment estimates for 2003

The total investments in oil and gas activity in 2003, including pipeline transportation, are now estimated at NOK 71.1 billion. This is an upward adjustment of NOK 10.3 billion, or 16.8 per cent compared with the 4<sup>th</sup> quarter 2002. Part of the increase in the estimate is due to the fact that several investment projects are postponed from 2002 to 2003. The estimate is NOK 15.4 billion higher than the corresponding estimate given for 2002 in the 1<sup>st</sup> quarter 2002.

### Final investments in 2002: Record low exploration activity

The final investments in oil and gas activity for 2002, including pipeline transportation, are NOK 54.0 billion. Compared with final figures for 2001, the figures for 2002 are NOK 3.1 billion lower.

The final investments for exploration activity in 2002 are NOK 4.5 billion. Compared with the final investment figures in 2001 the 2002 investments are NOK 2.3 billion lower. This is a reduction of close to 35 per cent. If one compares the 2002 exploration investments with previous years in fixed prices, one can see that there has not been a single year, since the investment statistics started in 1985, which has had a lower investment level than 2002.

The final investments for field development and fields on stream in 2002 are NOK 17.9 and 27.0 billion respectively. For field development this is NOK 2.3 billion lower than the final investments in 2001. For fields on stream investments in 2002 were NOK 0.2 billion less than in 2001. If we compare the total investments for fields, including field development and fields on stream, one can see the development in the investments for fields. In 2000 investments were NOK 46.3 billion, in 2001 47.4 and in 2002 44.9 billion.

The onshore activity in 2002 totalled NOK 3.6 billion, and the pipeline transportation systems NOK 1.1 billion.

### Estimate for 2003: High estimates for field investments.

The total investments in 2003 are now estimated at NOK 71.1 billion. This is NOK 15.4 billion higher than the estimate for 2002 given in the 1<sup>st</sup> quarter 2002. There is, however, a great deal of uncertainty in the NOK 71.1 billion estimates because of the special conditions that have characterized the industry lately. The low rate of discoveries has created uncertainty in both the oil industry and engineering and purveyor industry.

The investments for exploration activity are now estimated at NOK 5.1 billion. It is difficult to predict the investment development for exploration in 2003. If one continues to drill dry wells, one might see even lower investments for exploration in 2003 than in 2002.

Concerning field development and fields on stream the estimates are NOK 19.1 and 33.6 billion respectively. In 2003 the development investments will be highest for Kristin, Grane and Fram West. The Snøhvit development is in 2003 mainly connected to the building of the onshore terminal Melkøya, and is included under onshore activity. If one sees the investments for fields combined, the estimate for 2003 is NOK 52.7 billion,

and the corresponding estimate for 2002 given in the 1<sup>st</sup> quarter 2002 was NOK 47.3 billion.

Investments in the onshore activity are now estimated at NOK 11.9 billion. The high estimate is mainly due to the development of Melkøya terminal, the onshore part of Snøhvit.

## 2. Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 2001

Account statistics cover enterprises in the oil and gas extraction industries (regardless of size) and include enterprises with owner rights to one or more production licences on the Norwegian Continental Shelf.

The questionnaires used in the survey are the same as the one used by the tax authorities. In general the information on the income statement and the balance sheet corresponds, but are more detailed than the figures given in the annual financial statement from the enterprises. The accounting items are listed in English in an appendix. Definitions of key figures, background figures and source and application can also be found in an appendix. Some changes in the accounting rules and practice etc. have occurred over the years and have limited the possibility for comparing the time series. Details on these changes are given in the publications for the years when the changes took place.

### Some main results

The enterprises that had the rights to privileges on the Norwegian Continental Shelf showed very good earnings in 2001. The return on total assets for 2001 was 32.1 per cent and the return on equity after taxes was 34.3 per cent. From 2000 the figures showed small decreases in return on total assets and equity of 1.5 and 2.1 percentage points, respectively. The operating income for 2001 came to NOK 375 billion. This is an increase of 9 per cent compared with 2000 when the operating income was NOK 344 billion. The figures for operating income are not directly comparable due to

the sale of 15 per cent of the state's direct financial interest and that the oil production of state's direct financial interest is no longer sold directly to external customer. This has led to an increase in both the operating income and the cost of goods.

The operating profit went down from NOK 147.7 billion in 2000 to NOK 139.7 billion in 2001.

A considerable share of the earnings in the enterprises for owners with the right to privileges goes to the state through taxes and fees. The enterprises' income taxes (payable tax and change in deferred tax) were in 2001 calculated to be NOK 101.3 billion, a decrease of NOK 2.5 billion compared with 2000. Royalties and extra fees came to NOK 7.2 billion in 2001, which is NOK 1.1 billion lower than the previous year. The total amount of taxes and fees was 28.9 per cent of the operating income in 2001 compared with 32.6 per cent in 2000.

The annual profit (after taxes) was NOK 38,3 billion in 2001, and this is NOK 2.1 billion higher than in 2000. NOK 41.0 billion was used for proposed dividends and in 2001, which is higher than the annual profit. The enterprises have on average decreased their solvency during 2001; the equity ratio having been reduced from 25.9 to 22.6 per cent.

## 3. Further information

For further information please contact:  
Mr. Atle Tostensen, tel +47 21 09 47 67,  
e-mail: [atle.tostensen@ssb.no](mailto:atle.tostensen@ssb.no)

Mr. Ståle Mæland, tel +47 21 09 47 46  
e-mail: [stm@ssb.no](mailto:stm@ssb.no)

Ms. Guro Henriksen, tel +47 21 09 47 65  
e-mail: [ghe@ssb.no](mailto:ghe@ssb.no)

For further information on Account Statistics please contact:  
Mr. Morten Qvenild Andersen, tel: +47 21 09 47 64,  
e-mail: [Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no](mailto:Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no)

**1.a. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Ekofisk <sup>5</sup>	Frigg <sup>6</sup>	Statfjord <sup>7</sup>	Murchison <sup>8</sup>	Valhall <sup>10</sup>	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1971	1977	1979 <sup>9</sup>	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1968	1969	1974	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	TotalFinaElf Exploration Norge					
	ConocoPhillips Norge	AS		CNR International (U.K.) Limited		Norsk Hydro Produksjon AS
	ConocoPhillips Norge	TotalFinaElf Exploration Norway AS.	Statoil ASA	CNR International (U.K.) Limited	BP Norge AS BP Norway AS	Norsk Hydro Produksjon AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	29 plattformer. 14 stål, 1 betongplattform skal fjernes innen 2013 29 platforms. 14 steel, 1 concrete platform are to be removed by 2013.	4 stål, 3 betongplattformer 4 steel, 3 concrete platforms	3 betongplattformer 3 concrete platforms	1 stålplattform 1 steelplatform	4 stålplattformer + to ubemannede plattformer 4 steelplatforms + 2 unmanned platforms.	1 stålplattform + 1 stigerørsplattform 1 steelplatform + 1 riser platform
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden. <i>Oilpipeline to Teesside. Gas-pipeline to Emden.</i>	Gass i rør til St.Fergus. <i>Gaspipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøylaster. Gass i rør til Emden. <i>Buoy for loading stabilised oil into tankers. Gas pipeline to Emden</i>	Olje i rør via Brent til Sullom Voe. Gass til St. Fergus. <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe. Gas to St. Fergus</i>	Olje i rør til Teeside via Ekofisk. Gass til Emden via Norpipe. <i>Oilpipeline to Teeside via Ekofisk. Gas to Emden via Norpipe.</i>	Gass i rør til St.Fergus via Frigg og Vesterled <i>Gaspipe to St. Fergus via Frigg and Vesterled</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	70-75	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	600,1	-	561,4	14,2	166,9	7,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	19,0	-	14,4	0,4	4,4	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	236,9	115,9	58,4	0,4	30,3	41,8
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> . <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	0,5	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	187,1	-	34,5	1,1	92,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	3,7	-	3,9	0,1	1,7	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	69,6	1,3	12,0	0,1	15,2	0,2
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> . <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	373	44	217	-	98	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	97	11	78	-	42	7
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	115,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	183,8	36,0	129,7	7,6	47,7	19,5

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2002. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. As of 31 December 2002. <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. <sup>5</sup> Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonsstart 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>6</sup> Norsk Andel: 60,82 prosent. Norwegian share: 60.82 per cent. <sup>7</sup> Norsk Andel: 85,47 prosent. Norwegian share: 85.47 per cent. <sup>8</sup> Norsk Andel: 22,2 prosent. Norwegian share: 22.2 per cent. <sup>9</sup> Produksjonsstart Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 og Statfjord C: 1985. On stream: Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 and Statfjord C: 1985. <sup>10</sup> Inkluderer Valhall flanker og Valhall vanninjeksjon. Includes Valhall flanks and Valhall waterinjection. <sup>11</sup> Andelen er 3,69 på Tor 3,69 on Tor.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**1.b. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Ula	Gullfaks <sup>5</sup>	Oseberg <sup>6</sup>	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i> . . . . .	1986	1986	1988 <sup>8</sup>	1989	1990	1990 <sup>7</sup>
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1976	1978	1979 <sup>9</sup>	1981	..	1980
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	BP Norge AS	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon AS	Statoil ASA	BP Norge AS Ubemannet	BP Norge AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .		3 betong platt- former 3 steel platforms	5 stål, 1 betong- plattform 5 steel, 1 concrete platform	Flytende platt- form med bun- nfast brønnhodeplatt- form i stål Floating platform with steel jacket	brønnhodeplatt- form(fjernstyres fra Valhall) Unmanned well- headplatform(Re- mote controlled from Valhall)	Stålplattform Steel platform
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .			Olje i rør til Sture gjennom OTS. Gass til Kontinen- tet via Heimdal og Statpipe	Olje via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe Oil pipeline via Oseberg to Sture.	Olje, gass i rør til Valhall Oil, gas in pipeline to Valhall	Olje via Ula og Ekofisk til Tees- side. Gassen selg- es til Ekofisk senter. Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside. Gas sold to Ekofisk center.
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	70	130-220	100-160	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially re- coverable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	79,2	335,3	432,1	55,0	8,3	34,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	2,7	2,0	-	1,1	0,2	1,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	4,0	22,3	103,8	3,0	1,6	5,8
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	15,6	40,2	108,4	13,2	1,0	3,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	0,3	0,5	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	0,2	2,2	95,2	0,9	0,3	0,5
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	31	172	180	35	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	8	83	46	11	4	10
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	-	30,00	33,60	37,00	-	-
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	23,9	112,1	103,7	17,4	2,2	14,6

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2002. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. As of 31 December 2002. <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. <sup>5</sup> Inkludert Gullfaks Vest. Included Gullfaks West. <sup>6</sup> Inkludert Oseberg Vest, Oseberg Øst og Oseberg Sør. Included Oseberg West, Oseberg East and Oseberg South. <sup>7</sup> Produksjonsstart på Gyda Sør i 1995. Production started at Gyda South in 1995. <sup>8</sup> Produksjonsstart Oseberg Sør 2000. Oseberg South was onstream in 2000. <sup>9</sup> Oseberg Øst ble oppdaget i 1981 og Oseberg Sør i 1984. Oseberg East was discovered in 1981, Oseberg South in 1984.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oe/> . More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oe/> .

**1.c. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Snorre <sup>5</sup>	Sleipner Øst <sup>6,7</sup>	Brage	Draugen <sup>8</sup>	Tordis <sup>9</sup>	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i> . . . . .	1992 <sup>11</sup>	1993	1993	1993	1994 <sup>10</sup>	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1979	1981	1980	1984	1987	1976
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon AS	A/S Norske Shell	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	Strekstagsplatt- form i stål med havbunninstal- asjon, samt en halvt nedsenkbar plattform <i>Tension Leg Plat- form (TLP), steel and seafloor in- stallation. Semis- ub platform.</i>	Betong- platt- form, to havbunnram- mer, flammertårn og en stigerør- splatform <i>Concrete plat- form, two sea- floor installation, flare stack and one steel plat- form (riser).</i>	Bunnfast platt- form i stål <i>Steel Platform</i>	Bunnfast be- tonginnet- ning(monosokkel ] med integrert dekk <i>Concrete subsea system(mono- base) with inte- grated deck</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .		Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zee- brügge <i>Condensate piped to Kårstø.</i>	Olje i rør via Ose- berg til Sture. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas is piped to Kårstø</i>	Rørledning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gull- faks C</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statf- jord C</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	300-350	82	140	251	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recov- erable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	232,0	-	45,4	134,5	54,5	35,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	6,2	11,3	0,7	1,7	1,5	1,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	8,8	58,0	2,0	6,0	4,4	2,6
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	25,2	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	127,8	-	4,1	46,6	18,4	8,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	3,0	5,8	0,1	1,1	0,7	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	4,3	84,9	0,1	5,5	1,6	0,6
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	10,0	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	58	24	52	19	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	19	12	22	7	6	7
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	30,00	-	14,26	47,88	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	67,3	36,1	17,5	27,0	9,5	7,7

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2002. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. As of 31 December 2002. <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. <sup>5</sup> Inkludert Snorre B. Includes Snorre B. <sup>6</sup> Inkluderer Loke. Includes Loke. <sup>7</sup> Ressurser inkluderer Sleipner Øst og Loke. Resterende ressurser er felles med Sleipner Vest. Resources include Sleipner East and Loke. Remaining reserves is joint with Sleipner West. <sup>8</sup> Integrerer områdene Garn Vest(2001) og Rogn Sør(2002). Includes the areas Garn West(2001) and Rogn South(2002). <sup>9</sup> Inkludert Tordis Øst og Borg. Includes Tordis East and Borg. <sup>10</sup> Produksjonsstart Tordis Øst: 1998. Produksjonsstart Borg: 1999. Tordis East onstream 1998, Borg onstream 1999. <sup>11</sup> Produksjonsstart Snorre B: 2001 Snorre B on stream 2001.

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/>.



**1.d. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Statfjord Nord	Troll Vest(fase II)	Heidrun	Troll Øst(fase I)	Gungne
Produksjonsstart <i>Onstream</i> .....	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i> .....	1977	1983	1985	1979	1982
Operatør <i>Operator</i> .....	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon	Statoil ASA	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....			Strekstagsplatt- form + havbunnsrammer i nordlige segment		Satellittfelt til Sleip- ner Øst. Under- vannsutbygning. <i>Satellite to Sleipner</i>
	Undervannsut- bygging <i>Subsea production</i>	To flytende be- tongplattform <i>Two floating con- crete platform</i>	<i>Tension Leg plat- form + seabed in- stallation in northern segment</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>	<i>East Subsea pro- duction.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....			Bøyelasting av olje. Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zee- pipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Loading byouss for Gas piped to Troll oil. Associated Gas snes to Zeebrugge, East and then to through Halten- pipe to Tjelbergod- den. Gas for export to Kårstø.</i>	Gass i rør via Koll- snes til Zeebrugge, Emden og Dun- kerque. Konden- sat skipes til Mongstad <i>Gas piped via Koll- snes to Zeebrugge, Emden and Dun- kerque. Conden- sate shipped to Mongstad.</i>	Rørledning til Sleipner Øst <i>Pipeline to Sleipner East.</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i> .....	250-290	300-340	350	330	83
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i> .....					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	38,4	224,3	180,2	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,8	-	1,8	31,6	1,3
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	1,9	-	29,9	1 325,7	9,9
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> ..	-	-	-	1,6	3,1
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i> .....					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	13,1	106,7	98,3	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,4	-	1,7	31,6	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	0,5	-	25,4	1 188,8	9,9
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> ..	-	-	-	-	1,0
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> ..	13	139	61	41	..
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	8	33	19	39	..
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> .....	30,00	56,00	58,16	56,00	-
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3 4</sup></i> ..	8,3	63,7	63,2	55,3	1,3

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2002. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. *As of 31 December 2002.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>5</sup> Gassreserver og gassproduksjon fra Troll Vest er ført på Troll Øst(fase I). *Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll Øst(fase I).*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oeed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oeed/engelsk/*

**1.e. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Sleipner Vest <sup>5</sup>	Vigdis	Njord	Norne	Gullfaks Sør	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1996	1997	1997	1997	1998 og 2001	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1974	1986	1986	1991	1978	1984
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Statoil ASA	Statoil ASA	Pertra AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	Brønnhode- plattform i stål, ubemannet be- handlingsplatt- form <i>Steel wellhead platform, un- manned</i>	Havbunnsin- stallasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea installa- tions connec- tion to Snorre</i>	Halvt nedsenk- bar stålplatt- form <i>Semi-submersi- ble steel plat- form</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Havbunnsin- stallasjon knyt- tet til Gullfaks. <i>Subsea connec- tion to Gullfaks</i>	Produksjons- skip og brøn- nhodeplattfor- m. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Gass i rør til Emden og Zee- brügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge.</i>		Lasting til tank- skip via lager- skipet Njord B <i>Loading to tankers via stockship Njord B.</i>	Lasting til tank- skip. Gass til Ås- gard transport. <i>Loading to tankers. Gas to Åsgard Trans- port.</i>	Olje i rør til Gull- faks A. Gass via Gullfaks og Statpipe til Kårstø. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A. and Statpipe to Kårstø.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	110	280	330	380	135	84
Opprinnelige salgbar reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	-	39,7	23,9	87,4	35,5	6,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	8,1	-	-	1,4	4,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	104,2	3,2	-	13,7	32,1	-
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	28,1	-	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	-	17,4	9,6	40,4	22,6	0,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	5,8	-	-	1,3	3,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	84,9	3,2	-	11,8	29,1	-
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	10,0	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	16	14	18	25	40	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	12	5	6	6	4	4
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	-	30,00	7,50	54,00	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	24,5	12,1	11,8	19,0	29,3	5,5

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2002. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. *As of 31 December 2002.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>5</sup> De resterende ressursene er felles for Sleipner Vest og Sleipner Øst. *The remaining reserves is joint between Sleipner West and Sleipner East.* <sup>6</sup> Inkludert Rimfaks og Gullveig. *Incl. Rimfaks and Gullveig.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/*

**1.f. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003*

	Visund	Åsgard <sup>5</sup>	Balder <sup>6</sup>	Jotun <sup>7</sup>	Sygna	Tambar
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1999	1999	1999	1999	2000	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1986	1981/1984/1985	1967	1994/1995	1996	1982
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil ASA	Statoil ASA	Esso Expl. & Prod. Norway AS	Esso Expl. & Prod. Norway AS	Statoil ASA	BP Norge AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .		Produksjonsskip for oljefasen, fly- tende plattform for gassfasen <i>Production ship for oil phase. Semi-submersi- ble platform for gas phase.</i>	Produksjonsskip, havbunnsram- mer på Ring- home. <i>Production ship, subsea installa- tion on Ring- home.</i>	Produksjonsskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Havbunnsinstal- asjon knyttet til Statfjord C <i>Subsea connec- tion to Statfjord C.</i>	Ubemannet brønnhode platt- form knyttet til Ula. <i>Unmanned well- head platform at- tached to Ula.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Gull- faks A for lagring og utskipning. Gass i rør til Kol- snes(ikke ferdig- stilt) <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and load- ing to tankers. Gas pipeline to Kolsnes(not fin- ished).</i>	Olje lastes til skyt- teltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and ther- after to continen- tal Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tank- skip. På sikt skal gassen i rør mel- lom Jotun, Balder, Ringhorne og Statpipe <i>Loading to tank- ers. In future the gas will be piped between Jotun, Balder, Ringhorne and Statpipe</i>	Olje lastes til skyt- teltanker. Gass via Statpipe. <i>Oil loaded to tankers. Gas via Statpipe.</i>	Transport via Statfjord C. <i>Transport via Statfjord C.</i>	Oljen føres til Ula, og videre til Teesi- de via Ekofisk. Gassen injiseres i Ula. <i>Oil via Ula and Ekofisk to Teesi- de. The Gas is in- jected on Ula.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	335	240-300	125	126	..	68
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recov- erable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	38,4	67,9	60,3	29,3	11,0	7,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	6,7	32,9	-	-	-	0,2
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	50,3	191,9	2,9	0,7	-	2,3
Kondensat. Mill Sm3. <i>Condensate. Million Sm3.</i> . . . . .	-	47,1	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	30,5	39,6	48,0	13,2	6,0	4,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	6,7	31,4	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	50,3	180,2	2,9	0,1	-	2,3
Kondensat. Mill Sm3. <i>Condensate. Million Sm3.</i> . . . . .	-	43,3	-	-	1 0	.. ..
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	17	52	34	15		
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	1	0	0	0	30,00	-
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	30,00	35,50	-	3,00	2,5	1,5
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	19,3	60,1	23,1	11,1		

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2002. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. *As of 31 December 2002.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>5</sup> Består av Midtgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. *Includes Midtgard, Smørbukk and Smørbukk Sør.* <sup>6</sup> Inkluderer Ringhorne. *Includes Ringhorne.* <sup>7</sup> Består av reservoarene Elli, Elli Sør og Tau Vest. *Consists of Elli, Elli South and Tau West.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/> . *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/* .

**1.g. Felt i produksjon. 1. januar 2003**  
*Fields in production. 1 January 2003.*

	Glitne	Huldra	Vale	Tune	Sigyn
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	2001	2001	2002	2002	2002
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1995	1982	1991	1995	1982
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Norsk Hydro Produksjon as	Esso Expl. & Prod. Norway AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .		Brønnhodeplatt- form styrt fra Vesle- frikk <i>Wellhead platform</i> Produksjonsskip <i>operated from Vesle- Production Ship</i>	Havbunnsinstalla- sjon knyttet til Heim- dal <i>Subsea connection to Heimdal</i>	Havbunnsinstalla- sjon knyttet til Ose- berg D <i>Subsea connection to Oseberg D</i>	Havbrunnsinstalla- sjon knyttet til Sleipn- er A. <i>Subsea connection to Sleipner A.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .		Kondensat til Sture via Veslefrikk B. Rik- gass til Heimdal for prosessering, og vi- dere til kontinentet eller Storbritannia. Olje overføres til tankskip. Gass til drivstoff og reinjeks- jon <i>Oil on tankers. Gas as fuel and for rein- jection</i>	Condensate to Sture via Veslefrikk B. Gas to Heimdal for pros- essing and further transport to the Con- tinent or to the UK.	All transport via He- imdall <i>All transport via He- imdall</i>	Kondensatet trans- porteres til Sture gjennom OTS. Gas- sen injiseres på Ose- bergfeltet. Condensate to Sture through OTS. The Gas is reinjected on Oseberg. Gasseksport via Sleipner. Kondensat til Kårstø Gasexport via Sleipn- er. Condensate to Kårstø.
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	110	125	..	..	70
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recover- able reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	5,9	5,0	2,6	6,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	0,1	-	0,1	1,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	12,9	2,2	22,9	5,1
Kondensat. Mill.Sm <i>Condensate. Mil- lion Sm</i> . . . . .	-	-	-	-	3,0
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	3,0	3,7	2,5	6,0	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	0,1	-	0,1	1,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	10,2	2,2	22,9	5,1
Kondensat. Mill.Sm <i>Condensate. Mil- lion Sm</i> . . . . .	-	-	-	-	3,0
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	..	..	..	2	..
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	..	..	..	..	..
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i> . . . . .	-	31,96	-	40,00	-
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup> . . . . .	1,2	6,9	1,6	4,7	3,2

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2002. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

<sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2002. As of 31 December 2002. <sup>4</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.

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oeed/> . More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oeed/engelsk/> .

**2. Felt under utbygging. 1. januar 2003.**  
*Fields under development. 1 January 2003*

	Fram	Mikkel	Grane	Skirne inkl. Byggve	Kvitebjørn	Kristin(Haltenbanken Vest)	Snøhvit <sup>4</sup>
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	2003	2003	2003	2004	2004	2005	2006
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	..	1987	1991	1990/1991	1994	1997	1984
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Norsk Hydro Produksjon as	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Totalfinaelf Ex- ploration Norge AS	Statoil ASA	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	To havbunnsin- stallasjoner knyttet til Troll C. <i>Two Subsea connections to Troll C.</i>	To havbunnsin- stallasjoner knyttet til Ås- gard B. <i>Two Subsea connections to Åsgard B.</i>	En brønnhode- plattform for hvert funn. <i>Integrated platform each discovery</i>	Bunnfast inte- grert platt- form. <i>One wellhead platform for each discovery</i>	Halvt nedsenk- bar flytende plattform + produksjon- sanlegg under vann. <i>Semisubmersi- ble platform + Integrated subsea installa- tion.</i>	Havbunns in- stallasjon knyt- tet direkte til Melkøya. <i>Subsea con- nection directly to Melkøya.</i>	
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje til Mongstad, Gass til injeksjon og senere til Kolsnes. <i>Oil to Mongstad, Gas for injection and later to Kolsnes.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Kondensat til Åsgard B for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport.</i>	Olje via Grane Oljerør til Sture. Gass import fra Heimdal. <i>Oil via Grane Oljerør to Sture. Gas import from Heimdal.</i>	Rørledning til Heimdal <i>Pipeline to Heimdal</i>	Gass i rør til Kolsnes, kondensat og olje i rør til Mongstad. <i>Gas piped to Kolsnes, condensate and oil piped to Mongstad.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Kondensat til Åsgard C for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Condensate to Åsgard C for shipping.</i>	Gass direkte til land for nedkjøling til LNG og skiping. <i>Gas directly to shore for cooling to LNG and shipping.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	..	220	127	..	..	..	..
Opprinnelige salgbar reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .							
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	16,1	-	120,0	1,7	-	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	0,1	4,2	-	-	0,5	8,5	5,1
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	3,7	19,8	-	6,7	51,8	34,9	151,0
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	5,5	-	-	20,4	34,6	17,9
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production-wells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	..	..	3	..	..	..	..
Planlagt dagsproduksjon <i>Planned day-production</i> . . . . .							
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i> . . . . .	..	-	200 000	..	-	-	-
NGL. tonn <i>NGL. tonnes</i> . . . . .	..	..	-	-	..	..	..
Gass. mill Sm <i>Gas. Million Sm</i> . . . . .	..	..	-	..	20,7	..	..
Kondensat. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	..	-	-	10 000	..	..
Petoro. Prosent <i>Petoro. Percent</i> . . . . .	-	-	30,00	30,00	30,00	18,90	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> <sup>3</sup> . . . . .	7,4	2,5	14,4	2,1	9,5	17,1	41,4

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2002. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. *As of 31 December 2002. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3.* <sup>2</sup> Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* <sup>3</sup> Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2003-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2003 NOK.* <sup>4</sup> Inkludert Albatross og Askeladd. *Includes Albatross and Askeladd.* <sup>5</sup> 17 av 41,4 milliarder kroner i investeringer er byggingen av LNG-fabrikken på Melkøya. *17 out of the NOK 41.4 billion in investments are the cost of building the LNG-factory at Melkøya.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/> . *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/english/* .

### 3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003

*Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup>	Statfjord <sup>2</sup>	Murchison <sup>2</sup>	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>
Statoil ASA	0,95	12,16	44,34	11,52	-	20,00	-	61,00	15,30
Petoro (SDØE)	5,00	-	-	-	-	20,00	-	30,00	33,60
Norsk Hydro Produksjon AS	6,65	19,99	-	-	-	19,27	-	9,00	34,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,90	28,67	-	-	15,72	16,76	-	-	10,00
ConocoPhillips Norge	35,11	-	10,33	2,68	-	-	-	-	2,40
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	21,37	5,50	-	-	-	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	-	-	-	-	-	-	4,70
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	80,00	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	-	-	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Ugland Rederi	-	-	-	-	-	0,17	-	-	-
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	23,80	-	-	-
DONG Norge AS	-	-	-	-	-	-	5,00	-	-
Svenska Petroleum Exploration AS	-	-	-	-	-	-	15,00	-	-
Elf Exploration UK plc	-	26,12	-	-	-	-	-	-	-
Total Oil Marine plc (UK)	-	13,06	-	-	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
BP Exploration Operating Comp. Ltd. (UK)	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Conoco (UK) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Kerr-McGee North Sea (UK) Limited.	-	-	-	68,72	-	-	-	-	-
Ranger Oil (UK)	-	-	-	9,08	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Tor er fordelt slik: Totalfinaelf - 48,2, ConocoPhillips - 30,66, Norsk Agip - 10,82, Norsk Hydro Produksjon - 5,81, Petoro - 3,69 og Statoil - 0,83. *Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Tor is divided between: Totalfinaelf - 48,2, ConocoPhillips - 30,66, Norsk Agip - 10,82, Norsk Hydro Produksjon - 5,81, Petoro - 3,69 and Statoil - 0,83.* <sup>2</sup> Norsk andel på 60,82% av Frigg, 85,47% av Statfjord og 22,20% av Murchison. *Norwegian share, 60.82 of Frigg, 85.47% of Statfjord and 22.20% of Murchison.* <sup>3</sup> Inkludert Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks West.* <sup>4</sup> Inkludert Oseberg Vest, Oseberg Øst og Oseberg Sør. *Includes Oseberg West, Oseberg East and Oseberg South.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/*

### 3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003

*Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Vesle- frikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre <sup>1</sup>	Sleipner-Øst <sup>2</sup>	Brage	Draugen	Tordis <sup>3</sup>	Statfjord Øst
Statoil	18,00	-	-	14,40	49,60	12,70	-	28,22	25,05
Petoro (SDØE)	37,00	-	-	30,00	-	14,26	47,88	30,00	30,00
Norsk Hydro Produksjon AS	-	-	-	17,65	10,00	20,00	-	13,28	6,64
TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,00	25,00	-	5,95	10,00	-	-	5,60	2,80
ConocoPhillips Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,04
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	11,16	30,40	16,34	-	10,50	17,75
Amerada Hess Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	-
BP Norge AS	-	25,00	61,00	-	-	-	18,36	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	26,20	-	5,00
Enterprise Oil Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	0,52
Svenska Petroleum Exploration AS	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	13,50	-	-	8,88	-	-	-	2,80	1,40
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,60	-	-	-	9,60	4,80
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	-	12,26	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	9,00	-	-	-	-	20,00	-	-	-
Chevron Texaco Norge AS	-	-	-	-	-	-	7,56	-	-
Norske AEDC AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-
OER Oil AS	-	-	-	-	-	4,44	-	-	-
DONG Norge AS	-	-	34,00	-	-	-	-	-	-

<sup>1</sup> Inkludert Snorre B. *Includes Snorre B.* <sup>2</sup> Inkludert Loke. *Includes Loke.* <sup>3</sup> Inkludert Tordis Øst og Borg. *Includes Tordis East and Borg.*

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/*

**3.c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003**  
*Licenseses on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Statfjord Nord	Troll Vest(fase II)	Heidrun	Troll Øst( fase I)	Gungne	Sleipner Vest	Vigdis	Njord	Norve
Statoil ASA	21,88	20,80	12,43	20,80	52,60	49,50	28,22	-	25,00
Petoro (SDØE)	30,00	56,00	58,16	56,00	-	-	30,00	7,50	54,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	9,78	-	9,78	9,40	8,85	13,28	20,00	8,10
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	3,69	-	3,69	10,00	9,41	5,60	-	-
Mobil Development Norway AS	-	-	-	-	-	-	-	20,00	-
ConocoPhillips Norge AS	12,08	1,62	24,29	1,62	-	-	-	15,00	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	25,00	-	-	-	28,00	32,24	10,50	-	-
AS Norske Shell	10,00	8,10	-	8,10	-	-	-	-	-
Norsk Agip AS	-	-	-	-	-	-	-	-	6,90
Enterprise Oil Norge AS	1,04	-	-	-	-	-	-	-	6,00
Paladin Resources Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	15,00	-
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,80	-	-
OER oil AS	-	-	-	-	-	-	-	2,50	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Gaz de France Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	20,00	-
Fortum Petroleum AS	-	-	5,12	-	-	-	-	-	-

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.  
 Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oaed/> . More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oaed/engelsk/> .

**3.d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003**  
*Licenseses on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Gullfaks Sør <sup>1</sup>	Varg	Visund	Åsgard	Balder <sup>2</sup>	Jotun	Sygna
Statoil ASA	61,00	-	32,90	25,00	-	-	24,73
Petoro (SDØE)	30,00	30,00	30,00	35,50	-	3,00	30,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,00	-	20,30	9,60	-	-	5,98
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	7,70	7,65	-	-	2,52
ConocoPhillips Norge AS	-	-	9,10	-	-	-	6,65
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	45,00	0,57
Norsk Agip as	-	-	-	7,90	-	-	-
Mobil Development Norway AS	-	-	-	7,35	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	5,50
Fortum Petroleum AS	-	-	-	7,00	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	1,26
Pertra AS	-	70,00	-	-	-	-	-
Det Norske Oljeselskap AS	-	-	-	-	-	7,00	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	4,32
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	-	100,00	45,00	18,48

<sup>1</sup> Inkluderer Rinfaks og Gullveig. Includes Rinfaks and Gullveig. <sup>2</sup> Inkludert Ringhorne. Includes Ringhorne.

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.  
 Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oaed/> . More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oaed/engelsk/> .

**3.e. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003**  
*Licenseses on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Tambar	Glitne	Huldra	Vale	Tune	Sigyn
Statoil ASA	-	58,90	19,66	-	-	50,00
Petoro (SDØE)	-	-	31,96	-	40,00	-
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	-	-	28,53	40,00	10,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	21,80	24,33	24,24	20,00	-
BP Norge AS	55,00	-	-	-	-	-
ConocoPhillips Norge AS	-	-	23,34	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway AS	-	-	-	-	-	40,00
Det Norske Oljeselskap AS	-	10,00	-	-	-	-
DONG Norge AS	45,00	9,30	-	-	-	-
AS Uglan Rederi	-	-	-	0,32	-	-
Marathon Petroleum Norge AS	-	-	-	46,90	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	0,50	-	-	-
Svenska Petroleum Exploration AS	-	-	0,21	-	-	-

Kilde: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.  
 Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oaed/> . More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oaed/engelsk/> .

**3.f. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003**  
*Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2003*

	Fram	Mikkell	Grane	Skirne inkl. Byggve	Kvitebjørn	Kristin (Halten- banken vest)	Snøhvit
Statoil ASA	20,00	41,60	-	-	50,00	46,60	22,29
Petoro (SDØE)	-	-	30,00	30,00	30,00	18,90	30,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	25,00	10,00	38,00	10,00	15,00	12,00	10,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	-	40,00	5,00	3,00	18,40
ConocoPhillips Norge AS	-	-	6,40	-	-	-	-
BP Norge AS	-	-	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	25,60	-	-	-	-
Mobil Development Norway AS	25,00	33,48	-	-	-	10,50	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	-	-	3,26
Norske Agip AS	-	7,90	-	-	-	9,00	-
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,81
AS Ugland Rederi	-	-	-	-	-	-	-
Gaz de France Norge AS	15,00	-	-	-	-	-	12,00
Marathon Petroleum Norge AS	-	-	-	20,00	-	-	-
Fortum Petroleum AS	-	7,00	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	-	-	-	-	-	-	1,24

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.odin.dep.no/oed/>. More information: <http://www.npd.no> and <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1995-2003. Mill.kr**  
*Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1995-2003. Million NOK*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 <sup>1</sup>
<b>I alt Total</b>	<b>48 583</b>	<b>47 878</b>	<b>62 494</b>	<b>79 216</b>	<b>69 096</b>	<b>53 589</b>	<b>57 144</b>	<b>54 000</b>	<b>71 129</b>
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	42 496	41 886	54 327	70 829	64 403	52 898	54 967	52 924	69 725
Leting <i>Exploration</i>	4 647	5 455	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815	4 476	5 099
Feltutbygging og felt i drift <i>Field development and Fields on stream</i>	33 910	34 365	44 526	57 591	55 114	46 339	47 376	44 859	52 689
Feltutbygging <i>Field development</i>	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168	17 884	19 138
Varer <i>Commodities</i>	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	11 278	9 981	7 952
Tjenester <i>Services</i>	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 678	4 254	6 300
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 490	6 213	3 650	4 886
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	27 208	26 975	33 551
Varer <i>Commodities</i>	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 712	2 383	4 579
Tjenester <i>Services</i>	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	6 084	6 578	12 714
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 412	18 014	16 258
Landvirksomhet <sup>2</sup> <i>Onshore activities<sup>2</sup></i>	3 940	2 065	1 501	5 661	4 297	1 287	776	3 589	11 937
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 177	1 076	1 404

<sup>1</sup> Registrert 1. kvartal 2003. Registered 1st quarter 2003. <sup>2</sup> Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land. Includes offices, bases and terminals onshore.

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20>. More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20>.



**5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1993-2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1993-2002. Million NOK*

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i> .....</b>	<b>5 433</b>	<b>5 011</b>	<b>4 647</b>	<b>5 456</b>	<b>8 300</b>	<b>7 577</b>	<b>4 992</b>	<b>5 272</b>	<b>6 840</b>	<b>4 484</b>
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i> .....	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584	608	776	731
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i> .....	572	518	378	505	488	474	344	269	352	289
Seismikk <i>Seismic</i> .....	524	981	273	644	407	554	153	289	349	377
Spesielle studier <i>Special studies</i> .....	40	38	33	58	96	136	87	50	75	65
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i> .....	585	655	768	431	626	933	540	631	923	308
Feltevaluering <i>Field evaluation</i> .....	362	363	320	348	338	502	325	140	484	281
Feltutvikling <i>Field development</i> .....	216	288	446	81	284	403	213	489	439	28
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i> .....	-	-	0	-	-	8	0	1	-1	1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i> .....	7	4	1	1	3	20	1	1	1	-1
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> .....	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144	923	693	736
Lisensadministrasjon <i>License administration</i> .....	308	269	287	239	291	335	250	126	-2	133
Annen administrasjon <i>Other administration</i> .....	96	345	294	281	444	369	346	307	260	180
Arealavgift <i>Area fee</i> .....	423	456	464	455	562	550	529	476	413	406
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i> .....	18	23	22	121	40	29	18	15	22	16
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i> .....	2 868	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725	3 110	4 448	2 710
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> .....	1 108	706	742	995	2 149	1 872	1 374	1 089	2 062	934
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> .....	975	530	631	851	1 908	1 459	1 197	955	1 804	955
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> .....	133	176	112	144	242	413	176	134	258	-21
Transportkostnader <i>Transport costs</i> .....	345	214	206	282	615	409	212	265	435	169
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> .....	140	60	56	53	102	93	39	68	88	36
Båter <i>Vessels</i> .....	205	154	150	229	512	317	173	197	347	134
Varer <i>Commodities</i> .....	407	313	368	413	669	474	329	327	456	198
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> .....	180	135	129	181	291	148	127	92	211	75
Sement <i>Cement</i> .....	38	27	35	35	60	48	30	20	30	18
Boreslam <i>Drilling mud</i> .....	91	87	95	106	205	87	61	71	79	38
Drivstoff <i>Fuel</i> .....	60	32	36	61	61	34	32	90	72	55
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> .....	29	27	62	40	57	132	54	37	59	13
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> .....	11	5	11	-10	-5	26	24	18	5	0
Tekniske tjenester <i>Technical services</i> .....	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811	1 433	1 495	1 409
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	64	50	52	90	100	17	21	26	50	14
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	25	11	17	21	46	43	22	20	37	39
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> .....	45	58	54	71	78	59	43	25	59	27
Logging <i>Logging</i> .....	166	83	102	113	239	166	132	143	180	124
Testing <i>Testing</i> .....	101	67	98	175	90	140	67	15	96	32
Dykking <i>Diving</i> .....	24	16	18	27	39	41	23	21	50	38
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i> .....	57	17	61	4	106	87	9	136	128	68
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> .....	526	192	409	531	1 216	890	494	1 046	895	1 067

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2002. 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 .....	7 830	1 474	1 872	2 019	2 465
1986 .....	6 654	1 801	1 742	1 716	1 395
1987 .....	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988 .....	4 151	1 055	879	952	1 266
1989 .....	5 008	709	1 178	1 435	1 686
1990 .....	5 137	1 015	1 289	1 285	1 548
1991 .....	8 137	1 540	2 046	1 947	2 604
1992 .....	7 680	1 840	2 065	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 .....	4 647	1 209	988	1 226	1 224
1996 .....	5 456	1 275	1 082	1 389	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 .....	4 992	1 586	1 066	1 070	1 270
2000 .....	5 272	1 047	1 066	1 257	1 902
2001 .....	6 840	1 857	1 859	1 552	1 572
2002 .....	4 483	1 811	865	839	969

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20* .

**7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 2000 - Q4 2002. Million NOK*

	2000		2001			2002			
	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>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i></b>	<b>1 902</b>	<b>1 857</b>	<b>1 859</b>	<b>1 552</b>	<b>1 572</b>	<b>1 811</b>	<b>865</b>	<b>839</b>	<b>969</b>
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i>	1 212	1 028	1 210	1 168	1 042	1 181	595	277	657
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	389	312	737	601	412	258	356	70	250
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	354	204	724	564	312	273	381	70	232
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	36	108	14	37	100	-14	-25	-1	18
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	117	109	86	57	183	87	37	7	37
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	32	29	23	5	31	20	3	0	12
Båter <i>Vessels</i>	84	80	64	52	152	67	34	7	25
Varer <i>Commodities</i>	97	98	149	112	96	114	22	11	51
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	26	50	71	48	41	34	10	5	25
Sement <i>Cement</i>	5	10	2	10	9	11	2	2	4
Boreslam <i>Drilling mud</i>	16	9	33	29	9	27	1	6	4
Drivstoff <i>Fuel</i>	42	9	21	16	26	34	8	-3	15
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	2	20	22	7	10	9	2	1	2
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	7	0	1	2	2	0	-1	0	0
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	609	510	237	398	351	722	179	188	320
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	7	10	17	13	9	7	-3	1	9
Sementtjenester <i>Cement services</i>	8	7	11	7	11	10	14	5	10
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	5	11	19	19	11	6	5	1	14
Logging <i>Logging</i>	56	26	39	57	57	39	35	7	42
Testing <i>Testing</i>	11	18	18	35	25	38	-2	3	-6
Dykking <i>Diving</i>	3	13	16	9	12	20	10	-2	10
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	90	35	39	18	37	14	15	3	36
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	428	389	78	240	188	588	105	170	204
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	238	96	124	363	194	105	139	358	129
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	71	71	79	90	113	69	84	49	87
Seismikk <i>Seismic</i>	153	11	24	257	57	13	42	290	32
Spesielle studier <i>Special studies</i>	14	13	21	17	25	22	13	19	10
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	276	283	377	60	203	59	45	117	87
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	176	449	149	-39	133	466	87	87	95
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	36	47	50	-142	64	40	23	39	47
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	104	71	61	78	50	61	42	40	38
Arealavgift <i>Area fee</i>	35	331	39	25	19	365	23	9	10

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: *Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

**8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2002 - 4. kvartal 2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 2002 - Q4 2002. Million NOK*

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Norskehavet Norwegian Sea	Barentshavet Barents Sea
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i></b>	<b>4 484</b>	<b>2 116</b>	<b>2 368</b>	<b>2 296</b>	<b>72</b>
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i>	2 710	1 195	1 515	1 519	-3
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	731	284	447	400	47
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	308	144	164	150	14
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	736	494	242	228	14

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. Source: *Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20> .

**9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2003**  
*Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2003*

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year be- fore the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>				Påløpte inves- teringskost- nader <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	5 030	5 183	4 993	
2000	4 275	3 654	7 106	5 664	4 777	4 733	5 528	5 274	
2001	2 967	5 422	5 520	5 319	6 265	7 018	7 281	6 815	
2002	2 927	7 745	5 929	5 092	5 238	5 166	4 824	4 476	
2003	5 644	6 713	5 550	5 099	...	...	...	...	
				Prosent <i>Per cent</i>					
1985	66	89	89	74	96	111	114	100	
1986	143	173	173	155	131	123	104	100	
1987	158	122	125	94	79	102	100	100	
1988	137	120	110	110	107	110	101	100	
1989	82	98	90	74	88	82	102	100	
1990	88	125	129	88	88	90	99	100	
1991	50	74	93	72	97	111	105	100	
1992	81	128	126	100	102	99	98	100	
1993	130	165	141	101	104	112	118	100	
1994	122	157	145	129	113	117	108	100	
1995	131	126	116	95	119	126	112	100	
1996	107	109	119	105	109	116	108	100	
1997	69	87	94	91	92	117	101	100	
1998	102	118	130	131	115	118	105	100	
1999	192	177	147	104	107	101	104	100	
2000	81	69	135	107	91	90	105	100	
2001	44	80	81	78	92	103	107	100	
2002	65	173	132	114	117	115	108	100	

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr**  
*Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. 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>
1991		
1. kv Q1	1 299	1 540
2. kv Q2	1 568	2 046
3. kv Q3	2 107	1 947
4. kv Q4	2 637	2 604
1992		
1. kv Q1	1 295	1 840
2. kv Q2	1 609	2 065
3. kv Q3	1 333	1 732
4. kv Q4	1 780	2 042
1993		
1. kv Q1	1 173	1 403
2. kv Q2	1 423	1 096
3. kv Q3	1 664	1 318
4. kv Q4	2 335	1 616
1994		
1. kv Q1	1 156	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	1 389
4. kv Q4	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1	1 910	1 904
2. kv Q2	1 810	1 917
3. kv Q3	2 986	2 108
4. kv Q4	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1	2 054	2 248
2. kv Q2	1 721	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	1 270
2000		
1. kv Q1	829	1 047
2. kv Q2	1 034	1 066
3. kv Q3	1 388	1 257
4. kv Q4	2 156	1 902
2001		
1. kv Q1	1 546	1 857
2. kv Q2	1 420	1 859
3. kv Q3	1 698	1 552
4. kv Q4	2 040	1 572
2002		
1. kv Q1	1 432	1 811
2. kv Q2	974	865
3. kv Q3	1 280	839
4. kv Q4	1 315	969
2003		
1. kv Q1	1 278	...

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003**  
*Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ingshull Appraisal wells	Under- søkeshull 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
2000	24	2	1	4	2	4	3	8	0
2001	34	6	3	3	3	6	1	11	1
2002	19	4	3	3	1	2	1	5	-
2003	16	3	-	6	7				

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.  
 Mer informasjon: <http://www.npd.no> . More information: <http://www.npd.no> .

**12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003**  
*Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003*

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
2000	1 047	83	309	316	339
2001	1 364	287	409	266	402
2002	1 190	604	284	101	201
2003	438	73	365		

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.  
 Mer informasjon: <http://www.npd.no> . More information: <http://www.npd.no> .

**13. Boremeter<sup>1</sup> på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2003.**  
*Drilling metres<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2003.*

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
2000	68 337	8 622	17 926	22 385	19 404
2001	93 486	23 323	16 837	19 276	34 050
2002	81 988	36 509	26 515	8 206	10 758
2003	33 039	5 240	27 799		

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

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

Mer informasjon: <http://www.npd.no> . *More information: http://www.npd.no* .

**14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip<sup>1</sup>. Kvartal. 1989-2003. 1 000 GBP/dag**  
*Average term fixture rates for supply vessels<sup>1</sup>. Quarterly. 1989-2003. 1 000 GBP/day*

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS		
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT <sup>2</sup>	8-10,000 BHP	10,000-15999BHP <sup>3</sup>	16,000 BHP + <sup>3</sup>
<b>1989</b>						
1.kv. Q1.....	1,84	3,03	..	2,56	2,94	..
2.kv. Q2.....	2,43	3,47	..	3,23	3,33	..
3.kv. Q3.....	2,45	3,51	..	3,55	3,63	..
4.kv. Q4.....	1,96	3,51	..	3,64	3,85	..
<b>1990</b>						
1.kv. Q1.....	2,68	5,03	..	4,22	4,98	..
2.kv. Q2.....	3,47	7,47	..	4,71	6,05	..
3.kv. Q3.....	3,90	5,30	..	4,53	5,22	..
4.kv. Q4.....	3,43	5,17	..	4,83	5,27	..
<b>1991</b>						
1.kv. Q1.....	3,53	6,25	..	4,82	5,38	..
2.kv. Q2.....	3,80	7,93	..	5,25	6,33	..
3.kv. Q3.....	3,55	6,15	..	4,65	5,90	..
4.kv. Q4.....	3,65	5,20	..	4,77	5,25	..
<b>1992</b>						
1.kv. Q1.....	3,62	5,63	..	4,29	5,77	..
2.kv. Q2.....	3,16	7,20	..	4,18	5,85	..
3.kv. Q3.....	2,53	3,88	..	2,80	4,45	..
4.kv. Q4.....	2,77	4,39	..	2,63	3,68	..
<b>1993 1993</b>						
1.kv. Q1.....	3,85	6,76	..	3,70	5,77	..
2.kv. Q2.....	3,74	5,09	..	4,46	6,45	..
3.kv. Q3.....	2,98	4,77	..	3,12	3,61	..
4.kv. Q4.....	3,01	5,09	..	2,74	4,24	..
<b>1994</b>						
1.kv. Q1.....	3,79	5,21	..	3,41	5,18	..
2.kv. Q2.....	4,10	6,34	..	4,01	5,98	..
3.kv. Q3.....	3,06	4,81	..	3,03	4,63	..
4.kv. Q4.....	3,41	5,51	..	3,48	5,54	..
<b>1995</b>						
1.kv. Q1.....	3,69	5,89	..	4,20	6,45	..
2.kv. Q2.....	4,28	6,92	..	5,25	9,85	..
3.kv. Q3.....	3,82	5,19	..	4,17	-	..
4.kv. Q4.....	3,69	5,96	..	3,93	5,63	..
<b>1996</b>						
1.kv. Q1.....	3,40	4,45	6,48	4,21	5,51	..
2.kv. Q2.....	3,93	5,29	4,55	4,52	6,57	..
3.kv. Q3.....	4,41	5,08	4,28	3,39	4,77	..
4.kv. Q4.....	4,46	6,08	8,20	6,10	8,82	..
<b>1997</b>						
1.kv. Q1.....	5,71	4,09	5,76	5,99	14,99	..
2.kv. Q2.....	6,83	4,43	7,74	7,40	8,93	..
3.kv. Q3.....	6,22	7,33	8,83	6,83	9,42	..
4.kv. Q4.....	6,45	8,30	8,00	6,00	11,17	..
<b>1998</b>						
1.kv. Q1.....	6,08	9,63	10,33	8,00	13,75	..
2.kv. Q2.....	7,00	9,25	9,57	7,50	10,00	..
3.kv. Q3.....	6,50	8,50	8,50	6,67	12,00	..
4.kv. Q4.....	5,28	7,48	8,50	6,00	10,67	..
<b>1999</b>						
1.kv. Q1.....	4,03	5,45	6,17	5,08	9,23	..
2.kv. Q2.....	3,47	4,43	5,50	4,41	5,36	..
3.kv. Q3.....	2,42	3,33	3,83	3,53	4,33	..
4.kv. Q4.....	2,50	3,77	4,50	3,00	4,00	..
<b>2000</b>						
1.kv. Q1.....	2,75	4,32	4,77	3,17	4,17	5,50
2.kv. Q2.....	4,00	5,97	6,30	4,50	7,58	8,58
3.kv. Q3.....	4,00	6,37	6,90	4,83	8,50	9,50
4.kv. Q4.....	4,30	6,73	7,57	5,00	8,50	10,00
<b>2001</b>						
1.kv. Q1.....	5,67	8,83	9,83	5,67	11,00	13,67
2.kv. Q2.....	6,83	9,17	9,83	7,00	12,33	15,17
3.kv. Q3.....	6,50	7,75	10,34	7,80	13,00	17,13
4.kv. Q4.....	6,50	9,48	10,13	7,80	11,35	12,95
<b>2002</b>						
1.kv. Q1.....	6,30	11,10	10,73	7,42	9,20	16,05
2.kv. Q2.....	6,75	9,24	10,08	7,78	10,40	14,50
3.kv. Q3.....	5,00	6,60	7,82	6,17	8,33	12,48
4.kv. Q4.....	4,42	6,53	7,30	5,33	8,64	10,37
<b>2003</b>						
1.kv. Q1.....	4,21	5,80	7,47	5,00	8,33	11,42
2.kv. Q2.....	4,53	6,00	7,50	5,23	8,41	12,13

<sup>1</sup> Timecharter-leie *Timecharter*. <sup>2</sup> Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. *Included in 2,200 - 3,100 DWT before 1996.* <sup>3</sup> Gruppen 12+ er for 2000 og 2001 er inkludert i 16+. *The group 12+ is included in 16+.*

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

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .



**15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1993-2002. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development, by cost category. 1993-2002. Million NOK*

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i> .....</b>	<b>35 209</b>	<b>28 584</b>	<b>26 961</b>	<b>25 342</b>	<b>35 286</b>	<b>45 145</b>	<b>35 191</b>	<b>22 799</b>	<b>20 168</b>	<b>17 884</b>
<b>Byggekontrakter <i>Building contracts</i> .....</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>	<b>19 971</b>	<b>12 409</b>	<b>10 694</b>	<b>9 384</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> .....	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523	597	1 098	2 122
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i> .....	539	322	106	9	155	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	-	-	-	-	381	804	955	724	160	463
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i> .....	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639	615	2 221	2 066
Moduler <i>Modules</i> .....	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219	3 400
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	25	7	71	7	56	54	10	157	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> ...	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997	1 333
<b>Egne varekjøp <i>Operators own expenditure</i> .....</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>1 745</b>	<b>642</b>	<b>583</b>	<b>597</b>
<b>Utbyggingstjenester <i>Field development services</i> .....</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>	<b>5 776</b>	<b>3 562</b>	<b>1 251</b>	<b>2 758</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> .....	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352	742	267	940
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> .....	1 004	797	2 626	433	511	602	245	96	401	427
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> .....	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248	506	1 187
Forsikringspremier <i>Insurances</i> .....	9	44	80	60	98	37	13	48	21	27
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i> .....	158	132	93	12	51	169	43	0	0	14
Båter <i>Vessels</i> .....	50	24	119	2	61	101	37	-	0	31
Forpleining <i>Catering</i> .....	468	181	72	42	104	161	330	-20	1	28
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	596	295	80	331	353	320	215	449	72	105
<b>Operatørens egne arbeider <i>Operators own work</i> .....</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>1 883</b>	<b>1 220</b>	<b>999</b>	<b>1 158</b>
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>3 006</b>	<b>2 721</b>	<b>2 316</b>	<b>2 674</b>	<b>5 176</b>	<b>8 881</b>	<b>4 899</b>	<b>4 490</b>	<b>6 213</b>	<b>3 650</b>
<b>Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i> .....</b>	<b>1 049</b>	<b>650</b>	<b>633</b>	<b>603</b>	<b>1 075</b>	<b>1 198</b>	<b>916</b>	<b>476</b>	<b>428</b>	<b>337</b>

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. 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	14 497	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 081	3 531	5 177	4 407	5 966
1986	21 832	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	20 649	4 214	4 078	5 190	7 168
1988	19 684	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 637	4 628	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 264	4 862	4 615	5 771	7 016
1992	28 863	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	25 242	5 581	6 710	6 071	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 145	9 029	12 025	11 895	12 197
1999	35 191	9 356	9 297	8 571	7 967
2000	22 799	5 943	5 999	5 195	5 662
2001	20 168	4 435	5 048	5 315	5 369
2002	17 884	3 909	4 621	4 421	4 933

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 2000 - Q4 2002. Million NOK*

	2000		2001			2002			
	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	4.kv. Q 4
<b>Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i> .....</b>	<b>5 662</b>	<b>4 435</b>	<b>5 048</b>	<b>5 315</b>	<b>5 369</b>	<b>3 909</b>	<b>4 621</b>	<b>4 421</b>	<b>4 933</b>
<b>Varer <i>Commodities</i> .....</b>	<b>3 233</b>	<b>2 326</b>	<b>2 961</b>	<b>2 641</b>	<b>3 350</b>	<b>2 482</b>	<b>2 733</b>	<b>2 356</b>	<b>2 411</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> .....	341	304	339	345	285	379	729	878	599
Dekk <i>Decks</i> .....	298	405	478	422	916	604	649	402	411
Moduler <i>Modules</i> .....	1 815	1 047	1 506	1 303	1 528	1 051	893	697	784
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	81	94	137	9	136	86	123	109	162
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	677	467	480	578	487	359	317	269	437
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	20	8	20	-15	-1	2	21	-	17
<b>Tjenester <i>Services</i> .....</b>	<b>980</b>	<b>521</b>	<b>684</b>	<b>601</b>	<b>872</b>	<b>589</b>	<b>1 046</b>	<b>1 445</b>	<b>1 174</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> ..	76	59	54	28	126	80	297	206	357
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> .....	4	3	4	2	92	63	38	-33	2
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i> .....	24	12	83	63	141	14	78	226	37
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> .....	94	70	80	30	7	20	165	253	146
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i> .....	116	75	54	41	33	53	27	65	115
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	125	7	10	94	6	3	51	247	42
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i> ..	-	-	-	-	0	1	1	9	3
Båter <i>Vessels</i> .....	-	-	-	-	0	1	4	22	5
Forpleining <i>Catering</i> .....	24	-	-	-	1	2	3	6	17
Forsikringspremier <i>Insurances</i> .....	22	9	4	4	4	4	4	4	14
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	157	54	53	5	18	9	26	59	38
egne arbeider <i>Own work</i> .....	339	249	341	334	445	339	351	381	398
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>1 449</b>	<b>1 589</b>	<b>1 404</b>	<b>2 073</b>	<b>1 147</b>	<b>839</b>	<b>842</b>	<b>621</b>	<b>1 349</b>
<b>Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i> .....</b>	<b>6 488</b>	<b>5 801</b>	<b>6 329</b>	<b>6 744</b>	<b>8 333</b>	<b>6 779</b>	<b>6 745</b>	<b>6 710</b>	<b>6 741</b>
<b>Varer <i>Commodities</i> .....</b>	<b>605</b>	<b>419</b>	<b>580</b>	<b>879</b>	<b>834</b>	<b>574</b>	<b>495</b>	<b>656</b>	<b>659</b>
Moduler <i>Modules</i> .....	-	-	-	-	111	7	4	4	12
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	-	25	-	68	-48	41	16	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	47	27	67	-	16	-	-	-	-
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	558	367	513	811	755	526	475	652	647
<b>Tjenester <i>Services</i> .....</b>	<b>1 440</b>	<b>1 111</b>	<b>1 583</b>	<b>1 458</b>	<b>1 932</b>	<b>1 352</b>	<b>1 597</b>	<b>1 699</b>	<b>1 930</b>
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i> .....	81	89	208	150	181	120	157	86	144
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	3	16	46	1	26	-	4	-	42
Maritime tjenester <i>Maritime services</i> .....	5	0	1	23	2	1	1	3	4
Transport <i>Transport</i> .....	51	-9	-26	40	64	49	47	62	133
Forpleining <i>Catering</i> .....	10	17	21	19	35	18	24	21	27
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	1 096	792	1 212	1 049	1 431	981	1 134	1 348	1 308
egne arbeider <i>Own work</i> .....	196	207	121	176	192	182	230	179	272
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>4 442</b>	<b>4 271</b>	<b>4 166</b>	<b>4 408</b>	<b>5 567</b>	<b>4 853</b>	<b>4 654</b>	<b>4 355</b>	<b>4 152</b>

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging, 1985-2003**  
*Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2003*

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 investeringskostnader. <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	19 081
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 832
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	20 649
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 684
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 637
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	22 264
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	45 145
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	35 191
2000	22 238	20 439	21 286	23 223	22 744	22 421	22 486	22 799
2001	13 631	15 174	15 500	17 106	18 618	20 760	20 032	20 168
2002	10 541	13 173	14 319	17 306	17 781	17 977	17 980	17 884
2003	14 802	15 887	17 791	19 138	...	...	...	...
	Prosent <i>Percent</i>							
1985	..	..	..	111	102	109	106	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	95	107	102	111	113	99	101	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
1999	60	81	93	92	101	111	97	100
2000	98	90	93	102	100	98	99	100
2001	68	75	77	85	92	103	99	100
2002	59	74	80	97	99	101	101	100

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: *Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2002**  
*Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2002*

År Year	Totale varekostnader Total commodity costs		Påløpt i utlandet Accrued abroad	
	Millioner kroner Million NOK		Millioner kroner Million NOK	
1985	10 329	1 854	18,0	
1986	12 338	2 599	21,1	
1987	10 346	1 729	16,7	
1988	8 056	1 157	14,4	
1989	9 079	3 756	41,4	
1990	12 564	2 328	18,5	
1991	12 092	2 101	17,4	
1992	14 670	2 178	14,8	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995	12 726	5 056	39,7	
1996	15 550	4 957	31,9	
1997	21 684	6 130	28,3	
1998	26 312	7 445	28,3	
1999	21 716	5 125	23,6	
2000	13 051	2 083	16,0	
2001	11 278	1 036	9,2	
2002	9 981	1 257	12,6	

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**20.a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging<sup>1</sup>. 1998-2002. Mill.kr.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1998-2002. Million NOK.*

	1998	1999	2000	2001	2002	2002			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>35 067</b>	<b>29 375</b>	<b>17 833</b>	<b>13 527</b>	<b>13 897</b>	<b>3 002</b>	<b>3 690</b>	<b>3 734</b>	<b>3 470</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>25 322</b>	<b>19 971</b>	<b>12 409</b>	<b>10 694</b>	<b>9 384</b>	<b>2 383</b>	<b>2 582</b>	<b>2 242</b>	<b>2 177</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	5 353	1 890	559	899	735	231	205	189	111
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	-	-	-	83	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> ..	5 101	1 633	39	116	1 387	81	342	532	431
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	804	955	724	160	463	67	182	157	57
Dekk <i>Decks</i> .....	2 388	639	615	2 221	2 066	604	649	402	411
Moduler <i>Modules</i> .....	7 104	11 012	7 011	5 219	3 400	1 041	887	693	779
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	54	10	157	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	4 519	3 832	3 304	1 997	1 333	359	316	269	388
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>990</b>	<b>1 745</b>	<b>642</b>	<b>583</b>	<b>597</b>	<b>98</b>	<b>151</b>	<b>114</b>	<b>234</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>8 754</b>	<b>7 659</b>	<b>4 782</b>	<b>2 250</b>	<b>3 916</b>	<b>521</b>	<b>957</b>	<b>1 379</b>	<b>1 060</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	1 602	1 128	353	98	189	37	31	43	79
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	602	245	96	401	427	78	117	193	39
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	3 133	2 542	2 248	506	1 187	76	243	565	303
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	3 417	3 744	2 086	1 263	2 114	331	567	578	638

<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.

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**20.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1998-2002. Millioner kroner.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued abroad. 1998-2002. Million NOK.*

	1998	1999	2000	2001	2002	2002			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>8 826</b>	<b>6 810</b>	<b>2 826</b>	<b>1 222</b>	<b>1 652</b>	<b>180</b>	<b>343</b>	<b>637</b>	<b>491</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>6 523</b>	<b>4 462</b>	<b>1 948</b>	<b>867</b>	<b>1 007</b>	<b>119</b>	<b>170</b>	<b>281</b>	<b>437</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	1 984	829	19	15	171	22	41	36	72
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	1 103	643	13	-	394	-	-	156	238
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	658	662	63	58	-	-	-	-	-
Dekk <i>Decks</i> .....	452	78	7	3	17	-	-	-	17
Moduler <i>Modules</i> .....	1 010	1 482	1 246	232	133	13	76	17	27
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	1 316	768	602	559	292	84	54	71	83
<b>Eqne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>921</b>	<b>663</b>	<b>134</b>	<b>139</b>	<b>250</b>	<b>43</b>	<b>80</b>	<b>103</b>	<b>23</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>1 382</b>	<b>1 685</b>	<b>743</b>	<b>216</b>	<b>395</b>	<b>18</b>	<b>92</b>	<b>253</b>	<b>31</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	302	62	5	2	0	-	-	-	0
Oppkøpling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	55	175	3	13	35	3	30	-	2
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	632	983	667	143	311	10	45	241	15
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	393	466	68	58	48	5	17	12	14

<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.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20* .

**20.c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1998-2002. Prosent.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1998-2002. Per cent.*

	1998	1999	2000	2001	2002	2002			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>25,2</b>	<b>23,2</b>	<b>15,8</b>	<b>9,0</b>	<b>11,9</b>	<b>6,0</b>	<b>9,3</b>	<b>17,1</b>	<b>14,1</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>25,8</b>	<b>22,3</b>	<b>15,7</b>	<b>8,1</b>	<b>10,7</b>	<b>5,0</b>	<b>6,6</b>	<b>12,5</b>	<b>20,1</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	37,1	43,9	3,5	1,7	23,3	9,7	19,9	19,1	64,9
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	21,6	39,4	32,6	-	28,4	-	-	29,3	55,2
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	81,9	69,2	8,7	36,3	-	-	-	-	-
Dekk <i>Decks</i> .....	18,9	12,2	1,1	0,2	0,8	-	-	-	4,2
Moduler <i>Modules</i> .....	14,2	13,5	17,8	4,4	3,9	1,2	8,5	2,5	3,4
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	29,1	20,0	18,2	28,0	21,9	23,3	17,1	26,6	21,3
<b>Eqne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>93,0</b>	<b>38,0</b>	<b>20,9</b>	<b>23,8</b>	<b>41,8</b>	<b>43,8</b>	<b>53,3</b>	<b>90,8</b>	<b>9,8</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>15,8</b>	<b>22,0</b>	<b>15,5</b>	<b>9,6</b>	<b>10,1</b>	<b>3,5</b>	<b>9,6</b>	<b>18,4</b>	<b>2,9</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	18,8	5,5	1,4	1,6	0,0	-	-	-	0,0
Oppkøpling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	9,1	71,2	3,6	3,2	8,3	4,2	26,1	-	4,7
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	20,2	38,7	29,7	28,3	26,2	12,9	18,5	42,7	5,1
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	11,5	12,4	3,3	4,6	2,3	1,6	3,0	2,1	2,2

<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.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20* .

**21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1993-2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1993-2002. Million NOK*

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i> . . . . .</b>	<b>8 165</b>	<b>8 294</b>	<b>7 643</b>	<b>9 360</b>	<b>12 140</b>	<b>17 408</b>	<b>19 268</b>	<b>21 100</b>	<b>24 625</b>	<b>21 664</b>
<b>Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> . . . . .</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>	<b>6 411</b>	<b>7 442</b>	<b>8 242</b>	<b>6 517</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> . . . . .	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 072	5 974	7 107	5 672
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> . . . . .	385	283	231	667	681	1 283	1 340	1 468	1 135	846
<b>Transportkostnader <i>Transport costs</i> . . . . .</b>	<b>551</b>	<b>622</b>	<b>503</b>	<b>573</b>	<b>941</b>	<b>1 296</b>	<b>1 280</b>	<b>1 429</b>	<b>1 864</b>	<b>1 530</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> . . . . .	207	204	158	165	282	273	412	313	351	398
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	344	419	345	408	659	1 022	868	1 116	1 513	1 132
<b>Varer <i>Commodities</i> . . . . .</b>	<b>2 654</b>	<b>2 586</b>	<b>2 094</b>	<b>2 335</b>	<b>2 709</b>	<b>3 417</b>	<b>4 125</b>	<b>4 544</b>	<b>4 594</b>	<b>4 314</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i> . . . . .	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103	2 428	2 403	2 204
Sement <i>Cement</i> . . . . .	178	163	129	158	166	194	240	220	256	179
Boreslam <i>Drilling mud</i> . . . . .	454	619	582	642	639	837	881	803	957	890
Drivstoff <i>Fuel</i> . . . . .	79	69	26	61	66	84	108	281	247	192
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> . .	462	548	247	269	325	411	508	420	326	505
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> . . . . .	128	191	130	186	389	311	286	392	405	317
<b>Tekniske tjenester <i>Technical services</i> . . . . .</b>	<b>3 049</b>	<b>3 336</b>	<b>3 232</b>	<b>3 640</b>	<b>4 666</b>	<b>6 689</b>	<b>7 452</b>	<b>7 686</b>	<b>9 925</b>	<b>9 304</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> . . . . .	6	0	0	4	105	8	89	122	67	86
Sementtjenester <i>Cement services</i> . . . . .	107	93	43	57	95	140	117	205	258	245
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> . . . . .	171	265	51	90	140	130	155	341	346	313
Logging <i>Logging</i> . . . . .	381	361	280	384	456	760	703	1 171	1 606	1 790
Testing <i>Testing</i> . . . . .	105	80	125	119	114	165	280	87	96	75
Dykking <i>Diving</i> . . . . .	64	58	33	57	82	191	197	217	214	206
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i> . . . . .	163	132	159	195	218	252	255	440	368	435
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> . . . . .	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 656	5 103	6 971	6 154

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 2000 - Q4 2002.*  
 Million NOK

	2000		2001			2002			
	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>Feltutbygging Field development</b>									
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total</b>	<b>1 449</b>	<b>1 589</b>	<b>1 404</b>	<b>2 073</b>	<b>1 147</b>	<b>839</b>	<b>842</b>	<b>621</b>	<b>1 349</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs</b>	<b>713</b>	<b>682</b>	<b>451</b>	<b>913</b>	<b>507</b>	<b>375</b>	<b>281</b>	<b>128</b>	<b>465</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	601	579	456	665	416	350	327	84	379
Andre kostnader <i>Other costs</i>	112	103	-5	247	90	25	-45	44	86
<b>Transportkostnader Transportation costs</b>	<b>98</b>	<b>162</b>	<b>140</b>	<b>148</b>	<b>208</b>	<b>80</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>103</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	15	22	32	3	12	12	10	7	20
Båter <i>Vessels</i>	83	140	108	145	197	68	44	48	82
<b>Varer Commodities</b>	<b>188</b>	<b>227</b>	<b>231</b>	<b>267</b>	<b>230</b>	<b>120</b>	<b>134</b>	<b>116</b>	<b>199</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	54	117	82	82	84	71	89	80	69
Sement <i>Cement</i>	13	17	20	18	14	5	3	3	5
Boreslam <i>Drilling mud</i>	48	53	39	61	51	30	18	17	18
Drivstoff <i>Fuel</i>	19	18	18	13	28	9	18	13	18
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	6	6	10	8	5	5	4	3	47
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	50	15	62	87	48	0	4	0	43
<b>Tjenester Services</b>	<b>449</b>	<b>518</b>	<b>582</b>	<b>745</b>	<b>202</b>	<b>264</b>	<b>373</b>	<b>322</b>	<b>583</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	2	2	0	1	0	6	6	17
Sementtjenester <i>Cement services</i>	9	14	18	18	9	8	5	5	6
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	16	27	39	33	14	9	12	2	6
Logging <i>Logging</i>	-81	199	56	144	-84	49	40	51	84
Testing <i>Testing</i>	10	6	8	12	2	1	3	1	0
Dykking <i>Diving</i>	18	15	25	20	9	9	11	24	1
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	20	26	21	19	15	18	12	10	19
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	457	230	413	500	235	170	284	223	450
<b>Felt i drift Fields on stream</b>									
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total</b>	<b>4 442</b>	<b>4 271</b>	<b>4 166</b>	<b>4 408</b>	<b>5 567</b>	<b>4 853</b>	<b>4 654</b>	<b>4 355</b>	<b>4 152</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs</b>	<b>1 438</b>	<b>1 249</b>	<b>1 329</b>	<b>1 549</b>	<b>1 562</b>	<b>1 580</b>	<b>1 366</b>	<b>1 192</b>	<b>1 130</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 084	916	1 313	1 228	1 534	1 213	1 256	1 128	935
Andre kostnader <i>Other costs</i>	354	333	17	322	28	367	110	64	195
<b>Transportkostnader Transportation costs</b>	<b>323</b>	<b>244</b>	<b>267</b>	<b>288</b>	<b>407</b>	<b>346</b>	<b>332</b>	<b>303</b>	<b>257</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	60	68	60	56	99	98	79	85	86
Båter <i>Vessels</i>	262	177	207	232	307	248	254	217	170
<b>Varer Commodities</b>	<b>883</b>	<b>1 032</b>	<b>772</b>	<b>861</b>	<b>974</b>	<b>897</b>	<b>1 005</b>	<b>1 024</b>	<b>820</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	545	665	457	433	482	438	570	469	418
Sement <i>Cement</i>	-21	30	35	34	88	39	32	50	41
Boreslam <i>Drilling mud</i>	167	154	173	218	208	207	192	251	159
Drivstoff <i>Fuel</i>	63	41	50	32	48	38	37	37	22
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	89	89	69	76	63	109	101	119	117
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	40	52	-12	68	85	65	72	71	62
<b>Tjenester Services</b>	<b>1 798</b>	<b>1 746</b>	<b>1 798</b>	<b>1 710</b>	<b>2 625</b>	<b>2 030</b>	<b>1 950</b>	<b>1 837</b>	<b>1 946</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	11	10	14	18	20	11	26	16	4
Sementtjenester <i>Cement services</i>	50	57	44	41	58	63	63	52	45
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	72	59	63	56	54	72	76	68	69
Logging <i>Logging</i>	395	285	272	331	404	358	555	312	342
Testing <i>Testing</i>	27	9	30	16	13	26	20	41	-18
Dykking <i>Diving</i>	41	29	35	22	57	46	34	49	33
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	94	46	66	64	111	98	120	80	77
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 108	1 251	1 274	1 161	1 908	1 356	1 058	1 220	1 394

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk Sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**23.a. 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
2000	158 625	15 914	0	10 363	140	3 911	0	13 355	1 001
2001	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
2002	157 262	16 751	1	9 221	123	3 501	275	8 944	2 366
Januar - Mars 2002 January - March 2002	38 580	3 989	0	2 509	31	793	61	2 191	639
Januar - Mars 2003 January - March 2003	39 372	4 224	0	2 345	31	835	104	2 226	577
2002									
Jan. Jan.	13 559	1 400	0	830	10	281	14	827	229
Feb. Feb.	12 589	1 260	0	794	10	250	21	776	211
Mars March	12 432	1 329	0	885	10	262	27	587	199
April April	13 600	1 351	0	849	10	280	21	775	227
Mai May	13 656	1 334	0	888	10	270	21	815	215
Juni June	12 517	1 369	0	750	10	311	23	739	218
Juli(July)	14 009	1 475	0	807	10	330	26	745	217
August(Aug)	12 971	1 441	0	487	10	296	13	690	6
September(Sep)	11 474	1 475	0	693	10	334	25	759	223
Oktober Okt.	13 402	1 492	0	748	10	313	23	775	214
November Nov.	13 476	1 365	0	707	10	269	28	718	206
Desember Des	13 578	1 458	0	783	10	306	33	737	201
2003									
Jan. Jan.	13 348	1 460	0	818	10	300	38	779	203
Feb. Feb.	12 353	1 303	0	711	10	261	40	681	177
Mars March	13 671	1 461	0	816	10	273	27	766	197

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .



**23.b. 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
2000	14 266	0	2 022	952	79	0	3 416	7 420	9 991
2001	12 660	0	1 629	952	316	0	3 305	8 651	10 196
2002	11 550	0	1 545	599	315	0	2 919	8 135	9 492
Januar - Mars 2002									
January - March 2002	3 157	0	333	150	76	0	773	2 082	2 452
Januar - Mars 2003									
January - March 2003	2 822	0	496	181	74	0	726	2 077	1 859
2002									
Jan. Jan.	1 127	-	136	58	26	-	286	762	767
Feb. Feb.	1 006	-	113	57	23	-	187	595	795
Mars March	1 024	-	85	34	27	-	300	724	889
April April	1 014	-	129	62	27	-	254	650	865
Mai May	1 021	-	131	56	25	-	197	673	875
Juni June	993	-	119	48	27	-	259	750	856
Juli(july)	995	-	114	56	32	-	261	785	873
August(Aug)	915	-	115	47	18	-	256	780	822
September(Sep)	569	-	115	44	25	-	236	144	795
Oktober Okt.	913	-	115	46	33	-	235	580	791
November Nov.	1 003	-	181	43	25	-	226	803	773
Desember Des	969	-	193	45	28	-	221	890	392
2003									
Jan. Jan.	946	-	197	64	26	-	208	733	596
Feb. Feb.	1 015	-	190	72	25	-	236	608	601
Mars March	861	-	110	45	23	-	282	736	663

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**23.c. 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
2000	2 256	4 992	3 447	2 589	3 388	222	9 303	9 579	1 173
2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
2002	1 831	4 566	4 008	1 819	1 831	-	9 162	9 437	-
Januar - Mars 2002 <i>January - March 2002</i>	394	1 257	936	380	490	-	2 368	2 331	-
Januar - Mars 2003 <i>January - March 2003</i>	410	1 252	1 053	477	522	-	2 382	2 395	-
2002									
Jan. <i>Jan.</i>	172	427	389	123	165	-	794	786	-
Feb. <i>Feb.</i>	161	413	377	133	169	-	709	791	-
Mars <i>March</i>	61	417	170	124	156	-	865	754	-
April <i>April</i>	176	415	336	170	181	-	773	857	-
Mai <i>May</i>	193	428	352	169	189	-	625	801	-
Juni <i>June</i>	161	403	311	240	72	-	603	469	-
Juli (July)	134	403	326	180	177	-	766	902	-
August (Aug)	162	380	342	43	36	-	757	864	-
September (Sep)	156	122	348	163	164	-	720	828	-
Oktober <i>Okt.</i>	152	365	357	165	168	-	827	830	-
November <i>Nov.</i>	149	387	343	147	177	-	842	772	-
Desember <i>Des.</i>	153	407	358	161	176	-	880	783	-
2003									
Jan. <i>Jan.</i>	138	435	358	162	180	-	830	805	-
Feb. <i>Feb.</i>	132	379	335	147	164	-	741	759	-
Mars <i>March</i>	140	437	360	168	178	-	810	830	-

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**23.d. 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 <i>Year/month</i>	Vigdis <i>Vigdis</i>	Togi <i>Togi</i>	Gamma Nord <i>Gamma Nord</i>	Njord <i>Njord</i>	Norne <i>Norne</i>	Varg <i>Varg</i>	Visund <i>Visund</i>
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
2000	3 894	-	-	3 187	8 857	1 469	1 931
2001	3 280	0	0	2 368	9 960	1 029	2 191
2002	2 564	-	-	1 497	8 844	593	1 959
Januar - Mars 2002 <i>January - March 2002</i>	536	-	-	346	2 269	183	467
Januar - Mars 2003 <i>January - March 2003</i>	784	-	-	327	1 856	168	383
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	182	-	-	149	792	68	175
Feb. <i>Feb.</i>	187	-	-	123	746	53	170
Mars <i>March</i>	168	-	-	75	732	62	122
April <i>April</i>	198	-	-	127	852	61	162
Mai <i>May</i>	188	-	-	122	862	55	221
Juni <i>June</i>	209	-	-	129	729	58	158
Juli(July)	284	-	-	150	780	58	183
August(Aug)	284	-	-	141	767	31	233
September(Sep)	31	-	-	90	709	39	90
Oktober <i>Okt.</i>	208	-	-	131	654	38	90
November <i>Nov.</i>	324	-	-	133	630	38	179
Desember <i>Des</i>	302	-	-	128	593	32	176
2003							
Jan. <i>Jan.</i>	266	-	-	119	636	40	104
Feb. <i>Feb.</i>	251	-	-	100	510	58	140
Mars <i>March</i>	267	-	-	108	710	70	140

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**23.e. 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	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Snorre B	Glitne
1975	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-
1999	3 053	697	472	-	-	-	-
2000	6 842	6 090	6 577	-	-	-	-
2001	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
2002	10 843	2 199	9 390	2 599	3 679	2 908	1 796
Januar - Mars 2002 <i>January - March 2002</i>	2 221	653	1 986	602	915	531	477
Januar - Mars 2003 <i>January - March 2003</i>	2 851	552	2 636	582	1 027	764	374
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	704	236	776	137	364	195	173
Feb. <i>Feb.</i>	691	206	773	211	274	161	142
Mars <i>March</i>	826	211	437	254	277	175	162
April <i>April</i>	800	198	831	213	299	256	180
Mai <i>May</i>	906	190	846	226	314	264	170
Juni <i>June</i>	812	164	747	216	271	223	72
Juli(july)	1 057	164	777	231	313	242	153
August(Aug)	1 052	189	849	204	320	261	161
September(Sep)	651	168	859	170	308	285	127
Oktober <i>Okt.</i>	1 092	168	857	248	299	289	176
November <i>Nov.</i>	1 081	153	792	249	297	278	146
Desember <i>Des</i>	1 170	152	846	240	342	278	135
2003							
Jan. <i>Jan.</i>	852	172	932	201	344	251	145
Feb. <i>Feb.</i>	824	171	854	190	324	251	94
Mars <i>March</i>	1 175	209	849	191	359	263	136

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

**24.a. 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	Gullfaks <sup>5</sup>
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	225
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448	821
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440	1 338
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438	1 288
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559	1 649
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592	2 189
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609	2 471
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457	2 514
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331	2 249
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249	1 994
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218	1 780
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81	1 764
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49	1 294
2000	53 076	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
2002	68 881	5 330	788	1 917	9	874	3 200	118	2 806
Januar - Mars 2002 January - March 2002	17 409	1 342	242	533	2	195	788	25	871
Januar - Mars 2003 January - March 2003	21 135	1 122	168	668	2	219	984	14	867
2002									
Jan. Jan.	6 614	486	85	138	1	69	194	4	365
Feb. Feb.	5 597	432	74	196	1	62	265	4	260
Mars March	5 198	424	83	199	1	64	329	18	247
April April	6 047	431	42	145	1	66	269	11	234
Mai May	5 815	444	58	192	1	66	279	12	243
Juni June	5 197	457	60	189	1	74	267	20	214
Juli(July)	5 558	467	52	161	1	87	295	7	264
August(Aug)	4 392	440	70	39	1	73	133	10	117
September(Sep)	4 248	458	38	190	1	85	261	13	238
Oktober Okt.	6 279	456	93	152	1	82	263	8	243
November Nov.	6 705	404	72	147	1	68	306	6	188
Desember Des	7 232	432	61	169	1	77	339	7	195
2003									
Januar Jan.	7 225	394	61	253	1	81	361	5	290
Feb. Feb.	6 581	334	66	212	1	70	371	4	302
Mars March	7 329	393	41	202	1	67	252	5	275

<sup>1</sup> Årstellene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *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.* <sup>5</sup> Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/ .*

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

År / måned Year/month	Tommeliten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage	Sleipner <sup>1</sup>
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	260	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	1 069	77	-	-	-	-	-	-	-
1990	1 375	107	210	169	20	7	-	-	-
1991	1 115	135	368	488	190	37	-	-	-
1992	1 318	236	427	556	185	28	106	-	-
1993	1 466	275	422	567	191	15	515	44	843
1994	1 130	288	514	559	132	-	722	279	4 011
1995	999	286	521	586	114	-	841	272	5 063
1996	785	304	478	677	116	-	691	359	7 673
1997	571	383	201	585	88	-	876	250	8 096
1998	381	315	341	537	55	-	1 087	314	8 464
1999	-	275	150	517	17	-	454	176	11 139
2000	-	1 702	288	322	11	-	493	190	11 761
2001	-	3 947	138	272	43	-	800	206	11 927
2002	-	3 339	149	154	51	-	688	149	13 518
Januar - Mars 2002 January - March 2002	-	768	39	37	10	-	181	29	3 941
Januar - Mars 2003 January - March 2003	-	1 585	40	35	77	-	152	46	3 841
2002									
Jan. Jan.	-	364	10	15	4	-	72	15	1 392
Feb. Feb.	-	217	14	15	3	-	49	10	1 257
Mars March	-	188	15	8	3	-	59	3	1 292
April April	-	162	22	15	4	-	63	12	1 179
Mai May	-	304	13	13	4	-	59	14	1 084
Juni June	-	228	10	9	3	-	64	13	958
Juli(July)	-	236	5	13	5	-	59	9	1 099
August(Aug)	-	209	9	9	3	-	36	10	1 048
September(Sep)	-	236	11	9	5	-	17	12	381
Oktober Okt.	-	310	11	9	5	-	43	17	1 185
November Nov.	-	401	16	31	4	-	87	17	1 305
Desember Des	-	484	14	9	6	-	80	17	1 337
2003									
Januar Jan.	-	698	18	12	5	-	44	16	1 366
Feb. Feb.	-	450	12	14	5	-	43	15	1 205
Mars March	-	438	10	9	67	-	65	15	1 271

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

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. *Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/* .

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

År / måned Year/month	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrun
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	145	-	-	-	-	-	-
1995	363	65	105	159	18	-	5
1996	382	225	337	345	192	5 434	105
1997	399	293	187	289	434	13 928	127
1998	385	258	174	164	490	19 593	122
1999	348	306	173	285	881	24 769	125
2000	283	428	151	355	1 124	23 574	117
2001	355	378	140	43	1 442	20 120	764
2002	368	228	146	-	1 768	23 947	563
Januar - Mars 2002 January - March 2002	87	53	34	-	469	6 114	157
Januar - Mars 2003 January - March 2003	101	73	43	-	533	8 008	139
2002							
Jan. Jan.	36	17	11	-	169	2 755	47
Feb. Feb.	36	18	12	-	151	1 984	43
Mars March	16	18	12	-	149	1 375	67
April April	31	18	12	-	166	2 451	62
Mai May	32	17	11	-	178	1 895	36
Juni June	28	11	14	-	68	1 914	36
Juli(July)	30	25	15	-	142	1 584	65
August(Aug)	18	7	3	-	128	1 106	62
September(Sep)	39	25	13	-	156	1 787	25
Oktober Okt.	35	25	14	-	164	2 087	36
November Nov.	34	23	15	-	136	2 354	32
Desember Des	35	25	15	-	161	2 655	51
2003							
Januar Jan.	34	26	15	-	173	2 729	43
Feb. Feb.	32	22	14	-	171	2 542	47
Mars March	35	26	15	-	189	2 737	48

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

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

År / måned Year/month	Yme	Draugen	Vigdís	Jotun	Åsgard	Norne
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	314	611	-
2001	-	629	-	199	4 110	1 021
2002	-	608	-	61	7 357	747
Januar - Mars 2002						
January - March 2002	-	151	-	15	1 231	93
Januar - Mars 2003						
January - March 2003	-	105	-	15	2 127	170
2002						
Jan. Jan.	-	48	-	0	297	21
Feb. Feb.	-	49	-	7	409	30
Mars March	-	53	-	7	525	42
April April	-	53	-	7	543	50
Mai May	-	97	-	6	686	72
Juni June	-	54	-	5	452	49
Juli(July)	-	55	-	5	796	82
August(Aug)	-	52	-	6	735	69
September(Sep)	-	25	-	5	204	13
Oktober Okt.	-	50	-	5	885	101
November Nov.	-	48	-	4	892	115
Desember Des	-	23	-	4	934	103
2003						
Januar Jan.	-	37	-	4	513	46
Feb. Feb.	-	39	-	5	572	33
Mars March	-	29	-	6	1 042	91

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .



**25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2003**  
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2003

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	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	33 682	8 413	7 989	8 584	8 696
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 332	15 863	16 626	16 757	19 086	74 563	15 231	13 109	18 060	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	99 582	23 164	25 127	23 953	27 337	89 429	21 808	23 423	21 549	22 649
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 860	29 184	28 883	29 898	33 895	98 009	23 849	24 400	22 911	26 850
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	131 269	35 282	33 274	30 388	32 324	91 083	27 578	23 222	20 657	19 626
1999	128 506	31 044	31 062	31 487	34 913	133 678	19 775	27 247	37 491	49 166
2000	137 637	34 037	33 118	34 979	35 502	258 836	56 292	58 610	70 270	73 663
2001	141 980	35 443	32 752	35 955	37 831	234 698	60 663	61 407	62 424	50 203
2002	135 543	32 651	34 241	34 271	34 380	197 921	45 164	50 841	51 653	50 263
2003	95 563	31 704	32 953	30 906		146 111	53 389	44 817	47 905	

Kilde: tenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. Source: Foreign Trade, Statistics Norway.  
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/> .

**26. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup>. Kvartal. 1981 - 2003**  
Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. Quarterly. 1981-2003

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	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	24 671	6 541	5 693	5 045	7 392	14 640	3 913	3 471	2 950	4 307
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	42 665	11 748	10 049	8 808	12 061	27 220	7 866	6 725	5 331	7 299
1999	46 733	12 740	11 117	9 819	13 056	25 549	6 489	5 721	5 767	7 572
2000	48 521	14 581	10 267	8 881	14 792	47 789	11 874	8 430	10 345	17 140
2001	50 534	12 295	10 460	12 249	15 529	61 018	16 290	12 877	14 238	17 613
2002	64 400	14 805	14 968	12 285	22 342	59 409	15 222	13 626	10 746	19 816
2003	48 760	18 984	14 509	15 267		48 614	20 215	13 976	14 423	

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

Kilde: tenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. Source: Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: [http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh\\_en/](http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/) .

**27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2003**  
*Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2003.*

	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 .....	1 517	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982 .....	1 545	1 440	1 392	1 616	1 730	0,89	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 .....	1 717	1 650	1 658	1 754	1 804	1,02	0,96	0,97	1,04	1,10
1985 .....	1 727	1 870	1 767	1 647	1 625	1,16	1,11	1,16	1,22	1,15
1986 .....	805	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987 .....	890	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988 .....	704	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 .....	1 075	960	788	1 078	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991 .....	978	982	942	996	993	0,64	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 .....	900	941	932	900	828	0,59	0,60	0,61	0,58	0,58
1994 .....	828	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995 .....	805	817	845	766	792	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 .....	992	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998 .....	692	782	698	680	607	0,64	0,67	0,67	0,61	0,61
1999 .....	1 028	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000 .....	1 877	1 654	1 770	2 009	2 075	0,99	0,81	0,82	1,16	1,16
2001 .....	1 662	1 712	1 875	1 736	1 327	1,21	1,32	1,23	1,16	1,13
2002 .....	1 459	1 383	1 485	1 507	1 462	0,93	1,03	0,91	0,87	0,89
2003 .....	1 531	1 684	1 360	1 550	..	0,99	1,06	0,96	0,94	..

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

Kilde: Utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. *Source: Foreign Trade, Statistics Norway.*

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh\_en/* .

**28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 4. kvartal 2001 - 3. kvartal 2003**  
*Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q4 2001 - Q3 2003*

Land Country	2001		1.kv. Q1		2002		3.kv. Q3	
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	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	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>37 831</b>	<b>50 203</b>	<b>32 651</b>	<b>45 164</b>	<b>34 241</b>	<b>50 841</b>	<b>34 271</b>	<b>51 653</b>
Bahamas <i>Bahamas</i>	435	522	289	393	281	406	294	401
Belgia <i>Belgium</i>	1 041	1 425	183	242	109	167	-	-
Canada <i>Canada</i>	3 113	3 792	2 526	3 358	2 317	3 231	3 099	4 507
Danmark <i>Denmark</i>	372	500	591	789	421	608	599	898
Finland <i>Finland</i>	797	1 120	388	506	669	1 004	418	632
Frankrike <i>France</i>	3 364	4 639	2 922	4 175	2 579	3 873	2 809	4 241
Irland <i>Ireland</i>	548	798	412	611	494	775	492	764
Italia <i>Italy</i>	1 090	1 327	871	1 192	873	1 234	1 304	1 925
Japan <i>Japan</i>	698	877	-	-	-	-	-	-
Kina <i>China</i>	5 190	7 065	796	1 137	954	1 462	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	164	207	4 154	5 776	4 774	7 051	5 133	7 809
Portugal <i>Portugal</i>	57	73	-	-	170	237	175	250
Singapore <i>Singapore</i>	12 069	16 249	-	-	-	-	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	2 669	3 839	11 965	16 571	11 642	17 504	11 510	17 533
Sverige <i>Sweden</i>	373	457	1 860	2 546	857	1 252	1 326	2 048
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	533	792	139	215	266	389
Taiwan <i>Taiwan</i>	-	-	-	-	278	456	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	2 434	3 237	1 776	2 505	2 462	3 643	2 900	4 446
USA <i>USA</i>	3 418	4 077	3 383	4 572	5 222	7 722	3 945	5 810
Land Country	2002		1.kv. Q1		2003		3.kv. Q3	
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	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	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>34 380</b>	<b>50 263</b>	<b>31 704</b>	<b>53 389</b>	<b>32 953</b>	<b>44 817</b>	<b>30 906</b>	<b>47 905</b>
Belgia <i>Belgium</i>	747	1 096	352	617	-	-	-	-
Canada <i>Canada</i>	2 869	4 116	2 340	3 692	3 337	4 248	2 724	3 988
Danmark <i>Denmark</i>	205	295	544	929	622	859	521	817
Finland <i>Finland</i>	443	643	198	323	109	165	222	356
Frankrike <i>France</i>	2 880	4 220	2 828	4 841	2 749	3 874	2 643	4 110
Irland <i>Ireland</i>	491	726	242	413	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i>	2 109	3 031	999	1 639	1 272	1 677	988	1 537
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	-	159	210	-	-
Kina <i>China</i>	531	718	-	-	461	622	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 101	7 590	4 036	6 863	4 485	6 218	3 775	5 983
Portugal <i>Portugal</i>	-	-	304	500	-	-	83	141
Singapore <i>Singapore</i>	65	100	-	-	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i>	-	-	301	516	336	475	690	1 054
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	10 646	15 818	12 711	21 407	11 926	16 154	10 991	17 040
Sverige <i>Sweden</i>	1 322	1 900	2 044	3 539	927	1 293	1 294	2 086
Sør-Korea <i>South Korea</i>	217	334	262	439	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	2 619	3 844	2 243	3 883	2 965	4 160	3 043	4 776
USA	4 137	5 832	2 302	3 786	3 605	4 861	3 934	6 019

Kilde: tenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. Source: Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/> . More information: [http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh\\_en/](http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/) .

**29. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup> fordelt på land. 4. kvartal 2001-3. kvartal 2003**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. By destination. Q4 2001-Q3 2003*

Land Country	2001		1.kv.		2002		3.kv.	
	4.kv. Q4	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	1.kv. Q1	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	2.kv. Q2	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	3.kv. Q3	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>
	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>I alt Total</b>	<b>15 529</b>	<b>17 613</b>	<b>14 805</b>	<b>15 222</b>	<b>14 968</b>	<b>13 626</b>	<b>12285</b>	<b>10746</b>
Belgia <i>Belgium</i>	1 802	2 067	1 602	1 655	1 655	1 508	1546	1353
Frankrike <i>France</i>	3 328	3 816	3 689	3 810	2 994	2 727	2861	2503
Italia <i>Italy</i>	1 164	1 335	1 134	1 171	1 147	1 045	801	701
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 065	1 222	1 202	1 241	973	886	565	494
Polen <i>Poland</i>	120	137	117	121	118	107	120	105
Spania <i>Spain</i>	629	721	581	601	618	563	618	541
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	786	707	529	476	171	145	141	120
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	789	905	585	604	645	588	609	533
Tyskland <i>Germany</i>	5 846	6 704	5 367	5 544	6 648	6 057	5024	4396
	2002		1.kv.		2003*		3.kv.	
	4.kv. Q4	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	1.kv. Q1	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	2.kv. Q2	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	3.kv. Q3	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>
	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>I alt Total</b>	<b>22 342</b>	<b>19 816</b>	<b>18 984</b>	<b>20 215</b>	<b>14 509</b>	<b>13 976</b>	<b>15 267</b>	<b>14 423</b>
Belgia <i>Belgium</i>	2 552	2 263	2 123	2 271	1 854	1 781	1 847	1 745
Frankrike <i>France</i>	5 070	4 496	5 590	5 981	3 846	3 717	4 407	4 178
Italia <i>Italy</i>	1 637	1 452	786	841	483	467	599	571
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 455	1 291	1 367	1 463	1 016	981	1 003	947
Polen <i>Poland</i>	188	167	91	98	68	65	67	63
Spania <i>Spain</i>	966	856	911	975	677	654	669	631
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	446	397	572	515	505	455	521	491
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	977	866	911	975	677	654	669	631
Tyskland <i>Germany</i>	9 051	8 028	6 632	7 096	5 383	5 203	5 486	5 166

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

Kilde: utenrikshandel, Statistisk sentralbyrå. Source: Foreign Trade, Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. More information: [http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh\\_en/](http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/).

**30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler<sup>1</sup>. 2001-2002**  
*Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals<sup>1</sup>. 2001-2002*

	2001		2002	
	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 etter land Total, by country</b>	<b>142 486</b>	<b>232 374</b>	<b>135 929</b>	<b>198 652</b>
Belgia <i>Belgium</i>	3 325	5 506	1 123	1 618
Danmark <i>Denmark</i>	1 796	2 947	1 817	2 590
Finland <i>Finland</i>	2 300	3 739	1 918	2 784
Frankrike <i>France</i>	19 580	32 309	15 233	22 489
Irland <i>Ireland</i>	2 924	5 087	2 139	3 245
Italia <i>Italy</i>	2 569	3 803	5 223	7 473
Nederland <i>The Netherlands</i>	22 522	37 702	20 251	29 894
Portugal <i>Portugal</i>	769	1 308	435	633
Spania <i>Spain</i>	427	707	707	1 069
Storbritannia <i>Great Britain</i>	34 032	55 629	32 977	48 561
Sverige <i>Sweden</i>	8 792	14 733	5 893	8 533
Tyskland <i>Germany</i>	11 271	18 762	12 565	18 596
Kina <i>China</i>	2 385	3 670	2 283	3 319
Sør Korea <i>South Korea</i>	373	457	1 154	1 730
Singapore <i>Singapore</i>	82	131	65	100
Taiwan <i>Taiwan</i>	-	-	278	456
Bahamas <i>Bahamas</i>	435	522	864	1 200
Canada <i>Canada</i>	12 960	20 287	11 087	15 581
USA <i>USA</i>	15 626	24 501	19 916	28 783

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

*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.*

Kilde: Investeringsstatistikk, olje og gass. Statistisk sentralbyrå. Source: Investment statistics, oil and gas. Statistics Norway.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/>.

**31. Skipninger<sup>1</sup> av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)<sup>2</sup>, etter mottakerland<sup>3</sup>. 2. kvartal 2001 - 2. kvartal 2003. 1 000 tonn**  
**Shipments<sup>1</sup> of Norwegian produced NGL<sup>2</sup>, by receiving country<sup>3</sup>. Q 2 2001 - Q 2 2003. 1 000 tonnes**

	2001			2002				2003	
	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2
<b>Skipninger i alt</b>									
<b>Total shipments</b> .....	<b>1 193</b>	<b>1 199</b>	<b>1 311</b>	<b>1 258</b>	<b>1 326</b>	<b>1 134</b>	<b>1 460</b>	<b>1 289</b>	<b>1 482</b>
Norge <i>Norway</i> .....	230	253	211	246	276	269	269	225	294
Australia <i>Australia</i> .....	-	-	32	-	-	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i> .....	104	67	8	83	75	66	42	81	31
Brasil <i>Brazil</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile <i>Chile</i> .....	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Kina <i>China</i> .....	-	43	-	-	23	140	110	-	-
Columbia <i>Columbia</i> .....	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i> .....	16	-	-	-	-	-	-	-	-
Egypt <i>Egypt</i> .....	-	-	-	4	-	-	-	-	-
Finland <i>Finland</i> .....	27	47	-	-	19	7	-	-	21
Frankrike <i>France</i> .....	79	94	112	132	80	61	117	70	53
India <i>India</i> .....	-	7	5	-	-	7	-	-	-
Irland <i>Ireland</i> .....	-	-	2	-	-	-	1	-	-
Island <i>Iceland</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i> .....	-	-	-	3	-	-	18	9	14
Japan <i>Japan</i> .....	-	-	-	-	28	0	117	131	-
Malta <i>Malta</i> .....	-	-	-	30	-	-	6	-	-
Marokko <i>Marocco</i> .....	-	1	7	12	-	-	2	4	8
Mauretania(Mauretania) .....	-	-	-	-	-	-	-	2	-
Mexico <i>Mexico</i> .....	-	104	81	-	64	47	32	3	3
Nederland <i>The Netherlands</i> ..	46	78	127	83	98	102	59	96	71
Nigeria <i>Nigeria</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru(Peru) .....	-	-	-	-	-	-	-	19	-
Polen <i>Poland</i> .....	-	5	25	-	-	-	29	12	9
Portugal <i>Portugal</i> .....	26	9	45	48	42	27	17	26	23
Puerto Rico <i>Puerto Rico</i> .....	-	-	-	-	3	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i> .....	9	4	74	43	22	5	81	46	21
Storbritannia og Nord-Irland									
<i>United Kingdom</i> .....	126	79	85	53	48	50	86	68	48
Sveits(Switzerland) .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sverige <i>Sweden</i> .....	272	268	117	131	295	216	73	149	271
Sør Korea .....	-	-	-	-	20	-	-	-	-
Tunisia <i>Tunisia</i> .....	-	-	-	-	-	-	8	-	-
Tyrkia <i>Turkey</i> .....	96	17	177	238	185	13	153	170	155
Tyskland <i>Germany</i> .....	26	24	24	28	8	32	24	40	34
USA <i>USA</i> .....	101	66	114	90	33	53	76	79	393
Andre <i>Others</i> .....	13	32	64	33	5	38	139	60	31

<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.*

Mer informasjon: <http://www.npd.no> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . *More information: http://www.npd.no and http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/ .*

**32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1993-2003. US dollar/fat**  
*Brent Blend price. Weekly. 1993-2003. USD/barrel*

Uke Week	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06	23,57	20,68	30,64
2	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01	24,28	18,58	31,37
3	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20	25,35	19,01	32,07
4	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20	27,31	19,60	31,10
5	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64	19,89	30,88
6	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50	21,11	32,26
7	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15	19,73	32,84
8	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33	20,17	33,42
9	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23	21,94	33,79
10	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07	23,44	33,79
11	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62	24,38	28,64
12	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25	25,03	26,15
13	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63	26,47	27,30
14	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92	25,13	25,09
15	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15	24,27	24,89
16	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55	26,35	25,32
17	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65	26,58	23,22
18	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14	26,06	23,89
19	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59	26,52	26,03
20	18,85	16,20	18,50	19,10	20,00	14,50	14,36	28,67	28,14	24,53	26,74
21	18,10	16,20	18,35	18,60	19,35	14,70	14,83	28,58	29,52	24,28	26,39
22	18,20	16,40	17,70	18,80	18,30	13,60	14,22	29,63	29,02	23,33	27,90
23	18,35	16,30	18,05	18,35	16,90	12,10	16,10	28,58	29,01	22,87	28,55
24	18,20	16,15	17,70	18,15	17,30	10,95	16,02	30,28	28,70	24,56	26,80
25	17,40	16,65	16,75	18,45	17,80	12,15	15,85	29,17	26,80	25,14	26,78
26	17,20	17,40	16,70	18,70	18,40	11,85	16,34	30,64	27,09	25,69	28,43
27	17,25	17,20	16,10	19,60	18,20	11,55	18,47	31,21	25,82	25,17	28,20
28	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	30,41	25,12	26,29	28,89
29	16,55	18,15	15,70	20,00	18,60	12,20	19,07	28,18	23,42	25,46	28,16
30	16,65	17,35	15,65	19,40	19,00	12,65	19,63	25,44	24,21	25,84	28,19
31	17,10	17,65	16,00	18,95	19,10	11,95	19,33	26,18	24,59	25,46	29,89
32	16,55	18,50	16,05	19,80	18,50	11,60	20,30	27,86	25,57	26,37	29,75
33	16,60	17,55	15,85	20,95	18,55	12,10	20,49	29,42	25,57	27,60	28,98
34	16,75	16,55	16,20	21,15	18,00	12,25	20,17	30,80	25,54	27,19	29,97
35	16,80	15,55	16,15	20,70	18,15	12,40	20,97	34,60	26,56	27,12	28,53
36	16,70	15,85	16,60	22,20	18,05	12,50	21,61	36,37	26,31	28,49	27,48
37	15,80	15,90	16,80	23,10	18,20	13,10	22,95	32,68	27,25	28,21	26,23
38	15,40	15,55	16,90	22,05	18,85	14,50	22,49	33,24	26,84	29,30	26,13
39	15,95	15,70	16,30	22,85	20,30	14,55	23,03	29,38	21,14	29,95	
40	15,95	16,25	16,35	23,45	20,75	13,50	22,97	30,09	20,86	28,39	
41	16,80	16,65	15,90	24,25	19,60	12,30	21,92	31,03	20,52	28,74	
42	17,00	15,95	15,95	24,70	19,55	11,65	21,17	30,85	20,46	26,77	
43	16,65	16,15	16,00	24,70	19,25	12,30	22,03	31,39	20,14	25,49	
44	15,90	16,70	16,65	23,15	19,05	11,70	21,96	30,94	20,12	24,56	
45	15,80	17,55	16,80	22,00	19,50	11,30	24,70	31,46	18,75	23,50	
46	15,20	17,45	16,70	22,85	19,45	10,45	25,04	33,28	19,26	23,95	
47	15,35	16,80	16,80	23,10	18,90	10,60	25,97	33,02	18,93	24,43	
48	14,80	17,15	17,20	23,10	18,00	9,90	24,98	32,66	18,86	25,89	
49	14,20	17,00	17,55	24,20	17,20	9,45	26,41	28,64	19,08	26,75	
50	13,70	16,00	17,65	23,30	17,00	10,00	25,33	26,71	17,70	29,51	
51	13,75	15,70	18,10	24,05	17,00	9,50	25,84	23,05	18,58	31,35	
52	13,50	15,65	18,60	23,55	16,05	10,60	25,32	21,86	20,46	30,40	
Gjennomsnitt for året Yearly average	17,08	15,76	16,98	20,61	19,11	12,71	17,88	28,39	24,44	25,14	..

Kilde: Petroleum Intelligence Weekly. Source: Petroleum Intelligence Weekly.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1991 - 2003. US dollar/fat**  
*Crude oil prices by field. Quarterly. 1991- 2003. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spot- pris Spot price Brent Blend	
	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>	Norne <sup>6</sup>	Njord <sup>6</sup>	Heidrun <sup>7</sup>	Jotun <sup>6</sup>		Åsgard <sup>6</sup>
<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	.	.	.	.	.	.	.	.	.	18,85
3. kv. Q3...	19,97	19,93	19,35	.	19,60	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,10
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	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,26
<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	.	.	.	.	.	.	.	.	.	15,28
<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	.	.	.	.	.	.	16,71
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	.	.	.	.	.	12,56
4. kv. Q4...	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	.	.	.	.	.	11,02
<b>1999</b>															
1. kv. Q1...	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	.	.	.	.	.	11,41
2. kv. Q2...	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	.	.	.	.	.	15,43
3. kv. Q3...	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	.	.	.	.	.	20,57
4. kv. Q4...	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	.	.	.	.	.	24,13
<b>2000</b>															
1. kv. Q1...	27,25	27,35	26,77	27,25	27,30	27,35	27,20	27,25	26,82	26,65	27,57	.	.	.	26,80
2. kv. Q2...	26,97	27,07	26,50	26,82	27,03	27,07	27,00	26,82	26,65	26,47	27,68	25,90	26,58	27,15	26,68
3. kv. Q3...	29,80	30,27	29,98	30,17	29,82	30,27	30,05	30,17	29,50	29,45	29,78	28,78	29,77	30,38	30,44
4. kv. Q4...	29,48	30,05	29,55	29,70	29,85	30,03	29,98	29,70	29,43	29,43	30,67	28,80	29,70	30,32	29,61
<b>2001</b>															
1. kv. Q1...	25,85	26,28	25,77	26,06	26,02	26,17	26,34	26,00	25,08	25,66	26,75	24,88	25,79	26,62	25,76
2. kv. Q2...	27,33	27,40	26,96	27,14	27,38	27,29	27,54	27,08	26,32	27,07	28,17	25,35	27,26	27,85	27,25
3. kv. Q3...	25,08	25,23	24,82	25,17	25,10	25,12	24,89	25,11	24,57	24,79	25,77	23,35	24,72	25,60	25,23
4. kv. Q4...	19,23	19,45	19,32	19,42	19,40	19,34	19,25	19,36	18,75	18,96	19,77	17,65	19,04	19,78	19,52
<b>2002</b>															
1. kv. Q1...	20,88	20,73	20,77	20,75	21,10	20,73	20,58	20,75	20,52	20,50	21,22	19,43	20,33	20,83	21,54
2. kv. Q2...	24,58	24,47	24,33	24,52	24,67	24,47	24,35	24,52	24,33	24,52	24,52	22,93	...	24,62	25,02
3. kv. Q3...	27,03	27,03	26,80	26,98	27,07	27,03	26,72	26,98	26,70	26,77	26,77	25,75	...	26,93	26,97
4. kv. Q4...	26,82	26,78	26,58	26,75	26,97	26,78	26,38	26,75	26,65	26,68	27,12	25,52	...	26,83	26,82
<b>2003</b>															
1. kv. Q1...	32,13	32,27	32,33	32,40	32,13	32,27	31,88	32,40	31,48	31,92	32,78	30,97	...	32,37	31,09

<sup>1</sup> FOB Teeside. *FOB Teeside.* <sup>2</sup> Før 3. kv. 1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. *Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.* <sup>3</sup> FOB lastebøye. *FOB loading buoy.* <sup>4</sup> FOB Sture. *FOB Sture.* <sup>5</sup> FOB Mongstad. *FOB Mongstad.* <sup>6</sup> FOB skip. *FOB ship.* <sup>7</sup> FOB Mongstad/fritt levert Tetney. *FOB Mongstad/free delivery Tetney.*

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

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oad/> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. *More information: http://www.odin.dep.no/oad/engelsk/ and http://www.ssb.no/eng-lish/subjects/10/06/20/*.

**34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2003. US dollar/fat**  
*Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2003. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spot- pris Spot price			
	Ekofisk <sup>1</sup>	Stat- fjord <sup>3</sup>	Gull- faks <sup>2,3</sup>	Gull- faks <sup>3</sup>	Ose- berg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draug- en <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	Norne <sup>6</sup>	Njord <sup>6</sup>	Heidrun <sup>7</sup>	Jotun <sup>6</sup>	Åsgard <sup>6</sup>	Blend Brent Blend
<b>1995</b>															
Januar <i>January</i> .....	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	.	.	.	.	.	.	16,42
Februar <i>February</i> .....	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	.	.	.	.	.	.	17,01
Mars <i>March</i> .....	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	.	.	.	.	.	.	16,76
April <i>April</i> .....	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	.	.	.	.	.	.	16,58
Mai <i>May</i> .....	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	.	.	.	.	.	.	18,24
Juni <i>June</i> .....	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	.	.	.	.	.	.	17,30
Juli <i>July</i> .....	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	.	.	.	.	.	.	15,85
August <i>August</i> .....	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	.	.	.	.	.	.	16,03
September <i>September</i> .....	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	.	.	.	.	.	16,55
Oktober <i>October</i> .....	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	.	.	.	.	.	16,05
November <i>November</i> .....	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	.	.	.	.	.	16,74
Desember <i>December</i> .....	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	.	.	.	.	.	17,82
<b>1996</b>															
Januar <i>January</i> .....	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	.	.	.	.	.	17,86
Februar <i>February</i> .....	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	.	.	.	.	.	18,08
Mars <i>March</i> .....	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	.	.	.	.	.	19,93
April <i>April</i> .....	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	.	.	.	.	.	20,70
Mai <i>May</i> .....	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	.	.	.	.	.	19,01
Juni <i>June</i> .....	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	.	.	.	.	.	18,41
Juli <i>July</i> .....	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	.	.	.	.	.	19,71
August <i>August</i> .....	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	.	.	.	.	.	20,31
September <i>September</i> .....	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	.	.	.	.	.	22,55
Oktober <i>October</i> .....	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	.	.	.	.	.	24,05
November <i>November</i> .....	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	.	.	.	.	.	22,76
Desember <i>December</i> .....	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	.	.	.	.	.	23,64
<b>1997</b>															
Januar <i>January</i> .....	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	.	.	.	.	.	23,58
Februar <i>February</i> .....	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	.	.	.	.	.	20,53
Mars <i>March</i> .....	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	.	.	.	.	.	18,74
April <i>April</i> .....	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	.	.	.	.	.	17,67
Mai <i>May</i> .....	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	.	.	.	.	.	19,25
Juni <i>June</i> .....	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	.	.	.	.	.	17,59
Juli <i>July</i> .....	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	.	.	.	.	.	18,50
August <i>August</i> .....	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	.	.	.	.	.	18,46
September <i>September</i> .....	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	.	.	.	.	.	18,85
Oktober <i>October</i> .....	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	.	.	.	.	.	19,64
November <i>November</i> .....	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	.	.	.	.	.	18,96
Desember <i>December</i> .....	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	.	.	.	.	.	16,86
<b>1998</b>															
Januar <i>January</i> .....	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	.	.	.	.	.	15,04
Februar <i>February</i> .....	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	.	.	.	.	.	13,54
Mars <i>March</i> .....	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	.	.	.	.	.	13,23
April <i>April</i> .....	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	.	.	.	.	.	13,62
Mai <i>May</i> .....	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	.	.	.	.	.	14,30
Juni <i>June</i> .....	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	.	.	.	.	.	11,76
Juli <i>July</i> .....	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	.	.	.	.	.	12,09
August <i>August</i> .....	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	.	.	.	.	.	12,06
September <i>September</i> .....	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	.	.	.	.	.	13,66
Oktober <i>October</i> .....	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	.	.	.	.	.	15,36
November <i>November</i> .....	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	.	.	.	.	.	10,56
Desember <i>December</i> .....	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	.	.	.	.	.	9,89



**34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995 - 2001. US dollar/fat**  
 (forts.) *Crude oil prices, by field. Monthly. 1995 - 2001. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spot- pris Spot price Brent Blend Brent Blend	
	Ekofisk <sup>1</sup>	Stat- fjord <sup>3</sup>	Gull- faks <sup>2,3</sup>	Gull- faks C <sup>3</sup>	Ose- berg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draug- en <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	Norne <sup>6</sup>	Njord <sup>6</sup>	Heidrun <sup>7</sup>	Jotun <sup>6</sup>		Åsgard <sup>6</sup>
<b>1999</b>															
Januar January	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	.	.	.	.	11,09	
Februar February	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	.	.	.	.	10,26	
Mars March	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	.	.	.	.	12,58	
April April	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	.	.	.	.	15,50	
Mai May	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	.	.	.	.	14,68	
Juni June	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	.	.	.	.	16,56	
Juli July	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	.	.	.	.	19,24	
August August	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	.	.	.	.	20,48	
September September	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	.	.	.	.	22,61	
Oktober October	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	.	.	.	.	21,77	
November November	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	.	.	.	.	25,17	
Desember December	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	.	.	.	.	25,73	
<b>2000</b>															
Januar January	25,90	25,95	25,60	26,00	26,05	25,95	25,70	26,00	25,65	25,35	26,00	.	.	25,12	
Februar February	28,20	28,35	27,65	28,15	28,30	28,35	28,20	28,15	27,90	27,50	28,50	.	.	27,61	
Mars March	27,65	27,75	27,05	27,60	27,55	27,75	27,70	27,60	26,90	27,10	28,20	.	.	27,50	
April April	22,85	23,10	22,40	22,75	23,30	23,10	23,00	22,75	22,55	22,30	23,50	21,75	22,15	23,10	22,64
Mai May	27,95	27,95	27,50	27,75	27,95	27,95	27,95	27,75	27,60	27,50	28,65	26,90	27,75	28,00	27,53
Juni June	30,10	30,15	29,60	29,95	29,85	30,15	30,05	29,95	29,80	29,60	30,90	29,05	29,85	30,25	29,67
Juli July	28,15	28,65	28,00	28,25	27,90	28,65	28,15	28,25	27,65	28,10	28,70	27,35	28,55	29,00	28,81
August August	29,60	30,20	29,75	29,95	29,60	30,20	30,15	29,95	29,30	29,70	30,00	28,30	29,70	30,40	29,77
September September	31,65	31,95	32,20	32,30	31,95	31,95	31,85	32,30	31,55	30,55	30,65	30,70	31,05	31,75	32,92
Oktober October	30,80	31,45	30,70	30,45	31,30	31,45	31,40	30,45	30,75	30,80	31,85	30,20	31,00	31,50	30,84
November November	32,45	32,95	32,65	33,10	32,90	32,95	32,90	33,10	32,25	32,40	33,70	31,80	32,80	33,20	32,27
Desember December	25,20	25,75	25,30	25,55	25,35	25,75	25,65	25,55	25,30	25,10	26,45	24,40	25,30	26,25	25,07
<b>2001</b>															
Januar Januar	25,65	26,20	25,75	26,10	25,90	26,20	26,20	26,10	25,40	25,70	26,85	24,80	25,90	26,75	25,13
Februar February	27,65	28,05	27,35	27,70	27,70	28,05	28,05	27,70	26,65	27,20	28,65	26,65	27,25	28,30	27,66
Mars March	24,25	24,45	24,10	24,25	24,45	24,45	24,55	24,25	23,20	24,10	24,70	23,20	24,25	24,80	24,76
April April	25,45	25,75	25,20	25,40	25,55	25,75	25,60	25,40	24,35	25,35	26,35	23,95	25,70	25,95	25,32
Mai May	28,75	28,80	28,35	28,50	28,60	28,80	28,70	28,50	27,65	28,25	29,30	26,60	28,60	29,35	28,28
Juni June	27,80	27,50	27,20	27,40	28,00	27,50	28,10	27,40	26,95	27,65	28,80	25,50	27,50	28,25	27,90
Juli July	24,15	24,30	23,95	24,15	24,30	24,30	23,95	24,15	23,65	23,85	24,70	22,35	23,55	24,65	24,64
August August	25,75	25,80	25,30	25,75	25,55	25,80	25,40	25,75	25,10	25,45	26,30	23,75	25,60	26,15	25,57
September September	25,35	25,45	25,10	25,50	25,45	25,45	25,10	25,50	24,95	25,10	26,25	23,95	25,05	26,00	25,39
Oktober October	20,20	20,30	20,35	20,45	20,35	20,30	20,35	20,45	19,80	20,15	20,75	18,65	19,90	20,70	20,50
November November	18,90	19,20	18,90	19,00	19,05	19,20	18,80	19,00	18,30	18,60	19,55	17,05	18,90	19,55	19,18
Desember December	18,60	18,70	18,60	18,70	18,80	18,70	18,40	18,70	18,15	18,15	18,95	17,25	18,35	19,10	18,96
<b>2002</b>															
Januar Januar	19,35	19,40	19,35	19,30	19,60	19,40	18,95	19,30	18,85	18,85	19,95	17,75	18,80	19,25	19,55
Februar February	20,00	19,70	19,75	19,75	20,35	19,70	19,65	19,75	19,65	19,60	20,50	18,75	19,35	19,95	20,74
Mars March	23,30	23,10	23,20	23,20	23,35	23,10	23,15	23,20	23,05	23,05	23,20	21,80	22,85	23,30	24,83
April April	25,25	24,95	24,85	25,15	25,15	24,95	25,00	25,15	24,90	25,20	25,35	23,35	...	25,30	25,58
Mai May	24,60	24,60	24,35	24,50	24,90	24,60	24,35	24,50	24,55	24,70	...	23,00	...	24,65	24,94
Juni June	23,90	23,85	23,80	23,90	23,95	23,85	23,70	23,90	23,55	23,65	23,95	22,45	23,25	23,90	24,57
Juli July	25,85	25,80	25,67	25,87	25,80	25,78	25,52	25,83	25,50	25,45	25,83	24,60	...	25,90	25,64
August August	26,75	26,75	26,67	26,72	26,85	26,73	26,47	26,68	26,35	26,50	26,78	25,40	...	26,70	27,07
September September	28,50	28,55	28,12	28,42	28,55	28,53	28,22	28,38	28,25	28,35	28,28	27,25	...	28,20	28,99
Oktober October	27,55	27,35	27,17	27,42	27,75	27,33	27,17	27,38	27,25	27,45	27,78	26,40	...	27,60	26,79
November November	24,15	24,10	24,07	24,07	24,25	24,08	23,82	24,03	24,20	23,95	24,33	22,50	...	24,10	24,44
Desember December	28,75	28,90	28,57	28,82	28,90	28,88	28,22	28,78	28,50	28,65	29,03	27,65	...	28,80	29,50
<b>2003</b>															
Januar Januar	32,15	32,10	32,30	32,35	32,00	32,10	31,30	32,35	31,50	31,80	33,15	30,60	...	32,00	31,21
Februar February	33,10	33,30	33,25	33,40	33,15	33,30	33,05	33,40	32,50	32,85	33,85	32,00	...	33,35	33,08
Mars March	31,15	31,40	31,45	31,45	31,25	31,40	31,30	31,45	30,45	31,10	31,35	30,30	...	31,75	28,97

<sup>1</sup> FOB Teeside. *FOB Teeside.* <sup>2</sup> Før 3.kv.1993 er Gullfaks C inkludert i prisen. *Up to Q3 1993 Gullfaks C is included in the price.* <sup>3</sup> FOB lastebøye. *FOB loading buoy.* <sup>4</sup> FOB Sture. *FOB Sture.* <sup>5</sup> FOB Mongstad. *FOB Mongstad.* <sup>6</sup> FOB skip. *FOB ship.* <sup>7</sup> FOB Mongstad/fritt levert Tetney. *FOB Mongstad/free delivery Tetney.*

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

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oed/> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. *More information: http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/ and http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/*

**35. Fraktindekser<sup>1</sup> for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2003**  
*Shipping freight indices<sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 2003*

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
2000	98	153	207	208	219
2001	74	139	189	240	256
2002	48	98	133	171	166
<b>2001</b>					
Januar <i>January</i>	152	217	346	277	371
Februar <i>February</i>	117	206	231	323	400
Mars <i>March</i>	87	158	239	295	348
April <i>April</i>	94	171	272	299	264
Mai <i>May</i>	81	160	191	296	263
Juni <i>June</i>	48	106	168	221	258
Juli <i>July</i>	52	114	130	224	214
August <i>August</i>	52	114	130	224	214
September <i>September</i>	51	111	148	204	208
Oktober <i>October</i>	74	111	154	210	187
November <i>November</i>	44	98	136	163	192
Desember <i>December</i>	39	94	128	141	149
<b>2002</b>					
Januar <i>January</i>	39	94	128	141	149
Februar <i>February</i>	40	87	126	165	148
Mars <i>March</i>	39	86	116	159	150
April <i>April</i>	36	91	117	164	149
Mai <i>May</i>	36	105	144	194	179
Juni <i>June</i>	50	90	159	204	177
Juli <i>July</i>	40	97	130	201	158
August <i>August</i>	45	83	132	167	171
September <i>September</i>	36	84	110	158	178
Oktober <i>October</i>	41	83	118	153	155
November <i>November</i>	73	108	138	154	174
Desember <i>Desember</i>	103	172	176	193	208
<b>2003</b>					
Januar <i>January</i>	99	162	166	266	231
Februar <i>February</i>	133	181	187	267	246
Mars <i>March</i>	114	225	276	290	273
April <i>April</i>	129	240	294	290	328
Mai <i>May</i>	80	150	218	200	294
Juni <i>June</i>	85	156	201	235	231

<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.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1999-2004**  
*World oil supply and demand. Million barrels per day. 1999-2004*

	2000	2001	2002	2003*	2004*	2002				2003*				2004*			
						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*	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>76,2</b>	<b>r76,9</b>	<b>76,9</b>	<b>78,0</b>	<b>79,5</b>	<b>r77,2</b>	<b>75,5</b>	<b>r77,0</b>	<b>r79,5</b>	<b>r79,3</b>	<b>76,3</b>	<b>77,8</b>	<b>r80,1</b>	<b>79,8</b>	<b>77,5</b>	<b>79,0</b>	<b>81,6</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>47,8</b>	<b>47,8</b>	<b>47,7</b>	<b>48,4</b>	<b>48,7</b>	<b>48,1</b>	<b>46,3</b>	<b>47,5</b>	<b>48,9</b>	<b>49,3</b>	<b>47,0</b>	<b>48,1</b>	<b>49,2</b>	<b>49,3</b>	<b>47,1</b>	<b>48,3</b>	<b>49,8</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	24,1	24,0	24,2	24,5	24,8	r23,9	r24,0	r24,3	24,3	r24,6	24,0	24,6	24,6	24,8	24,3	25,0	25,1
Europa <i>Europe</i>	15,1	r15,3	15,2	15,1	15,3	15,2	14,6	r15,2	r15,4	15,1	14,7	15,2	15,5	15,3	15,0	15,3	15,7
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,6	8,5	8,4	8,7	8,6	9,1	7,7	8,1	r9,3	9,6	8,0	8,1	9,1	9,2	7,8	8,1	9,0
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>28,5</b>	<b>r29,1</b>	<b>29,3</b>	<b>29,8</b>	<b>30,8</b>	<b>r28,7</b>	<b>29,3</b>	<b>r29,3</b>	<b>r29,9</b>	<b>29,3</b>	<b>29,6</b>	<b>30,0</b>	<b>30,3</b>	<b>30,5</b>	<b>30,4</b>	<b>30,6</b>	<b>31,8</b>
Tidligere Sovjet <sup>2</sup> <i>Former USSR</i> <sup>2</sup>	3,7	3,7	3,8	3,9	3,9	3,7	r3,4	3,6	r4,3	r4,0	r3,5	3,8	r4,3	4,1	3,5	3,8	4,3
Europa <i>Europe</i>	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,1	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8
Kina <sup>3</sup> <i>China</i> <sup>3</sup>	r4,6	4,7	r4,9	5,2	5,4	r4,6	r5,2	r4,9	r5,2	5,2	r5,1	r5,1	r5,3	5,3	5,5	5,4	5,6
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	7,4	7,6	r7,7	r7,8	8,0	7,5	r7,7	r7,6	r7,9	7,7	7,7	r7,7	r8,1	7,9	8,0	7,9	8,3
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,9	4,9	4,8	4,7	4,7	4,7	4,8	4,9	4,7	4,5	4,7	4,8	4,7	4,5	4,7	4,9	4,8
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,7	5,0	5,1	5,1	5,3	5,0	5,0	5,2	r5,1	r5,2	5,0	r5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3
Afrika <i>Africa</i>	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,5	2,6	2,6	2,6	2,5	2,6	2,7	2,7	2,6	2,7
<b>Samlet tilbud<sup>4</sup> Total supply<sup>4</sup></b>	<b>r76,6</b>	<b>76,7</b>	<b>76,6</b>	...	...	<b>76,0</b>	<b>75,7</b>	<b>76,6</b>	<b>78,0</b>	<b>r78,7</b>	<b>77,9</b>	...	...	...	...	...	...
<b>Sum ikke-OPEC Total non-OPEC</b>	<b>45,9</b>	<b>46,6</b>	<b>48,0</b>	<b>49,0</b>	<b>50,4</b>	<b>47,8</b>	<b>48,0</b>	<b>47,6</b>	<b>48,5</b>	<b>r48,7</b>	<b>r48,1</b>	<b>r49,2</b>	<b>50,0</b>	<b>50,1</b>	<b>50,1</b>	<b>50,3</b>	<b>51,0</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>21,9</b>	<b>21,8</b>	<b>22,0</b>	<b>r22,0</b>	<b>22,2</b>	<b>22,1</b>	<b>22,1</b>	<b>21,4</b>	<b>22,2</b>	<b>r22,1</b>	<b>r21,4</b>	<b>r22,1</b>	<b>r22,6</b>	<b>22,4</b>	<b>22,1</b>	<b>22,0</b>	<b>22,3</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,3	14,4	14,6	14,9	r14,6	14,6	14,5	14,5	14,6	14,8	r14,5	14,9	15,2	15,1	15,1	15,0	15,1
Europa <i>Europe</i>	6,8	6,7	6,6	6,6	6,5	6,7	6,7	6,2	r6,8	6,7	r6,2	6,5	6,6	6,6	6,4	6,4	6,5
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>22,3</b>	<b>23,0</b>	<b>r24,2</b>	<b>25,1</b>	<b>26,3</b>	<b>23,9</b>	<b>24,1</b>	<b>24,5</b>	<b>24,6</b>	<b>r24,7</b>	<b>25,0</b>	<b>25,3</b>	<b>25,6</b>	<b>25,8</b>	<b>26,1</b>	<b>26,4</b>	<b>26,9</b>
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,9	8,6	9,4	r10,2	10,8	9,0	9,2	9,5	9,8	9,9	r10,1	r10,3	r10,4	10,5	10,8	10,9	10,8
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	0,2	0,2	0,2	0,2
Kina <i>China</i>	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,8	3,8	3,9	3,9	4,1	3,9	3,9	3,9	3,8	3,9	r3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,1	4,4
Midt-Østen <i>Middle East</i>	2,2	2,2	2,1	2,0	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,8	2,8	3,0	3,1	3,5	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	3,0	3,1	3,3	3,3	3,4	3,5	3,6
Nettotilvekst prosessering <sup>5</sup> <i>Processing Gains</i> <sup>5</sup>	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8
<b>OPEC OPEC</b>	<b>r30,7</b>	<b>30,2</b>	<b>28,6</b>	...	...	<b>28,3</b>	<b>27,7</b>	<b>29,0</b>	<b>r29,5</b>	<b>30,1</b>	<b>29,8</b>	...	...	...	...	...	...
Råolje <i>Crude oil</i>	27,8	r27,0	25,2	...	...	24,9	24,3	25,4	23,0	26,8	26,2	...	...	...	...	...	...
NGL <i>NGLs</i>	2,8	3,1	3,5	3,7	4,1	3,4	3,4	3,6	3,5	3,3	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,0	4,3
Lagerendring og annet <sup>6</sup> <i>Stock change and miscellaneous</i> <sup>6</sup>	0,4	r(-0,2)	r(-0,7)	...	...	r(-1,2)	r0,2	r(-0,3)	r(-1,5)	r(-0,6)	1,6	...	...	...	...	...	...

<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 raffineringprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).* <sup>6</sup> Omfatter i tillegg til registert 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.

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/> . More information: <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/> .

**37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2002. Milliarder 2003-kroner***Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2002. Billion 2003-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1980	22,3	11,0	8,2	0,1	-	41,6
1981	27,7	16,2	10,6	0,1	-	54,6
1982	27,8	16,7	10,6	0,1	-	55,2
1983	24,5	15,3	13,3	0,1	-	53,2
1984	30,0	18,0	15,9	0,1	-	64,1
1985	34,0	20,3	18,1	0,3	-	72,7
1986	25,9	15,0	12,2	0,3	-	53,4
1987	10,3	4,7	10,8	0,3	-	26,2
1988	7,2	1,5	7,7	0,3	-	16,7
1989	6,5	2,0	9,7	0,3	-	18,5
1990	16,0	6,4	10,9	0,3	-	33,6
1991	18,5	8,3	11,0	0,7	1,0	39,6
1992	9,0	8,7	9,7	0,7	2,2	30,4
1993	7,5	11,0	9,1	0,6	2,6	30,9
1994	7,1	10,2	7,5	0,2	2,8	27,9
1995	8,8	12,1	6,6	0,6	2,8	30,9
1996	10,9	14,3	7,0	1,2	3,0	36,5
1997	16,8	21,2	6,8	0,7	3,2	48,7
1998	9,7	11,8	4,0	0,6	3,4	29,5
1999	5,9	6,5	3,3	0,6	3,4	19,8
2000	22,9	34,3	3,6	0,1	3,1	64,1
2001	42,6	66,1	2,5	1,0	2,9	115,1
2002 <sup>1</sup>	33,4	53,8	1,4	0,5	3,0	92,1

<sup>1</sup> Anslag Estimates.

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

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oed/> . More information: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/> .**38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2002.***Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2002.*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Investeringer Investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr Billion NOK			Mrd. 2003-kr Billion 2003-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-27,1
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,9
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,5
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,7
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,4
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,3
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,4
1993	37,2	37,1	23,9	0,2	0,2
1994	39,1	39,1	26,5	0,0	0,0
1995	42,9	33,7	21,2	9,3	10,3
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	38,7
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	43,9
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,7
1999	75,1	49,3	30,3	25,8	27,2
2000	142,9	44,7	22,6	98,2	102,4
2001	169,4	43,9	16,6	125,5	128,9
2002 <sup>1</sup>	111,6	36,9	13,7	74,7	75,7

<sup>1</sup> Anslag Estimates.

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

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oed/> . More information: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/> .

**39. Nøkkeltall for rettighetshavere<sup>1</sup> på norsk kontinentalsokkel<sup>2</sup>. 1987-2001**  
*Financial highlights for licenses<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf<sup>2</sup>. 1987-2001*

År Year	Antall foretak Number of enterprises	Drifts- inntekter Mill. kr. Operating income Mill. NOK	Driftsresultat i prosent av drifts- inntekter. Operating profit in per cent of oper- ating income	Resultat før ekstra- ordinære poster i prosent av drifts- inntekter. Profit before extraordinary items in per cent of oper- ating income.	Tota- lrentabilitet. Prosent Return on total assets. Per cent	Egenkapital- rentabilitet. Prosent Return on equity. Per cent	Egen- kapitalandel. Prosent Equity ratio. Per cent	Likviditetsgrad Current ratio
1987	50	102 054	20,4	17,9	15,8	28,5	24,1	0,88
1988	52	96 902	18,8	14,8	13,1	23,0	25,1	0,92
1989	54	117 800	23,4	19,3	17,6	27,9	28,1	1,00
1990	55	130 088	33,1	29,7	24,1	31,5	28,7	0,84
1991	53	138 694	26,5	25,0	19,9	28,2	30,4	0,71
1992	51	137 078	25,0	19,4	14,2	9,5	24,3	0,73
1993	52	145 929	24,4	18,2	13,6	12,8	23,1	0,62
1994	47	153 754	23,7	24,5	17,2	24,5	25,4	0,57
1995	46	158 748	25,4	24,0	16,7	23,8	25,9	0,60
1996	43	187 587	32,6	30,4	22,4	28,4	27,3	0,72
1997	41	188 256	34,0	28,7	19,9	20,3	28,2	0,68
1998	39	148 133	22,4	18,7	10,5	16,2	26,9	0,72
1999 <sup>3</sup>	36	191 226	27,1	<sup>4</sup> 25,8	14,4	16,6	27,0	0,80
2000	31	343 657	43,0	<sup>4</sup> 40,7	33,6	32,2	26,0	0,68
2001	34	375 130	37,2	<sup>4</sup> 37,2	32,0	34,2	22,6	0,49

<sup>1</sup> Omfatter all virksomhet i foretakene, også virksomhet som ikke er oljetilknyttet. *Includes all activities in the enterprises, also not oil related.* <sup>2</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* <sup>3</sup> Ny regnskapslov gjeldende fra 1999. *New accounting law in force from 1999.* <sup>4</sup> Ordinært resultat før skattekostnad i prosent av driftsinntekter. *Ordinary profit before taxes.* Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 2000 og 2001**  
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 2000 and 2001*

Hoved- og nøkkeltall <sup>1</sup> Key figures <sup>1</sup>	Alle rettighetshavere All licensees		Av dette Statens direkte økonomiske engasjement Of this the state's direct financial interest	
	2000	2001 <sup>2</sup>	2000	2001
1) Tallet på foretak 1) Number of enterprises	32	35	1	1
2) Sysselsetting pr 31. desember 2) Employees as of 31 December	22 736	22 968	-	-
		Mill.kr MillionNOK		
3) Driftsinntekter 3) Operating income	497 727	513 216	154 070	138 085
4) Driftsresultat 4) Operating profit	251 831	226 047	104 180	86 318
5) Resultat av finansielle poster 5) Financial items, net.	-15 535	-7 403	-7 806	7 698
6) Ordinært resultat før skattekostnad 6) Operating result before taxes	236 296	218 644	96 374	79 200
7) Ordinært resultat 7) Ordinary result	132 464	117 331	96 374	79 200
8) Årsresultat 8) Annual profit	132 555	117 501	96 374	79 200
9) Anleggsmidler 9) Fixed assets	523 320	535 588	158 997	131 207
10) Omløpsmidler 10) Current assets	103 110	73 167	14 650	10 887
11) Langsiktig gjeld 11) Long-term liabilities	216 438	245 442	12 276	10 216
12) Kortsiktig gjeld 12) Short-term liabilities	135 799	130 710	4 869	4 576
13) Egenkapital 13) Equity	274 194	232 602	156 501	127 302
14) Sum gjeld og egenkapital 14) Total liabilities and equity	626 431	608 754	173 646	142 094
		Prosent Per cent		
15) Totalrentabilitet 15) Return on total assets	41,4	37,9	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet 16) Return on equity	49,8	46,4	.	.
17) Egenkapitalandel 17) Equity ratio	43,7	38,2	.	.
18) Likviditetsgrad 18) Current ratio	0,76	0,56	.	.

<sup>1</sup> Hovedtall 9-14 gjelder pr. 31. desember. *Key figures per 31 December.* <sup>2</sup> Tallene for Petoro er tatt med i tallene for alle rettighetshavere og ikke i tallene for SDØE. *The figures for Petoro are included in the figures for all licensees and not in the figures for the state's direct financial interest.* Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1997-2000**  
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1997-2000*

	1997		1998		1999		2000	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
<b>Resultatregnskap <i>Income statement</i></b>								
<b>Driftsinntekter <i>Operating income</i></b> . . . . .	<b>188 256</b>	<b>100,0</b>	<b>154 139</b>	<b>100,0</b>	<b>191 226</b>	<b>100,0</b>	<b>343 657</b>	<b>100,0</b>
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i> . . . . .	171 782	91,2	136 159	88,3	173 382	90,6	329 058	95,8
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i> . . . . .	16 474	8,8	17 981	11,7	17 844	9,3	14 599	4,2
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i></b> . . . . .	<b>124 258</b>	<b>66,0</b>	<b>121 055</b>	<b>78,5</b>	<b>139 390</b>	<b>72,8</b>	<b>196 006</b>	<b>57,0</b>
Vareforbruk <i>Cost of goods</i> . . . . .	48 630	25,8	41 245	26,8	56 394	29,4	113 197	32,9
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i> . . . . .	15 333	8,1	17 419	11,3	17 710	9,2	17 714	5,1
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i> . . . . .	37 976	20,2	39 770	25,8	38 344	20,0	33 255	9,7
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i> . . . . .	22 319	11,9	22 622	14,7	26 942	14,0	31 840	9,3
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i></b> . . . . .	<b>63 998</b>	<b>34,0</b>	<b>33 084</b>	<b>21,5</b>	<b>51 836</b>	<b>27,1</b>	<b>147 651</b>	<b>43,0</b>
<b>Finansinntekter <i>Financial income</i></b> . . . . .	<b>3 134</b>	<b>1,7</b>	<b>5 011</b>	<b>3,3</b>				
Aksjeutbytte og renteinntekter <i>Dividends and interest received</i> . . . . .	1 543	0,8	3 577	2,3				
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i> . . . . .	1 591	0,8	1 434	0,9				
<b>Finanskostnader <i>Financial expenditure</i></b> . . . . .	<b>13 116</b>	<b>7,0</b>	<b>10 405</b>	<b>6,8</b>				
Rentekostnader <i>Interest paid</i> . . . . .	5 612	3,0	6 299	4,1				
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i> . . . . .	7 505	4,0	4 106	2,7				
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i></b> . . . . .	<b>-9 982</b>	<b>-5,3</b>	<b>-5 395</b>	<b>-3,5</b>	<b>-2 562</b>	<b>-1,3</b>	<b>-7 729</b>	<b>-2,2</b>
<b>Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i></b> . . . . .	<b>57 755</b>	<b>30,7</b>	<b>25 691</b>	<b>16,7</b>				
<b>Ordinært resultat før skattekostnad <i>Ordinary result before taxes</i></b> . . . . .					<b>49 274</b>	<b>25,7</b>	<b>139 922</b>	<b>40,7</b>
<b>Skattekostnad <i>Taxes</i></b> . . . . .	<b>37 146</b>	<b>19,7</b>	<b>13 143</b>	<b>8,5</b>	<b>31 538</b>	<b>16,4</b>	<b>103 832</b>	<b>30,2</b>
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i> . . . . .	28 067	14,9	10 885	7,1	23 185	12,1	90 721	26,4
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . . . . .	9 078	4,8	2 258	1,5	8 353	4,3	13 111	3,8
<b>Årsoverskudd <i>Annual profit</i></b> . . . . .	<b>20 609</b>	<b>10,9</b>	<b>12 549</b>	<b>8,1</b>	<b>17 736</b>	<b>9,2</b>	<b>36 181</b>	<b>10,5</b>
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i> . . . . .	9 602	5,1	3 786	2,5	7 615	4,0	13 769	4,0
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i> . . . . .	10 365	5,5	8 648	5,6	10 138	5,3	22 743	6,6
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i> . . . . .	642	0,3	115	0,1	-17	0,0	-331	-0,1
<b>Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i></b>								
<b>Omløpsmidler <i>Current assets</i></b> . . . . .	<b>44 638</b>	<b>14,5</b>	<b>44 564</b>	<b>13,1</b>	<b>76 107</b>	<b>17,6</b>	<b>88 461</b>	<b>19,5</b>
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i> . . . . .	1 590	0,5	2 398	0,7	5 982	1,3	11 465	2,5
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i> . . . . .	18 894	6,1	14 405	4,2	31 898	7,3	34 830	7,7
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i> . . . . .	20 273	6,6	23 802	7,0	32 737	7,5	36 707	8,1
Varelager <i>Stock of goods</i> . . . . .	3 880	1,3	3 960	1,1	5 490	1,2	5 458	1,2
<b>Anleggsmidler <i>Fixed assets</i></b> . . . . .	<b>263 217</b>	<b>85,5</b>	<b>294 868</b>	<b>86,8</b>	<b>355 355</b>	<b>82,3</b>	<b>364 324</b>	<b>80,4</b>
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i> . . . . .	51 145	16,6	61 869	18,2	78 463	18,1	77 012	17,0
Fordringer <i>Accounts receivable</i> . . . . .	11 393	3,7	10 628	3,1	12 173	2,8	9 217	2,0
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i> . . . . .	200 678	65,2	222 370	65,5	264 719	61,3	278 095	61,4
<b>Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i></b> . . . . .	<b>65 688</b>	<b>21,3</b>	<b>61 686</b>	<b>18,1</b>	<b>95 647</b>	<b>22,1</b>	<b>130 931</b>	<b>28,9</b>
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> . . . . .	15 805	5,1	14 374	4,2	23 300	5,4	25 567	5,6
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> . . . . .	1 254	0,4	1 335	0,3	1 846	0,4	762	0,2
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> . . . . .	48 629	15,8	45 978	13,5	70 501	16,3	104 601	23,1
<b>Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i></b> . . . . .	<b>155 434</b>	<b>50,5</b>	<b>186 390</b>	<b>54,9</b>	<b>219 371</b>	<b>50,8</b>	<b>204 161</b>	<b>45,1</b>
<b>Egenkapital <i>Equity</i></b> . . . . .	<b>86 732</b>	<b>28,2</b>	<b>91 355</b>	<b>26,9</b>	<b>116 444</b>	<b>26,9</b>	<b>117 692</b>	<b>26,0</b>
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i> . . . . .	12 335	4,0	13 091	3,8	12 118	2,8	12 815	2,8
Bundet egenkapital ellers <i>Other restricted equity</i> . . . . .	30 689	10,0	29 635	8,7				
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i> . . . . .	43 708	14,2	57 620	16,9				
Innskutt egenkapital ellers <i>Other invested equity</i> . . . . .					21 443	4,9	23 510	5,2
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i> . . . . .					82 883	19,2	81 368	18,0

**41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1997-2000**  
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1997-2000*

	1997		1998		1999		2000	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
<b>Sum gjeld og egenkapital</b> <i>Total liabilities and equity</i> . . . . .	<b>307 855</b>	<b>100,0</b>	<b>339 432</b>	<b>100,0</b>	<b>431 462</b>	<b>100,0</b>	<b>452 784</b>	<b>100,0</b>
<b>Finansieringsanalyse</b> <i>Source and Application of funds</i>								
<b>Tilførsel</b> <i>Source of funds</i> . . . . .	<b>45 399</b>	<b>100,0</b>	<b>60 985</b>	<b>100,0</b>	<b>61 824</b>	<b>100,0</b>	<b>23 000</b>	<b>100,0</b>
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i> . . . . .	40 832	89,9	30 494	50,0	49 211	79,6	57 848	251,5
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i> . . . . .	-2 146	-4,7	81	0,1	3 020	4,9	-2 072	-9,0
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i> . . . . .	6 713	14,8	30 410	49,9	9 593	15,5	-32 776	-142,5
<b>Investering i anleggsmidler</b> <i>Investment in fixed assets</i> . . . . .	<b>46 707</b>	<b>102,9</b>	<b>57 453</b>	<b>94,2</b>	<b>64 256</b>	<b>103,9</b>	<b>49 424</b>	<b>214,9</b>
<b>Endring i arbeidkapital</b> <i>Change in working capital</i> . . . . .	<b>-1 308</b>	<b>-2,9</b>	<b>3 532</b>	<b>5,8</b>	<b>-2 431</b>	<b>3,9</b>	<b>-26 424</b>	<b>-114,9</b>
<b>Nøkkeltall</b> <i>Key figures</i>								
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i> . . . . .	41		39		36		31	
Syssetsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i> . . . . .	24 517		26 503		25 620		22 736	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i> . . . . .	19,9		10,5		14,4		33,6	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i> . . . . .	20,3		16,2		16,6		32,2	
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i> . . . . .	28,2		26,9		27,0		26,0	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i> . . . . .	0,68		0,72		0,80		0,68	

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001.**  
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001.*

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Resultatregnskap <i>Income statement</i></b>				
<b>Driftsinntekter <i>Operating income</i></b> .....	<b>375 130</b>	<b>100,0</b>	<b>346 636</b>	<b>100,0</b>
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i> .....	356 396	95,0	329 546	95,1
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i> .....	18 734	5,0	17 089	4,9
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i></b> .....	<b>235 401</b>	<b>62,8</b>	<b>225 313</b>	<b>65,0</b>
Vareforbruk <i>Cost of goods</i> .....	130 729	34,8	130 078	37,5
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i> .....	18 313	4,9	16 758	4,8
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i> .....	49 693	13,2	44 851	12,9
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i> .....	36 666	9,8	33 626	9,7
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i></b> .....	<b>139 729</b>	<b>37,2</b>	<b>121 323</b>	<b>35,0</b>
Resultatandel investeringer i deltagerlignende selskap <i>Share of profits/losses in partnerships</i> .....	3 437	0,9	2 403	0,7
Renteinntekter <i>Interest income</i> .....	4 257	1,1	4 139	1,2
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i> .....	6 903	1,8	6 858	2,0
Verdiendring finansielle omløpsmidler <i>Change of value of market based liquid assets</i> .....	-1	0,0	-1	0,0
Rentekostnader <i>Interest paid</i> .....	7 894	2,1	7 481	2,2
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i> .....	6 988	1,9	6 788	2,0
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i></b> .....	<b>-285</b>	<b>-0,1</b>	<b>-870</b>	<b>-0,3</b>
<b>Ordinært resultat før skattekostnad <i>Ordinary profit before taxes</i></b> .....	<b>139 444</b>	<b>37,2</b>	<b>120 453</b>	<b>34,7</b>
<b>Skattekostnad <i>Taxes</i></b> .....	<b>101 313</b>	<b>27,0</b>	<b>87 484</b>	<b>25,2</b>
Betalt skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i> .....	85 455	22,8	73 483	21,2
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> .....	15 858	4,2	14 000	4,0
<b>Ordinært resultat <i>Ordinary profit</i></b> .....	<b>38 130</b>	<b>10,2</b>	<b>32 970</b>	<b>9,5</b>
<b>Skattekostnad ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i></b> .....	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Årsresultat <i>Annual profit</i></b> .....	<b>38 301</b>	<b>10,2</b>	<b>33 140</b>	<b>9,6</b>
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i> .....	-1 522	3,7	-803	-0,2
Avsatt til utbytte <i>Transferred to dividends</i> .....	40 980	6,1	35 100	10,1
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i> .....	-1 157	-0,1	-1 157	-0,3
<b>Balanse pr. 31.desember <i>Balance sheet at 31 December</i></b>				
<b>Anleggsmidler <i>Fixed assets</i></b> .....	<b>404 381</b>	<b>86,7</b>	<b>370 546</b>	<b>86,7</b>
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i> .....	82 981	17,8	80 419	18,8
Fordringer <i>Accounts receivable</i> .....	13 317	2,9	12 984	3,0
Varige driftsmidler etc., imm. eiend. <i>Fixed tangible assets etc., immaterial assets</i> .....	308 083	66,0	277 143	64,8
<b>Omløpsmidler <i>Current assets</i></b> .....	<b>62 280</b>	<b>13,3</b>	<b>57 027</b>	<b>13,3</b>
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i> .....	5 360	1,1	5 102	1,2
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i> .....	32 186	6,9	30 588	7,2
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i> .....	19 737	4,2	16 481	3,9
Varelager <i>Stock of goods</i> .....	4 997	1,1	4 856	1,1
<b>Egenkapital <i>Equity</i></b> .....	<b>105 300</b>	<b>22,6</b>	<b>95 671</b>	<b>22,4</b>
Aksjekap./Egenkap. andre foretak <i>Share capital and the like</i> .....	13 616	2,9	13 616	3,2
Innskutt egenkapital ellers <i>Other invested equity</i> .....	35 531	7,6	35 346	8,3
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i> .....	56 153	12,0	46 710	10,9
<b>Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i></b> .....	<b>235 226</b>	<b>50,4</b>	<b>214 185</b>	<b>50,1</b>
<b>Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i></b> .....	<b>126 134</b>	<b>27,0</b>	<b>117 717</b>	<b>27,5</b>
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> .....	24 563	5,3	22 905	5,4
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> .....	582	0,1	580	0,1
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> .....	100 989	21,6	94 232	22,0



**42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001.**  
(forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001.*

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Sum gjeld og egenkapital</b> <i>Total liabilities and equity</i> .....	<b>466 660</b>	<b>100,0</b>	<b>427 574</b>	<b>100,0</b>
<b>Finansieringsanalyse</b> <i>Source and Application of funds</i>				
<b>Tilførsel</b> <i>Source of funds</i> .....	<b>53 947</b>	<b>100,0</b>	<b>48 051</b>	<b>100,0</b>
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i> .....	48 475	89,9	44 296	92,2
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i> .....	-10 572	-19,6	-11 148	-23,2
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i> .....	16 044	29,7	14 903	31,0
<b>Investering i anleggsmidler</b> <i>Investment in fixed assets</i> .....	<b>74 108</b>	<b>137,4</b>	<b>70 118</b>	<b>145,9</b>
<b>Endring i arbeidskapital</b> <i>Change in working capital</i> .....	<b>-20 160</b>	<b>-37,4</b>	<b>-22 066</b>	<b>-45,9</b>
<b>Nøkkeltall</b> <i>Key figures</i>				
Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i> .....	34		28	
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i> .....	22 968		21 201	
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i> .....	32,0		30,4	
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i> .....	34,2		32,4	
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i> .....	22,6		22,4	
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i> .....	0,49		0,48	

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*  
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**43. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001**  
*Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Driftsinntekter <i>Operating income</i> .....</b>	<b>375 130</b>	<b>100,0</b>
Salgsinntekter, avgiftspliktig <i>Sales (goods and services), liable to VAT</i> .....	39 199	10,5
Salgsinntekter, avgiftsfritt <i>Sales (goods and services), free of VAT</i> .....	324 459	86,5
- Offentlige avgifter <sup>2</sup> <i>-Special government taxes (except VAT)<sup>2</sup></i> .....	7 262	1,9
Offentlige tilskudd/refusjoner <i>Government subsidies/refunds</i> .....	63	0,0
Leieinntekter, fast eiendom <i>Income from rent, real property</i> .....	653	0,2
Andre driftsinntekter <sup>3</sup> <i>Other operating income<sup>3</sup></i> .....	14 922	4,0
Gevinst ved avgang av anleggsmidler <i>Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets</i> .....	3 096	0,8
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i> .....</b>	<b>235 401</b>	<b>62,7</b>
Varekostnad <i>Cost of purchased goods</i> .....	131 178	35,0
Beholdn.endr. av varer under tilvirkn. og ferdigtilvirkede varer <i>Changes in stocks of work in process/finished goods</i> .....	-449	-0,1
Beholdn.endr. av egentilv. anleggsm. <i>Changes in stocks of own processed fixed assets</i> .....	0	-
Lønninger mv. <i>Wages and salaries</i> .....	13 922	3,7
Arbeidsgiveravgift til folketrygden <i>National insurance premium</i> .....	2 216	0,6
Pensjonskostnader og andre personalkostnader <i>Pension payments and indirect staff expenses</i> .....	2 175	0,6
Avskrivninger varige dr. midl./imm. eiend. <i>Depreciation on fixed durable/immaterial assets</i> .....	36 171	9,6
Nedskrivning på anleggsmidler <i>Write-down of fixed assets</i> .....	495	0,1
Frakt og spedisjon vedrørende salget <i>Outgoing freight and forwarding costs</i> .....	15 971	4,3
Energi, brensel mv vedrørende produksjon <i>Energy etc. related to production</i> .....	1 130	0,3
Leiekostnader lokale <i>Expenses of rented premises</i> .....	412	0,1
Lys, varme <i>Lighting and heating</i> .....	348	0,1
Renovasjon, vann, avløp, renhold mv. <i>Renovation and water etc.</i> .....	1	0,0
Leie maskiner, inventar, transportm. o.l. <i>Rented fixed durable assets other than premises</i> .....	489	0,1
Verktøy, inventar driftsm. etc., ikke aktiveres <i>Tools, equipment etc.</i> .....	73	0,0
Reparasjon og vedlikehold <i>Maintenance/cost of repairs</i> .....	826	0,2
Kontorkostnad, telefon, porto mv. <i>Office appliances, accessories, teleph. and postage</i> .....	224	0,1
Kostnader ved transportmidler, avgifter, vedlikehold, drivstoff, forskring mv. <i>Costs regarding means of transport</i> .....	32	0,0
Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse <i>Travelling, subsistence and car allowances</i> .....	976	0,3
Provisjonskostnader <i>Commision charges</i> .....	195	0,1
Salgs- og reklamekostnader <i>Selling and advertising costs</i> .....	158	0,0
Representasjonskostnader <i>Representation costs</i> .....	34	0,0
Kontingenter og gaver <i>Subscriptions and gifts</i> .....	66	0,0
Forsikringspremie <i>Insurance costs</i> .....	581	0,2
Garanti- og servicekostnader <i>Guarantee and service costs</i> .....	1	0,0
Patent-, lisenskostn. og royalties <i>Patent and lisencc costs and royalties</i> .....	468	0,1
Diverse driftskostnader <i>Other operating expenses</i> .....	27 152	7,2
Tap ved avgang av anleggsmidler <i>Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets</i> .....	569	0,2
Tap på fordringer <i>Losses on accounts receivable</i> .....	-13	0,0
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i> .....</b>	<b>139 729</b>	<b>37,3</b>
<b>Finansinntekter <i>Financial income</i> .....</b>	<b>14 597</b>	<b>3,9</b>
Netto positiv resultatandel investeringer i deltagerlignende selskaper <i>Share of profits in partnerships</i> .....	3 437	0,9
Renteinntekter fra konsernselskaper <i>Interest received from group companies</i> .....	2 032	0,5
Andre renteinntekter <i>Interest received from others</i> .....	2 225	0,6
Valutagevinst (agio) <i>Surplus on foreign exchange</i> .....	6 719	1,8
Andre finansinntekter <i>Other financial income</i> .....	184	0,0
Verdiøkning av markedsbaserte finansielle omløpsmidler <i>Increase of value of market based liquid assets</i> .....	0	-
<b>Finanskostnader <i>Financial expenditure</i> .....</b>	<b>14 882</b>	<b>4,0</b>
Netto negativ resultatandel investeringer i deltagerlignende selskaper <i>Share of losses in partnerships</i> .....	0	-
Verdireduksjon av markedsbaserte finansielle omløpsmidler <i>Decrease of value of market based liquid assets</i> .....	1	0,0
Nedskrivning av finansielle eiendeler <i>Depreciation of financial assets</i> .....	0	-
Rentekostnadertil foretak i samme konsern <i>Interest paid to group companies</i> .....	4 080	1,1
Annen rentekostnad <i>Other interest expences</i> .....	3 813	1,0
Valutatap (disagio) <i>Loss on foreign exchange</i> .....	6 674	1,8
Annen finanskostnad <i>Other financial expenses</i> .....	314	0,1
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i> .....</b>	<b>-285</b>	<b>-0,1</b>

**43. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001**(forts.). *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Ordinært resultat før skattekostnad</b> <i>Operating result before taxes</i> . . . . .	<b>139 444</b>	<b>37,2</b>
<b>Skattekostnad</b> <i>Taxes</i> . . . . .	<b>101 313</b>	<b>27,0</b>
Betalbar skatt <i>Payable tax</i> . . . . .	85 455	22,8
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i> . . . . .	0	-
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . . . . .	15 858	4,2
<b>Ordinært resultat</b> <i>Ordinary result</i> . . . . .	<b>38 131</b>	<b>10,2</b>
Ekstraordinær inntekt <i>Extraordinary income</i> . . . . .	170	0,0
Ekstraordinære kostnad <i>Extraordinary costs</i> . . . . .	0	-
Skatt på ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i> . . . . .	0	-
<b>Årsresultat</b> <i>Annual profit</i>	<b>38 301</b>	<b>10,2</b>

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* <sup>2</sup> Medregnet royalty. *Includes royalty.* <sup>3</sup> Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens. *Includes inter-income in licensees on the same license.*  
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**43.b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001**  
*Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001*

Balanse Balance sheet	pr. 01.01.		pr. 31.12.	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
<b>Eiendeler Assets</b>				
<b>Anleggsmidler Fixed assets</b>	<b>364 926</b>	<b>80,6</b>	<b>404 381</b>	<b>86,7</b>
Forskning og utvikling <i>Research and development</i>	1 480	0,3	2 068	0,5
Konsesjoner, patenter o.l. <i>Licenses, patents and similar rights</i>	6 273	1,4	4 204	0,9
Utsatt skattefordel <i>Deferred tax asset</i>	1 032	0,2	585	0,1
Goodwill <i>Goodwill</i>	42	0,0	30	0,0
Forretningsbygg <i>Commercial buildings</i>	265	0,1	262	0,1
Bygg og anlegg, hotell o.l. <sup>2</sup> <i>Building(excl. dwellings)<sup>2</sup></i>	240 787	53,2	278 083	59,6
Anlegg under utførelse <i>Plant under construction</i>	25 896	5,7	19 237	4,1
Tomter og andre grunnarealer <i>Land and other real property</i>	360	0,1	365	0,1
Boliger (inkl. boligtomter) <i>Dwellings (incl. sites)</i>	138	0,0	121	0,0
Personbiler, maskiner, inventar mv. <i>Cars, machinery and equipment</i>	3 396	0,8	2 661	0,6
Skip, rigger mv. <i>Ships, rigs etc.</i>	66	0,0	43	0,0
Fly, helikopter mv. <i>Aircraft, helicopters etc.</i>	25	0,0	-	-
Vare- og lastebiler, busser mv. <i>Vans, lorries, busses etc.</i>	4	0,0	3	0,0
Kontormaskiner o.l. <i>Office machines etc.</i>	101	0,0	99	0,0
Andre driftsmidler <i>Other fixed assets</i>	124	0,0	908	0,2
Investeringer i datter- og konsernselskaper <i>Investments in group companies/subsidiaries</i>	72 246	16,0	71 592	15,3
Lån til foretak i samme konsern <i>Loans to group companies</i>	1 185	0,3	997	0,2
Investeringer i tilknyttede selskap <i>Investments in associated companies</i>	4 076	0,9	11 056	2,4
Lån til tilknyttede selskap og felles kontrollert virksomhet <i>Loans to associated companies and joint ventures</i>	4	0,0	4	0,0
Investeringer i aksjer, andeler og verdipapirfondsandeler <i>Investments in shares and security funds</i>	432	0,1	333	0,1
Obligasjoner <i>Bonds</i>	-	-	-	-
Fordringer på eiere, styremedlemmer o.l. og ansatte <i>Receivables from owners, board members etc. and employees</i>	473	0,1	523	0,1
Andre fordringer <i>Other receivables</i>	6 521	1,4	11 208	2,4
<b>Omløpsmidler Current assets</b>	<b>87 841</b>	<b>19,4</b>	<b>62 280</b>	<b>13,3</b>
Varelager <i>Stock of goods</i>	5 147	1,1	4 997	1,1
Kundefordringer, inkl. i samme konsern <i>Accounts receivable from customers</i>	34 204	7,6	31 928	6,8
Opptjent, ikke fakturert driftsinntekt <i>Earned, not invoiced operating income</i>	344	0,1	258	0,1
Andre fordringer på selskap i samme konsern <i>Other receivables from group companies</i>	26 804	5,9	12 151	2,6
Andre kortsiktige fordringer <i>Other short-term receivables</i>	10 181	2,2	7 587	1,6
Krav på innbetaling av selskapskapital <i>Unpaid share subscriptions</i>	-	-	-	-
Ikke-markedsbaserte aksjer og andeler <i>Shares, not market based</i>	-	-	-	-
Markedsbaserte aksjer og verdipapirfondsandeler <i>Shares and security funds, market based</i>	346	0,1	-	-
Markedsbaserte obligasjoner og sertifikater mv. <i>Bonds and certificates, market based</i>	3 652	0,8	1 970	0,4
Andre obligasjoner og sertifikater <i>Other bonds and certificates</i>	-	-	-	-
Andre finansielle instrumenter <i>Other financial current assets</i>	7	0,0	8	0,0
Kasse og innskudd i bank <i>Cash in hand and bank account</i>	7 156	1,6	3 381	0,7
<b>Sum eiendeler Total assets</b>	<b>452 766</b>	<b>100,0</b>	<b>466 661</b>	<b>100,0</b>

**43.b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 2001**(forts.). *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 2001*

Balanse <i>Balance sheet</i>	pr. 01.01.		pr. 31.12.	
	Millioner kroner Million NOK	Prosent Percent	Millioner kroner Million NOK	Prosent Per cent
<b>Gjeld og egenkapital <i>Liabilities and equity</i></b>				
<b>Egenkapital <i>Equity</i></b> .....	<b>117 394</b>	<b>25,9</b>	<b>105 300</b>	<b>22,6</b>
<b>Innskutt egenkapital <i>Invested equity</i></b>				
Aksjekapital/Egenkapital andre foretak <i>Share capital and the like</i> .....	12 826	2,8	13 616	2,9
Egne aksjer, felleseid andelskapital <i>Own shares, co-operative capital</i> .....	-	-	-63	-
Overkursfond <i>Share premium reserve</i> .....	23 555	5,2	35 594	7,6
<b>Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i></b>				
Fond for vurderingsforskjeller i deltagerlignende selskap <i>Fund for assessment differences, associated companies</i> .....	-	-	-	-
Fond for vurderingsforskjeller i andre selskap <i>Fund for assessment differences, other companies</i> ..	78	0,0	162	0,0
Annen egenkapital <sup>3</sup> <i>Other equity</i> <sup>3</sup> .....	85 275	18,8	58 759	12,6
Udekker tap <i>Uncovered losses</i> .....	-4 339	-1,0	-2 768	-0,6
<b>Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i></b> .....	<b>203 837</b>	<b>45,0</b>	<b>235 226</b>	<b>50,4</b>
Pensjonsforpliktelser <i>Provisions for pensions</i> .....	2 016	0,4	2 318	0,5
Utsatt skatt <i>Deferred tax</i> .....	102 265	22,6	117 610	25,2
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i> .....	-	-	-	-
Andre avsetninger og forpliktelser <i>Other appropriations and liabilities</i> .....	14 767	3,3	16 842	3,6
Konvertible lån <i>Convertible loans</i> .....	-	-	-	-
Obligasjonslån <i>Bond loans</i> .....	31 926	7,1	31 042	6,7
Gjeld til kredittinstitusjoner <i>Loans to credit institutions</i> .....	3 136	0,7	3 752	0,8
Gjeld til selskap i samme konsern <i>Payable to group companies</i> .....	44 509	9,8	54 038	11,6
Stille interessentinskudd, ansvarlig lånekapital <i>Liable loan capital and the like</i> .....	2 789	0,6	1 590	0,3
Annen langsiktig gjeld <i>Other long-term liabilities</i> .....	2 429	0,5	8 035	1,7
<b>Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i></b> .....	<b>131 536</b>	<b>29,1</b>	<b>126 134</b>	<b>27,0</b>
Konvertible lån <i>Convertible loans</i> .....	-	-	2	0,0
Sertifikatlån <i>Certificate loans</i> .....	10	0,0	-	-
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> .....	1 059	0,2	582	0,1
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> .....	25 602	5,7	24 562	5,3
Betalbar skatt, ikke utlignet <i>Payable tax, not yet assessed</i> .....	50 393	11,1	41 733	8,9
Betalbar skatt, utlignet <i>Payable tax, assessed</i> .....	464	0,1	341	0,1
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i> .....	-	-	-	-
Skattetrekk og andre trekk <i>Unpaid payroll taxes</i> .....	592	0,1	592	0,1
Skyldig merverdiavgift <i>Unpaid value added tax (VAT)</i> .....	205	0,0	174	0,0
Skyldig arbeidsgiveravgift <i>Unpaid national insurance premium</i> .....	292	0,1	398	0,1
Andre offentlige avgifter <i>Other indirect taxes</i> .....	1 313	0,3	1 615	0,3
Avsatt utbytte <i>Provisions for dividend</i> .....	19 507	4,3	21 250	4,6
Forskudd fra kunder <i>Advances from customers</i> .....	55	0,0	42	0,0
Gjeld til ansatte og eiere <i>Payables to employees and owners</i> .....	-	-	-	-
Gjeld til selskap i samme konsern <i>Payables to group companies</i> .....	13 928	3,1	12 523	2,7
Lønn, feriepenger ol. <i>Accrued, not due wages and salaries</i> .....	852	0,2	1 453	0,3
Påløpt rente <i>Accrued, not due interest</i> .....	916	0,2	522	0,1
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i> .....	1	0,0	-	-
Avsetninger for forpliktelser <i>Allocations for liabilities</i> .....	2 773	0,6	640	0,1
Annen kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> .....	13 576	3,0	19 705	4,2
<b>Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i></b> .....	<b>452 605</b>	<b>100,0</b>	<b>466 548</b>	<b>100,0</b>

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.* <sup>2</sup> Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.* <sup>3</sup> Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*  
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljereg> . More information: [http://www.ssb.no/oljereg\\_en](http://www.ssb.no/oljereg_en) .

**44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. Identiske foretak. 1999-2001**  
*Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. Identical enterprises. 1999-2001*

År Year.....	Egenkapitalrentabilitet Return on equity		Totalrentabilitet Return on total assets		Gjennomsnittlig gjeldsrente Average interest on liabilities	Gjeldsgrad Liabilities in proportion to equity	Drifts- kapital- rentabilitet Return on operating assets	Drifts- kapitalandel Operating assets ratio
	Etter skatt After taxes	Før skatt Before taxes	Før skatt Before taxes	Bidrag fra Contribution from Drifts- resultat Operating profit				
	A	B	C	D	G	H	I	K
1999.....	16,6	46,2	14,3	13,1	2,6	2,72	Prosent Per cent 17,90	0,73
2000.....	32,2	124,7	33,6	33,7	2,3	2,90	45,40	0,74
2001.....	34,2	125,2	32,0	30,4	2,3	3,13	40,90	0,74

År Year	I prosent av driftsinntekter In per cent of operating income					Omløpshastighet for driftskapital Turnover for operating assets				
	Vareforbruk Cost of goods	Lønns- kostnader Compensation of employees	Øvrige drifts- kostnader Other operating expenses	Av- og ned- skrivninger Depreciation	Driftsre- sultat Operating profit	I alt Total	Anleggs- midler Fixed assets	Omløpsmi- dler Current assets	Kunde- fordringer Accounts receivable from customers	Varelager Stock of goods
	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
1999.....	29,5	9,3	Prosent Per cent 20,1	14,1	27,1	0,66	0,76	5,24	7,52	11,77
2000.....	32,9	5,2	9,7	9,3	43,0	1,06	1,24	7,09	10,11	21,07
2001.....	34,9	4,9	13,2	9,8	37,2	1,10	1,27	7,93	10,90	25,78

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregner> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregner\_en* .

**45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup> etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-2001**  
*Licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-2001*

År Year	I alt Total	Totalrentabilitet. Prosent Return on total assets. Per cent							-40
		< 0	0,0- 4,9	5,0- 9,9	10,0- 14,9	15,0- 19,9	20,0- 29,9	30,0- 39,9	
1987	50	12	7	5	14	6	5	1	-
1988	52	15	10	4	10	6	4	-	3
1989	54	12	14	3	7	9	5	-	4
1990	55	13	11	3	7	2	9	5	5
1991	53	13	13	3	6	2	5	8	3
1992	51	15	9	6	6	4	5	4	2
1993	52	15	11	10	4	3	6	2	1
1994	47	11	5	8	9	5	3	3	3
1995	46	7	9	7	8	8	-	1	6
1996	43	4	11	4	2	4	8	6	4
1997	41	6	10	3	-	8	7	3	4
1998	39	8	9	12	4	3	3	-	-
1999	36	5	5	7	3	4	10	3	-
2000	31	2	1	5	0	2	4	3	14
2001	34	5	4	2	1	1	5	4	12

År	I alt Total	Egenkapitalandel. Prosent Equity ratio. Per cent							40,0-
		< 0	0,0- 4,9	5,0- 9,9	10,0- 14,9	15,0- 19,9	20,0- 29,9	30,0- 39,9	
1987	50	9	5	1	2	2	4	2	25
1988	52	12	5	-	2	1	6	1	25
1989	54	12	7	1	-	1	8	2	23
1990	55	12	6	2	-	2	6	6	21
1991	53	12	5	2	-	3	2	5	24
1992	51	11	3	1	3	2	7	6	18
1993	52	11	6	1	2	4	9	7	12
1994	47	8	4	2	2	2	12	4	13
1995	46	8	5	1	-	3	13	4	12
1996	43	6	4	1	-	-	13	10	9
1997	41	6	4	-	-	1	10	9	11
1998	39	5	1	-	-	5	9	5	14
1999	36	5	0	2	2	1	11	3	12
2000	31	3	1	2	1	2	11	4	7
2001	34	2	2	1	2	2	13	4	8

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*  
 Mer informasjon: <http://www.ssb.no/oljeregn> . *More information: http://www.ssb.no/oljeregn\_en* .

# 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 utenlandsregistrert 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. Sysselsettingen på feltet

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

## 2. Næringsklassifisering

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 2.1.

### 2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

##### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

Omfatter utvinning av råolje, naturgass, kondensat og våtgass (NGL), inkludert stabilisering, separering og fraksjonering. Omfatter også prosjektering og boring for egen regning og virksomhet til rettighetshavere.

##### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner utført på kontrakt m.m. Teknisk tjenesteyting til oljevirksomheten knyttes også til denne næringskoden.

##### 60.30 Rørtransport

Omfatter transport av olje og gass i hovedledningssystem fra utvinningssted via terminal.

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



syningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

NACE nr. 11.1 "Utvinning av råolje og naturgass" omfatter all aktivitet fra leting etter olje og gass til utvinning, separering og fraksjonering. Aktiviteten er delt inn i ulike faser og det blir innhentet oppgaver og utarbeidet statistikk for hver av disse.

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

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

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

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

### 3. Statistiske enheter

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

#### 3.1. Foretak

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

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

#### 3.2. Bedrift

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

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

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

#### 3.3. Hjelpeavdeling

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

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

### 4. Kjennemerker

#### 4.1. Investering

##### Omfang

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

##### Periodisering

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

#### 4.2. Eksport

All leveranse av råolje og naturgass fra norsk kontinentalsokkel til utlandet blir registrert som eksport i norsk statistikk. Ustabilisert råolje transportert i rørledning fra Ekofisk til Teesside og norsk andel av olje

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

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

#### **4.3. Bruttoproduksjonsverdi**

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

##### **Produksjonsverdi av råolje og naturgass**

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

##### **Inntekt av leiearbeid**

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

##### **Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet**

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

##### **Beregnet inntekt for grensefelt**

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

#### **Verdi av egne investeringsarbeider**

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

#### **4.4. Vareinnsats**

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

#### **4.5. Bearbeidingsverdi**

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

#### **4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris**

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

# Formål, omfang og datagrunnlag for regnskapsstatistikken

## 1. Formål

Formålet med regnskapsstatistikken er å skaffe tallmateriale til foretaksøkonomiske oversikter og analyser og å gi datagrunnlag til nasjonalregnskap og forskning. Regnskapsstatistikken gir resultatregnskap, balanse og nøkkeltall. Nøkkeltallene gir forholdet mellom ulike størrelser i resultatregnskapet og balansen, og bidrar til å kaste lys over foretakenes lønnsomhet, soliditet og likviditet. Statistikken gir grunnlag for sammenlikninger over tid og mellom ulike eierformer. Den gir også holddepunkter for sammenlikning og vurdering av enkeltforetaks regnskapstall mot de grupper statistikken gir tall for.

## 2. Omfang og datagrunnlag

### 2.1. Omfang

Regnskapsstatistikken omfatter foretak i olje- og gassutvinning (uansett størrelse). I statistikken er medregnet foretak som er rettighetshavere (har eierandeler) i en eller flere utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel. Disse foretakene tilhører NACE-nr. 11.100 Utvinning av råolje og naturgass.

Foretakene er trukket ut på grunnlag av opplysninger om hovedaktivitet året før regnskapsåret. Foretak som har vært i drift bare en del av regnskapsåret, er som hovedregel ikke med i statistikken. Foretak som har unnlatt å gi eller gitt for dårlig regnskapsoppgave, er heller ikke med. Videre er statsforetaket Statens direkte økonomiske engasjement i oljevirksomheten holdt utenfor.

### 2.2. Datagrunnlag

Statistikken bygger på opplysninger innhentet fra foretakene på Næringsoppgaven (resultatregnskap, balanse og sysselsetting pr. 31.12.) og opplysninger i Det sentrale bedrifts- og foretaksregister i Statistisk sentralbyrå (næring og eierform). Regnskapsoppgavene er innhentet med hjemmel i lov av 16. juni 1989 nr. 54 om offisiell statistikk og Statistisk sentralbyrå (statistikkloven), kgl.res. av 16. juni 1989 og forskrift fastsatt av Finansdepartementet.

Næringsoppgaven er felles for likningsmyndighetene, Konkurransetilsynet og SSB. SSB får i stor utstrekning kopi av skjemaet som er sendt til likningsmyndighetene. Resultatregnskapet og balansen bygger på aksjelov og regnskapslov, men har noe mer detaljerte inndelinger enn det lovpålagte. Næringsoppgaven foreligger i to varianter, en for personlige foretak (enkeltmannsforetak, ansvarlige selskap og kommandittselskap) og en for ikke-personlige foretak (aksjeselskap, andelslag o.l.).

Regnskapsoppgavene innhentes for det enkelte foretak og norsk filial av utenlandsk aksjeselskap regnes som eget foretak. Statistikken er basert på de enkelte regnskaper. Selve konsernregnskapet innbefattes dermed generelt ikke i statistikken. For foretak som ikke følger kalenderåret i sin regnskapsføring, er det benyttet oppgave for det regnskapsåret som ble avsluttet i kalenderåret.

## 3. Begrep og kjennemerker

### Regnskapstall

Innholdet i årsregnskapene vil være aggregerte regnskapsoppgaver basert på bestemmelsene i aksjeloven og regnskapsloven og på innarbeidet regnskapspraksis. Det vises til vedlegg for definisjoner av avledede analysetall.

### Resultatregnskap

Resultatregnskapet spesifiserer inntekter, kostnader og resultatstørrelser og omfatter disse hovedgruppene:

- Driftsinntekter og driftskostnader
- Finansinntekter og finanskostnader
- Skattekostnad
- Ekstraordinære inntekter og kostnader

Grunnlaget for oppgavene er inntekter opptjent i regnskapsåret og tilhørende historisk registrerte kostnader (periodiserte utgifter). Differansen mellom inntektene og kostnadene i de enkelte hovedgruppene gir de tilhørende resultatstørrelser.

#### *Driftsinntekter og driftskostnader*

Som driftsinntekter og driftskostnader regnes ordinære inntekter og kostnader utenom de finansielle.

Driftsinntektene omfatter salgsinntekter, provisjonsinntekter, leieinntekter, løpende offentlige driftstilskudd, gevinst ved avgang av anleggsmidler og andre inntekter knyttet til driften. Det er medregnet poster knyttet til så vel foretakets hovedvirksomhet som dets biverksamheter. I driftsinntektene er medregnet salgsinntektsreduksjoner for frakter, mens rabatter og returer er trukket fra. Det er videre gjort fradrag for merverdiavgift og (i egen post på inntektsiden) spesielle offentlige avgifter knyttet til salget. Interne leveranser mellom foretakets avdelinger er ikke med.

Driftskostnadene omfatter vareforbruk, lønnskostnader (lønninger, arbeidsgiveravgift, pensjonskostnader og indirekte personalkostnader), ordinære av- og nedskrivninger og andre kostnader knyttet til salg, produksjon og administrasjon (leiekostnader, diverse tjenesteinnsats, utgiftsførte investeringer, tap ved avgang av anleggsmidler, tap på fordringer m.m.). Driftskostnadene er ført fratrukket fradragsberettiget merverdiavgift. I vareforbruket er inkludert toll, innkjøpsavgifter og kostnader til fremmed inntransport, mens returer og rabatter er trukket fra. Lønnskostnadene er registrert før fra-

drag for de ansattes skatter og trygdeavgifter. Her er også medregnet godtgjørelser til medlemmer av styre, representantskap og bedriftsforsamling. De ordinære avskrivningene gjelder planmessige avskrivninger på anleggsmidler (varige driftsmidler, immaterielle eiendeler o.l.) som forringes pga. slit, alder eller liknende årsak.

#### *Finansinntekter og finanskostnader*

Finansinntekter og finanskostnader er ordinære inntekter og kostnader knyttet til pengeplasseringer, verdipapirer, fordringer og gjeld. Finansinntektene omfatter bl.a. utdeling på aksjer og andeler, renteinntekter, kursgevinst på valutaposter (agio) og salgsgevinster på kortsiktige investeringer i verdipapirer (omløpsmidler). Finanskostnadene dekker renter og andre lånekostnader, kurstap på valutaposter (disagio), tap ved salg av kortsiktige verdipapirer, kostnader ved factoring m.m.

#### *Skattekostnad*

Skattekostnaden representerer skatt knyttet til det regnskapsmessige resultatet, og består av betalbar skatt (medregnet forventede refusjonskrav fra eiere) og endring i utsatt skatt. Den betalbare skatten er den skatten som forventes å bli utliknet på årets skattepliktige inntekt korrigert for eventuelt avvik mellom beregnet og utliknet skatt året før. Forventet refusjonskrav fra eiere gjelder skatt på personinntekt fastsatt for de aktive eierne i foretaket. Endring i utsatt skatt er skatt knyttet til midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig periodisering av inntekter og kostnader. Skatten beregnes med utgangspunkt i netto endring i de balanseførte poster for utsatt skatt og skattefordel fra inngangen til utgangen av året.

#### *Ekstraordinære inntekter og kostnader*

Ekstraordinære inntekter og kostnader gjelder vesentlige poster som er uvanlige for virksomheten og som ikke opptrer regelmessig. Dette kan bl.a. være gevinst/tap ved salg av anleggsmidler (varige driftsmidler, aksjer o.l.), enkeltstående offentlige tilskudd (f.eks. investeringstilskudd og særskilt driftsstøtte til enkelt bedrifter), gjeldsettergivelse og regnskapsmessige nedskrivninger på anleggsmidler som er verdsatt for høyt i balansen. Slike poster kan imidlertid delvis også være å oppfatte som ordinære for virksomheten. Ved avgrensning av de ekstraordinære postene er som hovedregel foretakenes oppgaver lagt til grunn.

#### *Avstemming av egenkapitalen*

Her gis det opplysninger om overføringer til og fra ulike egenkapitalposter, avsatt utbytte til eierne, konsernbidrag og aksjonærbidrag. I utbyttebegrepet inngår også overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. Avsetning til utbytte blir ført som kortsiktig gjeld i balansen.

#### **Balanse**

Balansen er inndelt i følgende hovedgrupper:

- Eiendeler (anleggsmidler og omløpsmidler)
- Gjeld og egenkapital (herunder egenkapital, langsiktig gjeld og kortsiktig gjeld)

#### *Anleggsmidler*

Anleggsmidler omfatter eiendeler som er bestemt til varig eie eller bruk for foretaket. Her inngår varige driftsmidler (transportmidler, maskiner og utstyr, bygninger og grunnarealer), immaterielle eiendeler (patenter, goodwill og aktiverte kostnader) og langsiktige fordringer og plasseringer (aksjer, andeler, obligasjoner o.l.). Fordringer regnes normalt som anleggsmidler hvis det er avtalt eller forutsatt at de skal tilbakebetales senere enn ett år etter utgangen av regnskapsåret. Fra 1992 er som anleggsmiddel også regnet utsatt skattefordel som representerer en påregnelig reduksjon i fremtidig betalbar skatt.

Anleggsmidlene registreres i utgangspunktet til historisk anskaffelseskost fratrukket ordinære regnskapsmessige avskrivninger for eiendeler som forringes pga. slit, alder e.l. Verdiane er i noen grad justert for nedskrivninger og reversering av nedskrivninger i samsvar med bestemmelser i regnskapslovgivningen for å tilpasse de bokførte verdiene bedre til de reelle.

#### *Omløpsmidler*

Som omløpsmidler er regnet eiendeler som ikke er bestemt til varig eie eller bruk for foretaket. Her inngår betalingsmidler og kortsiktige plasseringer (kontanter, bankinnskudd, aksjer, obligasjoner o.l.), kundefordringer og andre kortsiktige fordringer og varelager. Fordringer er omløpsmidler hvis det er avtalt eller forutsatt at de skal betales tilbake innen ett år etter regnskapsårets utløp.

Omløpsmidlene skal ifølge regnskapsbestemmelsene verdsettes til laveste anskaffelseskost (tilvirkningskost) og virkelig verdi. Omløpsmidlene skal nedskrives for verdifall, og nedskrivningen skal reverseres når denne ikke lenger er nødvendig (reverseringsplikt).

#### *Kortsiktig gjeld og langsiktig gjeld*

Som kortsiktig gjeld regnes gjeld som forfaller til betaling innen ett år etter regnskapsårets utløp. Dette omfatter bl.a. leverandørgjeld og andre løpende forpliktelses og avsetninger knyttet til driften (skyldige og påløpte betalbare skatter og avgifter, lønninger, renter og andre ikke betalte kostnader, garantiavsetninger, mottatte forskuddsbetalinger m.m.). Her medregnes også avsetning til aksjeutbytte. I den kortsiktige gjelden inngår videre kassekreditt og annen kortsiktig lånegjeld.

Langsiktig gjeld er gjeld med forfall senere enn ett år etter regnskapsårets utløp. Her medregnes bl.a. ihendehaverobligasjonslån, pantelån og ansvarlig lånekapital. Kapitaliserte pensjonsforpliktelser er også med så sant disse er ført som gjeld i balansen. Utsatt skatt er regnet som langsiktig gjeld fra 1992. Dette gjelder skattefor-

pliktelser som vil føre til økt betalbar skatt i fremtiden. Utsatt skatt vil ofte være nettoført etter fradrag for utsatt skattefordel.

### *Egenkapital*

Egenkapitalen framkommer som verdien av eiendelene fratrukket gjeld og t.o.m. 1991 fratrukket betinget skattefrie avsetninger. Egenkapitalen består av henholdsvis innskutt og opptjent egenkapital. Den innskutte egenkapitalen skal vise hva eierne har skutt inn av egenkapital. Denne er oppdelt i selskapskapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital. Opptjent egenkapital er den egenkapitalen som selskapet selv har opptjent. Denne består av fond for vurderingsforskjeller, annen egenkapital og udekket tap. Endringene i egenkapitalen forklares i skjema for avstemming av egenkapitalen.

### **Finansieringsanalyse**

I finansieringsanalysen gis det en kortfattet oversikt over hvordan finansielle midler er tilført i året og hvordan de er anvendt.

### **Nøkkeltall**

Nøkkeltallene gir forholdet mellom ulike størrelser i resultatregnskapet og balansen, og bidrar til å kaste lys over foretakenes lønnsomhet, soliditet og likviditet. Totalrentabiliteten måler avkastningen på investert totalkapital, mens egenkapitalrentabiliteten viser avkastningen på egenkapitalen. Egenkapitalandelen gir uttrykk for foretakenes soliditet (dvs. deres evne til å tåle tilbakeslag og tap), mens likviditetsgraden gir en pekepinn på deres evne til å betale gjeld. Siden likviditetsgraden bare måles på balansetidspunktet, gir den begrenset informasjon om den løpende betalingsdyktigheten.

### **Bakgrunnstall**

Med bakgrunnstallene gis det en sammenhengende analyse av de faktorene som påvirker kapitalavkastningen. Analysen viser hvorledes endringer i egenkapitalrentabilitet bestemmes av endringer i totalrentabilitet, gjennomsnittlig gjeldsrente (på rentebærende og rentefri gjeld) og gjeldsgrad (som gir et mål på soliditeten). Videre vises det hvordan mye av endringen i totalrentabilitet kan forklares ved endringer i driftsmessige forhold, uttrykt gjennom driftskapitalrentabilitet. Til slutt forklares endringen i driftskapitalrentabilitet delvis ved endringer i marginer for driftsresultat og driftskostnader (i prosent av driftsinntekter) og delvis ved endringer i omløpshastigheter for driftskapital. Opplysningene om driftsmarginer og omløpshastigheter bidrar til å identifisere de faktorene som bidrar til endring i driftskapitalens avkastning.

### **Syssetting**

Statistikken gir tall for sysselsatte pr. 31. desember i regnskapsåret. For foretak med avvikende regnskapsår oppgis sysselsettingen pr. avslutningsdato. I oppgavene inngår alle som var ansatt i foretakene, både heltids- og deltidssysselsatte.

# 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 Nor-

wegian 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

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 2.1.

### 2.1. 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" and "Pipeline transport". NACE Rev. 1 includes both the activity to the licensees and operators under the sector "Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas". "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

- extraction of crude petroleum
- production of crude gaseous hydrocarbon (natural gas)
- extraction of condensates
- draining and separation of liquid hydrocarbon fractions
- liquefaction and regasification of natural gas for transportation
- gas desulphurization

### 11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes

- oil and gas extraction service activities provided on a fee or contract basis:

- directional drilling and redrilling; 'spudding in'; derrick erection in situ, repairing and dismantling; cementing oil and gas well casings; pumping of wells; plugging and abandoning wells, etc.

### 60.30 Transport via Pipelines

Includes transport of oil and gas via pipelines.

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)

NACE no. 11.1 "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**

Annex 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

**Units of measurement**

Quantities of crude oil and natural gas are usually reported in the SI system units (the international system of units). Because of tradition and for practical rea-

sons 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

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

**Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema**  
*Income statement and balance sheet in English. References to the questionnaire*Postnr. i skjema  
Item no. in the  
questionnaire

<b>Resultatregnskap</b>		<b>Income statement</b>
9000	Driftsinntekter	Operating income
3000	Salgsinntekt og uttak, avgiftspliktig	Sales (goods and services), liable to VAT
3100	Salgsinntekt og uttak, avgiftsfritt	Sales (goods and services), free of VAT
3200	Salgsinntekt og uttak, utenfor avgiftsomr.	Sales (goods and services), outside the VAT area
3300	- Spesielle offentlige avgifter vedr. salg	- Special government taxes (except VAT)
3400	Offentlig tilskudd/refusjoner	Government subsidies/refunds
3500	Uopptjent inntekt	Deferred income
3600	Leieinntekter, fast eiendom	Income from rent, real property
3695	Andre leieinntekter	Other income from rent
3700	Provisjonsinntekt	Commission income
3800	Gevinst ved avgang av anleggsmidler	Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets
3900	Annen driftsrelatert inntekt	Other operating income
9010	Driftskostnader	Operating expenditure
4005	Varekostnad	Cost of purchased goods
4295	Beholdn.endr. av varer under tilvirkn. og ferdigtilvirkede varer	Changes in stocks of work in process/finished goods
4995	Beholdn.endr. av egentilv. anleggsm.	Changes in stocks of own processed fixed assets
5000	Lønninger mv.	Wages and salaries
5400	Arbeidsgiveravgift til folketrygden	National insurance premium
5420+5900	Pensjonskostnader o.a. personalkostnader	Pension payments and indirect staff expenses
6000	Avskrivninger varige dr. midl./imm. eiend.	Depreciation on fixed durable/immaterial assets
6050	Nedskrivning på anleggsmidler	Write-down of fixed assets
6100	Frakt og transportkostnad vedr. salget	Outgoing freight and forwarding costs
6200	Energi, brensel mv. vedr. produksjon	Energy etc. related to production
6300	Leie lokale	Expenses of rented premises
6340	Lys, varme	Lighting and heating
6395	Renovasjon, vann, avløp, renhold mv.	Renovation and water etc.
6400	Leie maskiner, inventar, transportm. o.l.	Rented fixed durable assets other than premises
6500	Verktøy, inventar driftsm. etc., ikke aktiveres	Tools, equipment etc.
6600+6695	Reparasjon og vedlikehold	Maintenance/cost of repairs
6995	Kontorkostnad, telefon, porto mv.	Office appliances, accessories, teleph. and postage
7000+7020+7040	Kostnader ved transportmidler, avgifter, vedlikehold, drivstoff, forskring mv.	Costs regarding means of transport
7155+7165	Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse	Travelling, subsistence and car allowances
7295	Provisjonskostnader	Commission charges
7330	Salgs- og reklamekostnader	Selling and advertising costs
7370	Representasjonskostnader	Representation costs
7490	Kontingenter og gaver	Subscriptions and gifts
7500	Forsikringspremie	Insurance costs
7565	Garanti- og servicekostnader	Guarantee and service costs
7600	Patent-, lisenskostnader og royalties	Patent and licence costs and royalties
4500+5300+5600+6700+7080+7099+7700	Diverse driftskostnader	Other operating expenses

7800	Tap ved avgang av anleggsmidler	Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets
7830	Tap på fordringer	Losses on accounts receivable
9050	Driftsresultat	Operating profit
9060	Finansinntekter	Financial income
8005	Pos. resultatandel invest. i deltagerlign. selskap	Share of profits in partnerships
8030	Renteinntekter fra foretak i samme konsern	Interest received from group companies
8050	Andre renteinntekter	Interest received from others
8060	Valutagevinst (agio)	Surplus on foreign exchange
8070	Andre finansinntekter	Other financial income
8080	Verdiendring av markedsbas. fin. omløpsm.	Change of value of market based liquid assets
9070	Finanskostnader	Financial expenses
8006	Neg. resultatandel invest. i deltagerlign. selskap	Share of losses in partnerships
8115	Nedskrivning av finansielle eiendeler	Write-down of financial assets
8130	Rentekostnad til foretak i samme konsern	Interest paid to group companies
8150	Annen rentekostnad	Other interest expenses
8160	Valutatap (disagio)	Loss on foreign exchange
8170	Annen finanskostnad	Other financial expenses
	Resultat av finansielle poster	Financial items, net
9100	Ordinært resultat før skattekostnad	Operating result before taxes
	Skattekostnad	Taxes
8300	Betalbar skatt	Payable tax
8310	Refusjon skatt etter skatteloven	Tax refund
8320	Endring utsatt skatt	Change in deferred tax
9150	Ordinært resultat	Ordinary profit
8400	Ekstraordinær inntekt	Extraordinary income
8500	Ekstraordinær kostnad	Extraordinary expenditure
8600+8620	Skatt på ekstraordinære poster	Taxes on extraordinary items
9200	Årsresultat	Annual profit

<b>Balanse</b>		<b>Balance sheet</b>
<b>Eiendeler</b>		<b>Assets</b>
9300	Anleggsmidler	Fixed assets
1000	Forskning og utvikling	Research and development
1020	Konsesjoner , patenter lisenser o.l.	Licenses, patents and similar rights
1070	Utsatt skattefordel	Deferred tax asset
1080	Goodwill	Goodwill
1105	Forretningsbygg	Commercial buildings
1115	Bygg og anlegg, hotell o.l.	Buildings (excl. dwellings and comm. buildings)
1130	Anlegg under utførelse	Plant under construction
1150	Tomter og andre grunnareal	Land and other real property
1160	Boliger (inkl. boligtomter)	Dwellings (incl. sites)
1205	Personbiler, maskiner, inventar mv.	Cars, machinery and equipment
1221	Skip, rigger mv.	Ships, rigs etc.
1225	Fly, helikopter mv.	Aircraft, helicopters etc.
1239	Vare- og lastebiler, busser mv.	Vans, lorries, busses etc.
1280	Kontormaskiner o.l.	Office machines etc.
1290	Andre driftsmidler	Other fixed assets
1312+1313	Investeringer i datter- og konsernselskaper	Investments in group companies/subsidiaries
1320	Lån til foretak i samme konsern	Loans to group companies
1331+1332	Investeringer i tilknyttede selskap	Investments in associated companies
1340	Lån til tilkn. selskap og felles kontr. virks.	Loans to associated companies and joint ventures
1350	Inv. i aksjer, andeler og verdipapirfondsandeler	Investments in shares and security funds
1360	Obligasjoner	Bonds
1370+1380	Fordringer på eiere, styremedl. o.l. og ansatte	Receivables from owners, board members etc. and employees
1390	Andre fordringer	Other receivables
9350	Omløpsmidler	Current assets
1400	Varelager	Stock of goods
1500	Kundefordringer, inkl. i samme konsern	Accounts receivable from customers
1530	Opptjent, ikke fakturert driftsinntekt	Earned, not invoiced operating income
1560	Andre fordringer på selskap i samme konsern	Other receivables from group companies
1570	Andre kortsiktige fordringer	Other short-term receivables
1780	Krav på innbetaling av selskapskapital	Unpaid share subscriptions
1800	Ikke-markedsbaserte aksjer og andeler	Shares, not market based
1810	Markedsbas. aksjer og verdipapirfondsandeler	Shares and security funds, market based
1830	Markedsbaserte obligasjoner og sertifikater mv.	Shares and security funds, market based
1840	Andre obligasjoner og sertifikater	Other bonds and certificates
1880	Andre finansielle instrumenter	Other financial current assets
1900+1920	Kasse og innskudd i bank	Cash in hand and bank account
9400	Sum eiendeler	Total assets

<b>Gjeld og egenkapital</b>		<b>Liabilities and equity</b>
9450	Egenkapital	Equity
	Innskutt Egenkapital	Invested equity
2000	Aksjekapital/Egenkap. andre foretak	Share capital and the like
2010	Egne aksjer, felleseid andelskapital	Own shares, co-operative capital
2020	Overkursfond	Share premium reserve
2030	Innskutt annen egenkapital	Invested other equity
	Opptjent egenkapital	Retained earnings
2041	Fond vurderingsforskj. i delt. lign. selsk.	Fund for assessment diff., associated companies
2042	Fond vurderingsforskjeller i andre selskap	Fund for assessment differences, other companies
2050	Annen egenkapital	Other equity
2080	Udekket tap	Uncovered losses
9500	Langsiktig gjeld	Long-term liabilities
2100	Pensjonsforpliktelse	Provisions for pensions
2120	Utsatt skatt	Deferred tax
2160	Uopptjent inntekt	Deferred income
2180	Andre avsetninger og forpliktelse	Other appropriations and liabilities
2200	Konvertible lån	Convertible loans
2210	Obligasjonslån	Bond loans
2220	Gjeld til kredittinstitusjoner	Loans to credit institutions
2260	Gjeld til selskap i samme konsern	Payable to group companies
2280	Stille interessentinskudd, ansvarlig lånekap.	Liable loan capital
2290	Annen langsiktig gjeld	Other long-term liabilities
9550	Kortsiktig gjeld	Short-term liabilities
2310	Konvertible lån	Convertible loans
2320	Sertifikatlån	Certificate loans
2380	Kassekreditt	Bank overdraft
2400	Leverandørgjeld	Accounts payable to suppliers
2500	Betalbar skatt, ikke utlignet	Payable tax, not yet assessed
2510	Betalbar skatt, utlignet	Payable tax, assessed
2530	Refusjon skatt etter skatteloven	Tax refund
2600	Skatterekk og andre trekk	Unpaid payroll taxes
2740	Skyldig merverdiavgift	Unpaid value added tax (VAT)
2770	Skyldig arbeidsgiveravgift	Unpaid national insurance premium
2790	Andre offentlige avgifter	Other indirect taxes
2800	Avsatt utbytte	Provisions for dividend
2900	Forskudd fra kunder	Advances from customers
2910	Gjeld til ansatte og eiere	Payables to employees and owners
2920	Gjeld til selskap i samme konsern	Payables to group companies
2949	Lønn, feriepengar o.l.	Accrued, not due wages and salaries
2950	Påløpt rente	Accrued, not due interest
2970	Uopptjent inntekt	Deferred income
2980	Avsetninger for forpliktelse	Allocations for liabilities
2990	Annen kortsiktig gjeld	Other short-term liabilities
9650	Sum gjeld og egenkapital	Total liabilities and equity
102	Avsatt utbytte o.l.	Proposed dividends/Interest on primary capital certificate
103-104	Konsernbidrag	Group companies contribution
109	Aksjonærbidrag	Shareholder contribution

**Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse****Nøkkeltall**

$$\text{Totalrentabilitet} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad + rentekostnader (post 9100+8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig sum eiendeler (post 9400)}} \bullet 100$$

$$\text{Egenkapitalrentabilitet} = \frac{\text{Ordinært resultat (post 9150)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{Egenkapitalandel} = \frac{\text{Egenkapital pr. 31.12. (post 9450)}}{\text{Sum gjeld og egenkapital pr. 31.12. (post 9650)}} \bullet 100$$

$$\text{Likviditetsgrad} = \frac{\text{Omløpsmidler pr. 31.12. (post 9350)}}{\text{Kortsiktig gjeld pr. 31.12. (post 9550)}}$$

**Bakgrunnstall**

$$\text{A. Egenkapitalrentabilitet (etter skatt)} = \frac{\text{Ordinært resultat (post 9150)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{B. Egenkapitalrentabilitet før skatt} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad (post 9100)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}} \bullet 100$$

$$\text{C. Totalrentabilitet (før skatt)} = \frac{\text{Ordinært resultat før skattekostnad + rentekostnader (post 9100+8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig sum eiendeler (post 9400)}} \bullet 100$$

**Bidrag fra**

$$\text{D. Driftsresultat} = \frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Gjennomsnittlig sum gjeld og egenkapital (post 9650)}} \bullet 100$$

$$\text{G. Gjennomsnittlig gjeldsrente} = \frac{\text{Rentekostnader (post 8130+8150)}}{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 9500+9550)}} \bullet 100$$

$$\text{H. Gjeldsgrad} = \frac{\text{Gjennomsnittlig gjeld (post 9500+9550)}}{\text{Gjennomsnittlig egenkapital (post 9450)}}$$

$$\text{I. Driftskapitalrentabilitet} = \frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}} \bullet 100$$

$$\text{K. Driftskapitalandel} = \frac{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}{\text{Gjennomsnittlig sum gjeld og egenkapital (post 9650)}}$$

**I prosent av driftsinntekter**

L. Vareforbruk	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 4005+4295)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
M. Lønnskostnader	=	$\frac{\text{Lønnskostnader (post 5000+5400+5420+5900)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
N. Øvrige driftskostnader	=	$\frac{\text{Øvrige driftskostnader (post 4500+4995+5300+5600+6100+...+7830)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
O. Av- og nedskrivninger	=	$\frac{\text{Av- og nedskrivninger (post 6000+6050)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$
P. Driftsresultat	=	$\frac{\text{Driftsresultat (post 9050)}}{\text{Driftsinntekter (post 9000)}} \cdot 100$

**Omløpshastighet for driftsinntekter**

Q. I alt	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital (post 1000+...+1290+1400+1500+1530+1570)}}$
R. Anleggsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant anleggsmidlene (post 1000+...+1290)}}$
S. Omløpsmidler	=	$\frac{\text{Driftsinntekter (post 9000)}}{\text{Gjennomsnittlig driftskapital blant omløpsmidler (post 1400+1500+1530+1570)}}$
T.. Kundefordringer	=	$\frac{\text{Salgsinntekter (post 3000+3100+3200)}}{\text{Gjennomsnittlige kundefordringer (post 1500+1530)}}$
U. Varelager	=	$\frac{\text{Vareforbruk (post 4005+4295)}}{\text{Gjennomsnittlig varelager (post 1400)}}$

**Finansieringsanalyse**

Tilført fra årets virksomhet	=	Ordinært resultat før skattekostnad + sum ekstraordinære poster + av- og nedskrivninger + tap (- vinning) ved avgang av anleggsmidler - betalbare skatter, utbytte og konsern- og aksjonærbidrag (post 9100+8400-8500+6000+6050+7800-3800-8300-8600-8310-102-(103-104)-109)
Egenkapital tilført utenfra	=	Økning i egenkapital ikke forklart i resultatregnskapet ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 9450) - (post 9200-102-(103-104)-109))
Økning i langsiktig gjeld	=	Netto økning i langsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 9500-2120)
Investering i anleggsmidler	=	Økning i anleggsmidler + av- og nedskrivninger + tap (-vinning) ved avgang av anleggsmidler ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 9300+1780-2120) + (post 8320+8620+6000+6050+7800-3800))
Endring i arbeidskapital	=	Endring i differansen mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld (økning fra 1.1. til 31.12. for post 9350-9550)

**Generelle merknader**

Gjennomsnittstallene gjelder summen av de angitte postene pr. 1.1. og 31.12. dividert med 2.

Beskrivelse av nøkkeltallene mm. for 1998 finnes i NOS C605 Olje og gassvirksomhet 1. kvartal 2000, for 1999 i NOS C678 Olje og gassvirksomhet 1. kvartal 2001 og for 2000 i NOS C729 Olje og gassvirksomhet 2. kvartal 2002.

**Sammenhenger**

$B = C + (C - G) \cdot H$   $D = I \cdot P \cdot Q$   $P = 100 - (L + M + N + O)$   $Q = 1 / (1/R + 1/S)$



**Definitions of key figures, background figures and source and application of funds****Key figures**

Return on total assets	=	$\frac{\text{Ordinary profit before taxes + interest paid (item 9100+8130+8150)}}{\text{Average total assets (item 9400)}}$	• 100
Return on equity	=	$\frac{\text{Ordinary Profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$	• 100
Equity ratio	=	$\frac{\text{Equity at 31 Dec. (item 9450)}}{\text{Total liabilities and equity at 31 Dec. (item 9650)}}$	• 100
Current ratio	=	$\frac{\text{Current assets at 31 Dec. (item 9350)}}{\text{Short-term liabilities at 31 Dec. (item 9550)}}$	

**Background figures**

A. Return on equity	=	$\frac{\text{Ordinary profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$	• 100
B. Return on equity before taxes	=	$\frac{\text{Ordinary profit before taxes (item 9100)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$	• 100
C. Return on total assets (before taxes)	=	$\frac{\text{Ordinary profit before taxes + interest paid (item 9100+8130+8150)}}{\text{Average total assets (item 9400)}}$	• 100

**Contribution from**

D. Operating profit	=	$\frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average total assets (item 9400)}}$	• 100
G. Average interest on liabilities	=	$\frac{\text{Interest paid (item 8130+8150)}}{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}}$	• 100
H. Liabilities in proportion to equity	=	$\frac{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$	
I. Return of operating assets	=	$\frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average operating assets (item 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}$	• 100
K. Operating assets ratio	=	$\frac{\text{Average operating assets (item 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}{\text{Average total liabilities and equity (item 9650)}}$	

**In per cent of operating income**

L. Cost of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 4005+4295)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
M. Compensation of employees	=	$\frac{\text{Compensation of employees (item 5000+5400+5420+5900)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
N. Other operating expenses	=	$\frac{\text{Other operating expenses (item 4500+4995+5300+5600+6100+..+7830)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
O. Depreciation	=	$\frac{\text{Depreciation (item 6000+6050)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$
P. Operating profit	=	$\frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Operating income (item 9000)}} \cdot 100$

**Turnover for operating assets**

Q. Total	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average operating assets (item 1000+..+1290+1400+1500+1530+1570)}}$
R. Fixed assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average fixed operating assets (item 1000+..+1290)}}$
S. Current assets	=	$\frac{\text{Operating income (item 9000)}}{\text{Average current operating assets (item 1400+1500+1530+1570)}}$
T. Accounts receivable from customers	=	$\frac{\text{Sales (item 3000+3100+3200)}}{\text{Average accounts receivable from customers (item 1500+1530)}}$
U. Stock of goods	=	$\frac{\text{Cost of goods (item 4005+4295)}}{\text{Average stock of goods (item 1400)}}$

**Source and application of funds**

Generated from operations	=	Ordinary profit before taxes + sum extraordinary items + ordinary and extraordinary depreciation + loss (- profit) on disposals of fixed assets - payable taxes, dividends and contribution to group companies, etc. (item 9100+8400-8500+6000+6050+7800-3800-8300-8600-8310-102-(103-104)-109)
Externally supplied equity	=	Increase in equity not accounted for in the income statement ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9450)-(item 9200-102-(103-104)-109))
Increase in long-term liabilities	=	Net increase in long-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9500-2120)
Investment in fixed assets	=	Increase in fixed assets + ordinary depreciation - revaluation + loss (profit) on disposals of fixed assets ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9300+1780-2120) + (item 8320+8620+6000+6050+7800-3800))
Change in working capital	=	Change in the difference between current assets and short-term liabilities (increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9350-9500)

**General remarks**

The average figures refer to the total of items at 1 Jan. and 31 Dec. divided by 2.

**Relations**

$B = C + (C - G) \cdot H$   $D = I \cdot K$   $I = P \cdot Q$   $P = 100 - (L + M + N + O)$   $Q = 1 / (1/R + 1/S)$

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

- C 703 Energistatistikk 2000  
 C 244 Statistisk årbok 2003  
 D 251 Omsetningsstatistikk for olje- og gassutvinning, bergverksdrift, industri og kraftforsyning.

**Rapporter (RAPP)**

- 01/16 K. Rypdal: Direkte energibruk og utslipp til luft fra transport i Norge 1994 og 1998.  
 01/15 G. Haakonsen: Indikatorer for energibruk og utslipp til luft i industri- og energisektorene.  
 01/14 T. Martinsen: Energibruk i norsk industri.  
 01/23 R. Nesbakken: Fordelingseffekter av elektrisitetsavgift belyst ved ulike fordelingsbegreper.  
 01/31 F. R. Aune, T. A. Johnsen og E. Lund Sagen: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.  
 03/19 T. Bye og P. M. Bergh: Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002 og 2003.  
 03/20 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Hvilke husholdninger rammes av høye strømpriser? En fordelingsanalyse på mikrodata.  
 03/21 T. Bye, V. P. Hansen og F. R. Aune: Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002 og 2003.

**Statistiske analyser (SA)**

- 59 Naturressurser og miljø 2003  
 61 Natural Resources and the Environment 2003

**Discussion Papers (DP)**

- 261 B. Bye og K. Nyborg: The Welfare Effects of Carbon Policies: Grandfathered Quotas versus Differentiated Taxes.  
 267 S. Kverndokk, L. Lindholt og K.E. Rosendahl: Stabilisation of CO2 concentrations: Mitigation scenarios using the Petro model.  
 286 F. R. Aune, T. Bye og T. A. Johnsen: Gas power generation in Norway. Good or bad for the climate? Revised version.  
 318 Ø. Døhl: Flexibility and Technological Progress with Multioutput Production Application on Norwegian Pulp and Paper Industries.

- 338 B. Halvorsen og R. Nesbakken: A conflict of interest in electricity taxation? A micro economic of household behaviour.  
 346 B. M. Larsen og R. Nesbakken: How to quantify household electricity end-use consumption.  
 347 B. Halvorsen og B.M. Larsen: Possibility for hedging from price increases in residential energy demand.  
 351 T. Bye: On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market.

**Notater**

- 00/16 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.  
 01/17 T. Martinsen: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralbyrå - evaluering, brukerbehov og forutsetninger.  
 01/59 A. Krüger Enge, V. Hansen og B. Tornsjø: Planlegging av et statistikkssystem for energibruk i næringsbygg.  
 02/14 V. Hansen, H. Madsen: Månedlig og kvartalsvis elektrisitetsstatistikk. Dokumentasjon av produksjonsrutiner og systembeskrivelse.  
 02/82 Ø. Kleven og D. Roll-Hansen: Dokumentasjon av undersøkelse om livsstil og energi 1999  
 03/43 Å. Cappelen, T. Eika, P. R. Johansen og J-A. Jørgensen: Makroøkonomiske konsekvenser av lavere aktivitet i oljevirksomheten framover.  
 03/45 T. Dale, H. Høie og A-K. Johnsen: Evaluering av "Naturressurser og Miljø".

**Documents**

- 02/09 T.A. Bye: Climate Change and Energy Consequences  
 02/12 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Distributional Effects of Household Electricity Taxation.

**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

- D 242 Kvartalsvis lagerstatistikk for industrien 1996-2002 *Quarterly Statistics on Stocks 1996-2002*. 2003. 26s. ISBN 82-537-6366-2
- D 243 Produksjonsindeks for industri og bergverksdrift, olje- og gassutvinning og kraftforsyning 1996-2002. *The Production Volume Index; Manufacturing, Mining and Quarrying, Oil and Gas Extraction and Electricity Supply 1996-2002*. 2003. 44s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6371-9
- D 244 Statistisk årbok 2003. 2003. 544s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6387-5
- D 246 Voksenopplæring. Studieforbund og fjernundervisningsinstitusjoner. 2003. 29s. 115kr inkl.mva. ISBN 82-537-6391-3
- D 247 Sjølvmeldingsstatistikk 2001 *Tax Return Statistics 2001*. 2003. 79s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6394-8
- D 248 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 2001. *Income and Property Statistics for Households 2001*. 2003. 93s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6396-4
- D 249 Regnskapsstatistikk 2000. Aksjeselskaper. *Accounts Statistics 2000. Joint Stock Companies*. 2003. 52s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6398-0
- D 250 Sosialhjelp, barnevern og familievern 2001 *Social Assistance, Child Welfare Statistics and Family Counselling Services 2001*. 2003. 80s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6400-6
- D 251 Omsetningsstatistikk for olje- og gassutvinning, bergverksdrift, industri og kraftforsyning. 2003. 28s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6402-2
- D 252 Lakse- og sjøaurefiske 2002 *Salmon and Sea Trout Fisheries 2002*. 2003. 31s. 115 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6404-9
- D 253 Svalbardstatistikk 2003 *Svalbard Statistics 2003*. 2003. 228s. 230 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6406-5
- D 254 Nasjonalregnskapsstatistikk 1995-2002. Institusjonelt sektorregnskap. 2003. 59s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6411-1
- D 255 National Accounts 1995-2002. Institutional Sector Accounts. 1995-2002. 2003. 61s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6414-6
- D 256 Avfallsregnskap for Norge 1993-2000.2003. 28s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6416-2
- D 257 Nasjonalregnskapsstatistikk 1995-2002. Produksjon, anvendelse og sysselsetting. 2003. 129s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6418-9
- D 258 National Accounts 1995-2002. Production, Uses and Employment. 2003. 79s. 140 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6420-0
- D 259 Fiskeoppdrett 2001 *Fish Farming 2001*. 2003. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6422-7
- D 260 Konjunkturbarometer for industri og bergverk *Business Tendency Surcey - Manufacturing and Mining and Quarrying*. 2003. 63s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6435-9
- D 280 Varehandelsstatistikk 2001 *Wholesale and Retail Trade Statistics 2001*. 2003. 130s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6481-2
- D 281 Bygge- og anleggsstatistikk 2001 *Construction Statistics 2001*. 2003. 81s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6489-3
- D 284 Industristatistikk 2000. Næringstill. *Manufacturing Statistics 2000*. 2003. 125s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6506-1
- D 285 Lønnsstatistikk 2002 *Wage Statistics 2002*. 2003. 146s. 155 kr inkl.mva. ISBN 82-537-6523-1
- D 287 Inntektsstatistikk for personer og familier 2001 *Income Statistics for Persons and Families 2001* 2003. 124s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6535-5
- D 288 Skogstatistikk 2002 *Forestry Statistics 2002*. 2003. 61s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6536-3
- D 289 Kulturstatistikk 2002 *Culture Statistics 2002*. 2004. 132s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6544-4