



**Olje- og gassvirksomhet**  
**1. kvartal 2001**  
Statistikk og analyse

**Oil and Gas Activity**  
**1st Quarter 2001**  
Statistics and Analysis

## Norges offisielle statistikk

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

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

## Official Statistics of Norway

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

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

© Statistisk sentralbyrå, september 2001  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen,  
vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-4978-3  
ISSN 0802-0477

### Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Statistisk sentralbyrå/450

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 10. august 2001.

Publikasjonen er utarbeidet av førstekonsulent Atle Tostensen. Ansvarlig seksjonsleder er Bjørn Bleskestad, Seksjon for energi og industristatistikk.

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo/Kongsvinger, 10. august 2001

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 10 august 2001.

The publication is prepared by Mr. Atle Tostensen. Responsible for this publication is Head of Division Bjørn Bleskestad, Division for Energy and Industrial Production Statistics.

Statistics Norway,  
Oslo/Kongsvinger, 10 August 2001

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

<b>Figurregister</b> .....	<b>7</b>
<b>Tabellregister</b> .....	<b>7</b>
<b>Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 2001</b>	
1. Hovedpunkter .....	11
2. Investeringer .....	12
3. Produksjon .....	15
4. Markedet .....	16
5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1999 .....	18
6. Mer informasjon .....	20
<b>Engelsk tekst</b> .....	<b>21</b>
<b>Tabelldel</b> .....	<b>23</b>
<b>Statistisk behandling av oljevirksomheten</b> .....	
1. Nasjonal avgrensing .....	79
2. Næringsklassifisering .....	79
3. Statistiske enheter .....	80
4. Kjennemerker .....	81
<b>Engelsk tekst</b> .....	<b>83</b>
<b>Vedlegg</b>	
A. Måleenheter .....	87
B. Resultatregnskap og balanse på engelsk. Sammenheng med skjema.....	89
C. Definisjoner av nøkkeltall, bakgrunnstall og finansieringsanalyse.....	93
<b>Tidligere utgitt på emneområdet</b> .....	<b>97</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk</b> .....	<b>98</b>

# Contents

<b>List of tables .....</b>	<b>9</b>
<b>Oil activity 1st quarter 2001 (in Norwegian only).....</b>	<b>11</b>
<b>Investment Statistics. Oil and Gas Activity, 1st quarter 2001.....</b>	<b>21</b>
<b>Further information.....</b>	<b>22</b>
<b>Tables.....</b>	<b>23</b>
<b>The statistical treatment of the oil activity .....</b>	<b>83</b>
1. National border .....	83
2. Industrial classification.....	83
3. Statistical units .....	84
4. Characteristics.....	85
<b>Appendices</b>	
A. Units of measurement .....	87
B. Income statement and balance sheet in English. References to the questionnaire.....	89
C. Definitions of key figures, background figures and source and applicaton of funds .....	95
<b>Previously issued on the subject .....</b>	<b>97</b>
<b>Recent publications in the series Official Statistics of Norway.....</b>	<b>98</b>

# Figurregister

1. Anslag for 1998, 1999, 2000 og 2001 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr .....	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for 1999, 2000, 2001 og oljeprisen. ....	12
3. Antatte leteknostnader på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr.....	12
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-1. kv. 2000 .....	12
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 1. kv. 2000. 1 000 kr. ....	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr.....	14
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-mars. 1992-2001. 1000 tonn.....	15
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-mars. 1998-2001. 1000 tonn .....	15
9. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), nye felt. Januar-mars. 1998-2001. 1000 tonn .....	16
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar-mars. 1992-2001. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	16
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-mars. 1998-2001. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	17
12. Prisutviklingen for Brent Blend. 1998-2001. Dollar per fat.....	18
13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1997 - 1999. Prosent .....	19
14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1989-1999. Mrd. kr .....	19
15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinental-sokkel per 31. desember 1999. Mrd. kr.....	19

# Tabellregister

## Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 2001.....	23
2. Felt under utbygging. 31. januar 2001 .....	29
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000 .....	31

## Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr .....	33
---	----

## Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr .....	34
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2000. Mill.kr.....	35
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kv.1998-4. kv. 2000 Mill.kr .....	35
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2000 - 4. kvartal 2000. Mill.kr .....	36
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2001 .....	36
10. Antatte og påløpte leteknostnader. Kvartal. 1990-2001 Mill.kr .....	37
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001 .....	38
12. Borefartøydøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2001 .....	38
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001 .....	39
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2001. 1 000 GBP/dag.....	40

## Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill. kr .....	41
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2000. Mill.kr.....	41
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4. kvartal 1998 - 4. kvartal 2000. Mill.kr .....	42
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2001 .....	43
19. Feltutbygging. Vareknostnader påløpt i utlandet. 1985 -2000.....	43
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1995-2000. Mill. kr.....	44
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill. kr .....	45
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1998 - 4. kvartal 2000. Mill.kr .....	46

## Produksjon

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn .....	47
24. Produksjon av naturgass etter felt. Mill. Sm <sup>3</sup> .....	52

**Eksport**

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2001 .....	55
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-2001 .....	56
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2001 .....	56
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001 .....	57
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 2. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001 .....	58
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1999 -2000.....	58
31. Skipninger av NGL etter mottakerland. 1 kv. 1999 - 1.kv. 2001. 1000 tonn .....	59

**Priser**

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1991 -2001. US dollar/fat.....	60
33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990-2001. US dollar/fat .....	61
34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995-2001. US dollar/fat .....	62
35. Fraktindekser for råolje, etter skipstørrelse. 1976-2001 .....	64

**Internasjonale markedsforhold**

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat pr. dag. 1997-2002.....	65
--	----

**Nøkkeltall**

37 Betalte skatter og avgifter til staten. 1980-2000. Milliarder 2001-kroner .....	66
38 Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985-2000.....	66

**Regnskapsstatistikk**

39. Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1999.....	67
40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1998 og 1999. ....	68
41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1995-1998.....	69
42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999.....	71
43. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999 .....	73
44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1998 og 1999. ....	77
45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1999.....	78

**Tabeller ikke med i dette heftet**

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12. 1999	2/00	2/01
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . 31. desember 1999	2/00	2/01
Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 1999	2/00	2/01
Petroleumsreserver i felt der produksjonen er avsluttet pr. 31. desember 1999	2/00	2/01
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1999	2/00	2/01
Funn på norsk kontinentalsokkel 1999	2/00	2/01
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1995-1999	2/00	2/01
Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-1999	2/00	2/01
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1995-1999	4/00	3/01
Vareinnsats for felt i drift. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	3/01
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	3/01
Hovedtall for rørtransport. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1999	4/00	3/01
Ikke operatørkostnader 1994-1999. Mill. kr.	4/00	3/01
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998.	4/00	3/01



# List of tables

---

## Survey of fields

1. Fields on stream. 31 January 2001 .....	23
2. Fields under development. 31 January 2001 .....	29
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 2000 .....	31

---

## Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001. Million NOK .....	33
--	----

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	34
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2000. Million NOK .....	35
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 4 1998 - Q 4 2000. Million NOK .....	35
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 1 2000 - Q 4 2000. Million NOK .....	36
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 -2001 .....	36
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2001. Million NOK .....	37
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001 .....	38
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001 .....	38
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001 .....	39
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2001. 1 000 GBP/day .....	40

---

## Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	41
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2000. Million NOK .....	41
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 4 1998 - Q 4 2000. Million NOK .....	42
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2001 .....	43
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2000 .....	43
20. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1995-2001. Million NOK .....	44
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	45
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 4 1998 - Q 4 2000. Million NOK .....	46

---

## Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes .....	47
24. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	52

---

## Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2001 .....	55
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-2001 .....	56
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2001 .....	56
28. Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q 2 1999 - Q 1 2001 .....	57
29. Exports of Norwegian produced natural gas, by destination. Q 2 1999 - Q 1 2001 .....	58
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1999-2000 .....	58
31. Shipments of Norwegian NGL by receiving country. Q1 1999 - Q1 2001. 1000 tonnes .....	59

---

## Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1991-2001. USD/barrel .....	60
33. Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990-2001. USD/barrel .....	61
34. Crude oil prices, by field. Monthly. 1995-2001. USD/barrel .....	62
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976-2001 .....	64

---

## International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1997-2002. ....	65
---	----

**Key figures**

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2000. Billion 2001 NOK.....	66
38. Key figures for The state' s direct financial interest (SDFI). 1985-2000.....	66

**Account statistics**

39. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1999.....	67
40. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state' s direct financial interest. 1998 and 1999.....	68
41. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1995-1998.....	69
42. Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999. Identical enterprises. 1998 and 1999.....	71
43. Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999.....	73
44. Background figures for return on capital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1998 and 1999.....	77
45. Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1999.....	78

**Tables not published in this issue**

Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.1999 .....	2/00	2/01
Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 1999 .....	2/00	2/01
Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 1999.....	2/00	2/01
Petroleum reserves in abandoned fields per 31 December 1999.....	2/00	2/01
Areas with production licences as of 31 December 1999 .....	2/00	2/01
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1999 .....	2/00	2/01
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1995-1999 .....	2/00	2/01
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-1999.....	2/00	2/01
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1995-1999 .....	4/00	3/01
Intermediate consumption for fields on stream. 1995-1999. Million NOK .....	4/00	3/01
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999 ..	4/00	3/01
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999.....	4/00	3/01
Principal figures for transportation via pipelines. 1995-1999. Million NOK .....	4/00	3/01
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1999.....	4/00	3/01
Non-Operator costs 1994-1999. Million NOK.....	4/00	3/01
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-1998.....	4/00	3/01

## 1. Hovedpunkter

Investeringene til felt i drift økte fra 19,9 milliarder kroner i 1999 til hele 23,5 milliarder i 2000. Dette er de høyeste investeringene til olje- og gassfelt i drift noensinne. Anslagene innhentet for 2001 er også høye, og utgjør hele 26,9 milliarder kroner.

### Resultat for 2000

De samlede investeringene i 2000 til olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport var på 53,6 milliarder kroner ifølge de endelige tallene som nå foreligger. Dette er 4,1 milliarder over anslagene for 2000 fra tellingen i første kvartal 2000. Fra 1999 til 2000 var det en nedgang på hele 15,5 milliarder kroner i investeringene.

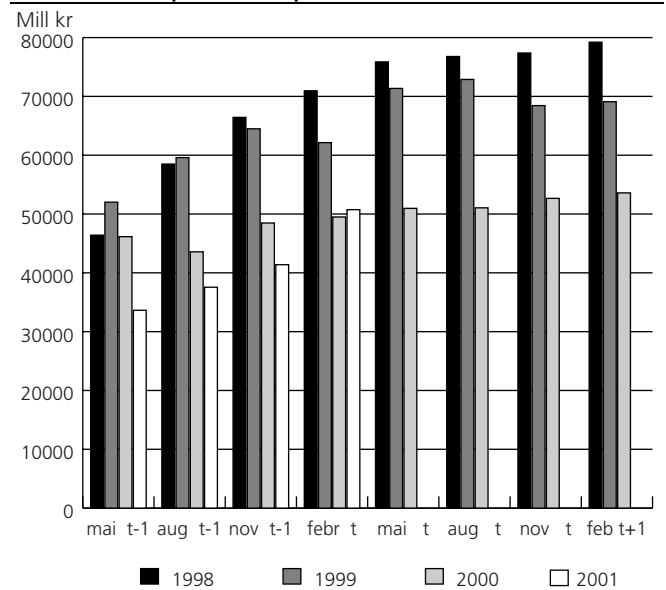
Investeringene til letevirksomheten var i 2000 på 5,3 milliarder, en økning på 0,3 milliarder i forhold til 1999. Det var spesielt i fjerde kvartal 2000 at økningen fant sted, da investeringene var på 1,9 milliarder. Investeringene til letevirksomheten var 0,6 milliarder kroner høyere i fjerde kvartal enn i tredje kvartal 2000. Det var spesielt investeringene til undersøkelsesboringer som økte.

Investeringene til feltutbygging i 2000 var på 22,8 milliarder kroner, noe som er en nedgang på 12,4 milliarder sammenlignet med 1999. Nedgangen skyldes at mange av de store utbyggingsfeltene fra 1999 er sluttført. Oseberg Sør og Åsgard B var store prosjekter som ble ferdigstilt i 2000. Snorre B ventes å være i produksjon i august 2001.

Mens investeringene til feltutbygging viser en nedgang, øker investeringene til felt i drift. I 2000 ble det investert hele 23,5 milliarder kroner. Dette har sammenheng med installering av utstyr for å øke utvinningskapasiteten i feltene, samt at en rekke felt ble ferdigstilt og satt i produksjon i 1999 og 2000. Investeringene på 23,5 milliarder kroner er de høyeste investeringene til felt i drift noensinne, og resultatet for 2000 ligger 4,5 milliarder kroner over anslaget for 2000 fra 1. kvartal 2000. Investeringene var størst på Troll Olje, Heidrun og Snorre.

Investeringene til landvirksomhet og rørtransport har vært beskjedne i 2000. De endelige tallene for 2000 viser at det ble investert henholdsvis 1,3 og 0,7 milliarder kroner til landvirksomhet og rørtransport. Dette er en kraftig nedgang sammenlignet med tallene fra 1999. Da var investeringene på henholdsvis 4,3 og 4,7 milliarder kroner. Nedgangen for landvirksomheten skyldes først og fremst at Åsgard mottaksterminal er ferdig utbygd, mens nedgangen i rørtransport skyldes ferdigstillelsen av Åsgard transport.

Figur 1. Anslag for 1998, 1999, 2000 og 2001 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr



### Anslag for 2001

De totale investeringene i olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport for 2001 blir nå anslått til 50,7 milliarder kroner, noe som representerer en nedgang på 2,9 milliarder sammenlignet med de endelige tallene for 2000. Investeringsanslaget for 2001 ser nå ut til å nærme seg nivået for 2000. Anslaget for 2001 er oppjustert fra 4. kvartal 2000 til 1. kvartal 2001 med 9,3 milliarder kroner.

Investeringene til letevirksomheten i 2001 er anslått til å bli 5,4 milliarder kroner. Tilsvarende anslag for 2000 var på 5,7 milliarder. Det er spenning knyttet til resultatet av den siste letebrønnen i Barentshavet. I 2001 er det også knyttet spenning til Shells boring av den første brønnen innenfor lisens 255 eller "Presidenten" som den også kalles, og BP-Amocos brønn på lisens 254 "Havsule". Begge brønnene er lokalisert i Norskehavet, og det er forventet at boreprogrammene starter i løpet av første halvår i år.

Investeringene for feltutbygging i 2001 er anslått til 17,1 milliarder kroner. Dette er en ytterligere nedgang på 5,7 milliarder i forhold til de endelige tallene for år 2000. For 2001 er det Ringhorn, Grane, Kvitebjørn og Huldra som bidrar til de høyeste investeringene. Deres utbyggingsløsningen for Statoils Mikkell felt blir godkjent, så vil dette kunne være med å gi økte investeringer til feltutbygging mot slutten av 2001 og spesielt i 2002. For videre utbygging av gassfelt vil en avklaring av Norges tilknytning til EUs gassdirektiv ha betydning.

Investeringer til felt i drift for 2001 er anslått til 26,9 milliarder kroner. Det innebærer en økning på 7,8 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 2000, og en økning på 3,3 milliarder i forhold til resultatene fra 2000. De rekordhøye investeringene

skyldes i hovedsak ferdigstillelsen av en del store utbyggingsprosjekter.

For landvirksomhet og rørtransport er investeringene for begge anslått til 0,7 milliarder kroner i 2001. Dette representerer en nedgang på 0,6 milliarder for landvirksomheten, mens rørtransport vil bli på samme nivå som for 2000. Bakgrunnen for de lave tallene er at det ikke er planlagt noen store utbyggingsprosjekter i 2001, verken for landvirksomhet eller for rørtransport.

## 2. Investeringer

### 2.1 Leting

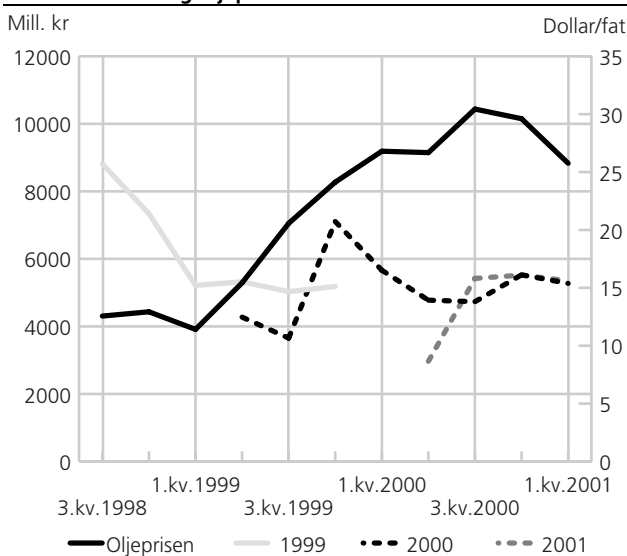
#### Endelige tall 2000

Letevirksomheten i 2000 ble ifølge endelige investeringstall på 5,3 milliarder kroner, en økning på 0,4 milliarder kroner fra 1999. Sammenlignet med anslaget for 2000 gitt i 4. kvartal er dette en nedgang på 0,4 milliarder kroner.

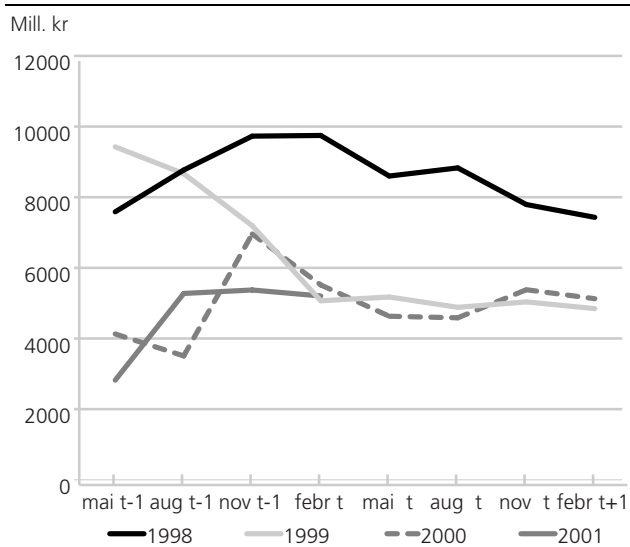
I 2000 ble 21 letebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt på norsk sokkel, fordelt på 13 undersøkelsesbrønner og 8 avgrensingsbrønner. Geografisk fordelte letebrønnene seg med 13 letebrønner i Nordsjøen, fem brønner i Norskehavet og tre undersøkelsesbrønner i Barentshavet.

Brønnene i Barentshavet er de første som er boret i dette havområdet siden 1994. I to av de tre letebrønnene i Barentshavet ble det påvist hydrokarboner. Den ene er et oljefunn i Norsk Agips lisens 229 nordvest for Hammerfest. Den andre er et gassfunn i Agips lisens 201 nord for Tromsø, men med et svært høyt CO<sup>2</sup> innhold. Det gjør at det er lite trolig at feltet bygges ut.

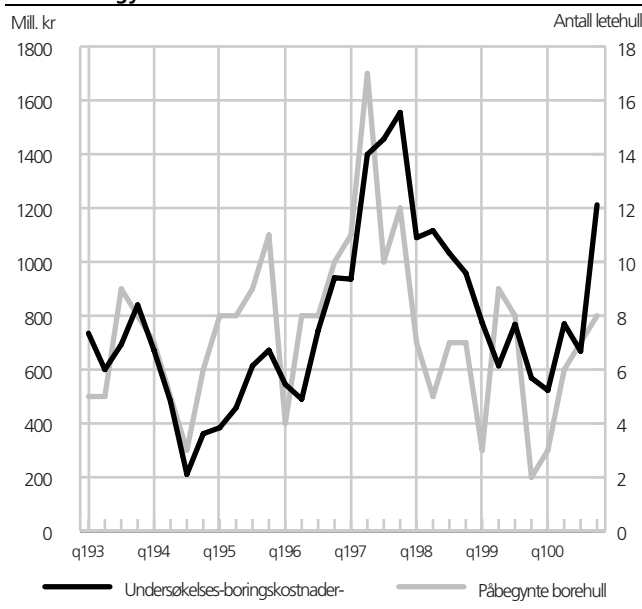
Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for 1999, 2000, 2001 og oljeprisen



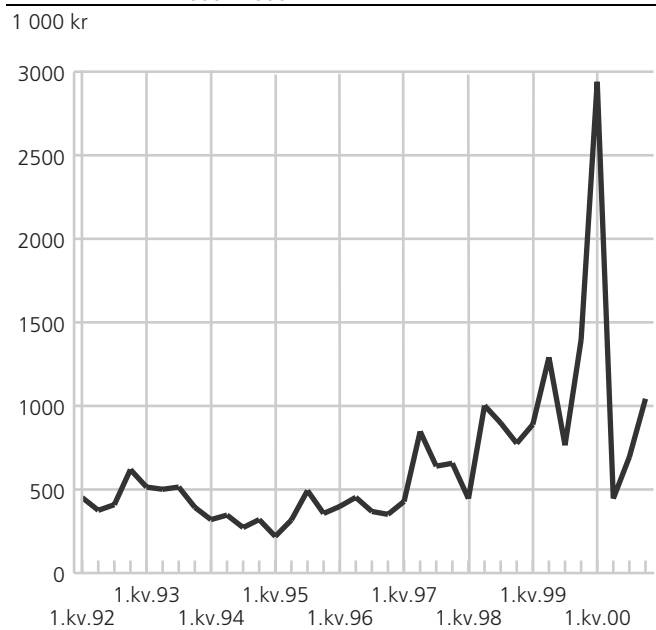
Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr



Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-1. kv. 2000



I Norskehavet har Statoil gjort to oljefunn nordøst for Norne på lisens 128. En utbygging av dette funnet vurderes som innfasingsløsning til Norne. Lenger sør er det gjort to gassfunn. BP Amoco har påvist gass på lisens 212, og dette funnet vil trolig inngå som en del av Skarvutbyggingen. Litt vest for Skarv har ExxonMobil påvist gass på lisens 211. Funnet kan ifølge OD være av betydelig størrelse, men analysearbeidet er enda i en tidlig fase. På nordvestflanken av Njordfeltet har Norsk Hydro gjort et oljefunn på lisens 107. Funnet vurderes som interessant og tenkes knyttet opp mot Njord A plattformen for å øke produksjonen på denne.

**Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 4. kv. 2000. 1 000 kr**

På Ormen Lange funnet bekreftet en avgrensingsbrønn det anslåtte ressursanslaget på 315 milliarder

### Funnet gjort i 2000

Letebrønn	Utv. tillatelse	Operatør	Funntype	Utvinnbare olje-kondensatressurser (mil.. Sm <sup>3</sup> )	Utvinnbare gassressurser (mrd Sm <sup>3</sup> )
<b>Nordsjøen</b>					
30/3-9	052	Statoil	Gass/kondensat		1 <
34/4-10	057	Norsk Hydro	Olje	1-2	
<b>Norskehavet</b>					
6407/7-6	107	Norsk Hydro	Olje	1-3	
6506/6-1	211	Exxon Mobil	Gass		5-100?
6507/5-3	212	BP Amoco	Gass		20-40
6608/10-6	128	Statoil	Olje	10-20	
6608/11-2	128	Statoil	Olje	3-12	
<b>Barentshavet</b>					
7122/7-1	229	Norsk Agip	Olje	14-17	
7019/1-1	201	Norsk Agip	Gass		1-2 (tørrgass)

Kilde: Oljedirektoratet.

I mai 2001 ble en ny Nordsjørunde, med 6 letelisen- ser, tildelt. Der fikk RWE-DEA operatøransvar på lisens 270 sammen med Aker Maritim. Det er første gang et selskap som ikke er oljeselskap får andel i en letelisen på norsk sokkel. Enterprise Oil fikk operatørskapet på lisensene 266 og 267. Dette er de første lisensene Enterprise Oil er operatør for på norsk sokkel. Operatøransvaret for de øvrige 3 lisensene ble tildelt Statoil, Norske Conoco og Phillips Petroleum. Den store overraskelsen i denne tildelingen var at Norsk Hydro ikke fikk operatøransvar. Hydro fikk imidlertid 30 prosent eierandel i begge de to lisensene hvor Enterprise Oil er operatør.

Sm<sup>3</sup> gass. Det ble også påvist en tynn oljefilm, noe som gir forhåpninger om å kunne finne olje andre steder i Norskehavet.

I Nordsjøen ble det gjort to beskjedne funn. Norsk Hydro fant olje nordvest for Snorre, mens Statoil påviste gass og kondensat sør for Huldra.

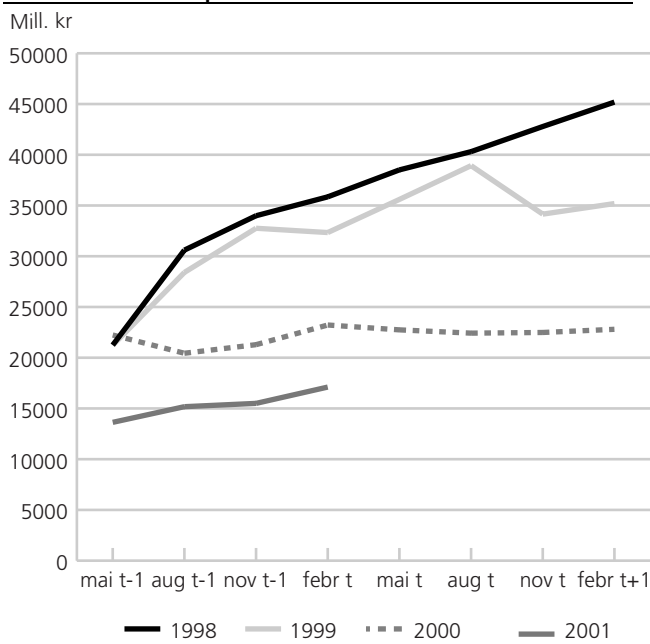
### Anslag 2001

Investeringene for letevirksomheten i 2001 er nå anslått til å 5,4 milliarder kroner. Dette er en nedgang på 0,3 milliarder sammenlignet med anslagene for 2000 fra 1. kvartal 2000, og en nedjustering på 0,2 milliarder i forhold til forrige kvartal. Det er planlagt 25 letebrønner i 2001. Det er knyttet store forventninger til Shells boring på lisensen som går under navnet "Presidenten". Spenning er det også knyttet til BP Amocos lisens "Havsule". Det forventes at det bores en letebrønn innenfor hver av disse lisensene i løpet av første halvår 2001. I første kvartal 2001 ble det påbegynt boring av 9 brønner, alle undersøkelsesbrønner.

## 2.2 Feltutbygging

### Endelige tall 2000

Investeringene til feltutbygging endte for 2000 på 22,8 milliarder. Det er en nedgang på 12,4 milliarder, eller 35,2 prosent, sammenlignet med endelige tall for 1999. Sammenlignet med anslagene for 2000 gitt i 4. kvartal 2000 representerer de endelige tallene en oppjustering på 0,3 milliarder kroner, og sammenlignet med anslagene for 2000 gitt i 1. kvartal 2000 representerer de endelige investeringene en nedjustering på 0,4 milliarder kroner. De største bidragsyterne i 2000 var utbyggingen av Snorre 2, Åsgard, Gullfakssatelittene fase II og Huldra.

**Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr**

### Anslag 2001

Investeringene til feltutbygging i 2001 er nå anslått til 17,1 milliarder kroner. Dette er 1,6 milliarder kroner mer enn anslaget fra forrige kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2000 representerer dette en nedgang på 5,7 milliarder kroner, eller 25 prosent. Dette skyldes dels at det for 2001 er planlagt færre feltutbygginger. Dels skyldes det også en tendens til at nye feltutbygginger blir bygget i forbindelse med allerede eksisterende felt. Dette øker investeringene til felt i drift, og reduserer investeringene til feltutbygging.

I mars 2001 ble Hydros to utbyggingsprosjekter Fram Vest og Vale godkjent for utbygging av Olje- og energidepartementet, og dermed er det sannsynlighet for at de totale investeringene til feltutbygging vil øke noe. De to feltene er beregnet til å koste henholdsvis 4,0 og 0,9 milliarder kroner. Fram Vest skal stå ferdig i oktober 2003, mens Vale skal settes i produksjon i juni 2002.

I løpet av høsten 2001 er det ventet at ytterligere felt blir godkjente for utbygging. Per 13. august er det søkt om godkjenning av PUD (Plan for utbygging og drift) for tre felt. Det gjelder Mikkel, Sigyn og Kristin. Det er ventet at disse feltene blir godkjent i løpet av andre halvår, og disse utbygginger vil bidra til økte investeringer til feltutbygging fra 2002.

Det har vært knyttet stor spenning til planene om en eventuell utbygging av Snøhvitfeltet i Barentshavet. Statoil signaliserte tidlig at de ønsket å søke om godkjenning av PUD i løpet av juli 2001. 20. juli vedtok imidlertid Statoil å legge utbyggingsprosjektet på is. Forklaringen er at inntjeningsmarginen for utbyggingen ikke er god nok. Det har i hele sommer pågått

forhandlinger mellom Finansdepartementet og Statoil om hvordan en utbygging av Snøhvitfeltet skal skattlegges. Samtalene har så langt ikke ført fram, og utbyggingen er dermed foreløpig langt på is.

Spørsmålet om Snøhvit-utbygging har vært et "være eller ikke være" for utvinning av olje og gass i Barentshavet. Uten Snøhvitutbyggingen blir det ikke etablert infrastruktur som er nødvendig for utbygging av mindre felt i området. I og med at Snøhvit foreløpig er lagt på is, er det lite sannsynlig at andre felt i Barentshavet blir utbygget de neste årene.

### 2.3 Felt i drift

#### Endelige tall 2000

Investeringene til felt i drift endte på 23,5 milliarder kroner i 2000. Dette er en økning på 0,9 milliarder kroner sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2000, og en økning på 4,5 milliarder sammenlignet med 1. kvartal 2000. Hvis vi ser på de endelige investeringene til felt i drift for 2000 sammenlignet med 1999 ser vi at det har vært en vekst i investeringene på 3,6 milliarder, eller 18,2 prosent.

#### Anslag 2001

Investeringene til felt i drift for 2001 er nå anslått til 26,9 milliarder kroner. Dette er en oppjustering av anslaget med 8,0 milliarder kroner sammenlignet med forrige kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2000 representerer anslaget for 2001 forventet økning på 3,3 milliarder kroner til felt i drift. En vedvarende høy oljepris kan gjøre det attraktivt å gjøre investeringer som vil gi økt produksjon på kort sikt. Nye feltutbygginger blir i stadig større grad knyttet til eksisterende felt, for på denne måten å spare infrastrukturinvesteringer. Dette krever økte investeringer på disse feltene. Dermed kan investeringene til felt i drift også øke ved at flere felt blir godkjent for utbygging (jf.2.2).

### 2.4 Landvirksomhet

#### Endelige tall 2000

Investeringer til landvirksomhet endte på 1,3 milliarder kroner i 2000. Dette er en nedgang på 3,0 milliarder sammenlignet med 1999. Sammenlignet med anslaget fra 1. kvartal 2000 er dette en oppjustering 0,3 milliarder kroner. I forhold til forrige kvartal er det minimal endring. Nedgangen fra 1999 til 2000 skyldes i hovedsak at Åsgard mottaksterminal ble ferdigstilt 1. oktober 2000.

#### Anslag 2001

Investeringene til landvirksomheten for 2001 blir nå anslått til 0,7 milliarder kroner. Dette representerer en svak nedgang sammenlignet med anslaget fra forrige kvartal. Investeringene til landanlegg vil i nærmeste fremtid avhenge av hvilken løsning som blir valgt for ilandføring av gassen fra Ormen Lange.



## 2.5 Rørtransport

### Endelige tall 2000

Investeringene til rørtransportsystemer i 2000 endte på 0,7 milliarder kroner. Dette er en 4,0 milliarder kroner mindre enn det som ble investert i 1999. Sammenlignet med anslaget for 2000 fra forrige kvartal er endringen minimal. Det lave nivået for rørtransportsystemer skyldes i stor grad at både Europipe og Åsgard rørledningen til Kårstø er ferdigstilt.

### Anslag 2001

Investeringene til rørtransportsystemer er for 2001 anslått til å bli 0,7 milliarder kroner. Dette er på samme nivå som anslaget i forrige kvartal. Det er imidlertid sannsynlig at disse investeringene øker ettersom Grane oljerør blir påbegynt i 2001. Det samme gjelder Vesterled. Dersom det blir vedtatt å bygge en rørledning fra Kårstø til Polen, for eksport av gass til Polen, vil investeringene til rørutbygging øke de neste årene. Hvis rørledningen blir fullt utbygd vil den ha avstikkere til Grenland, Danmark og Sverige, og det vil koste rundt 10 milliarder å legge rørledningen. Denne utbyggingen er imidlertid høyst usikker.

## 3. Produksjon

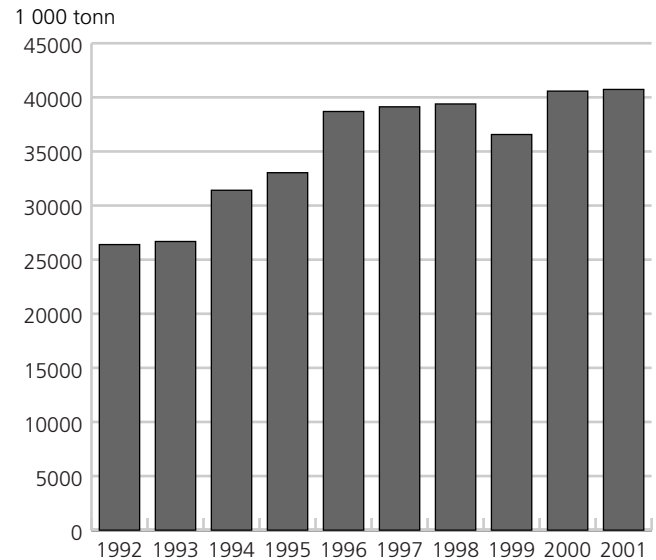
Den samlede produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel var i første kvartal 2001 på 62,8 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Dette er en nedgang på 0,8 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. eller 1,3 prosent, sammenlignet med første kvartal 2000. Oljeproduksjonen (inkl. NGL og kondensat) utgjorde 48,5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. mens produksjonen av naturgass var på 14,3 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter.

### 3.1 Råolje

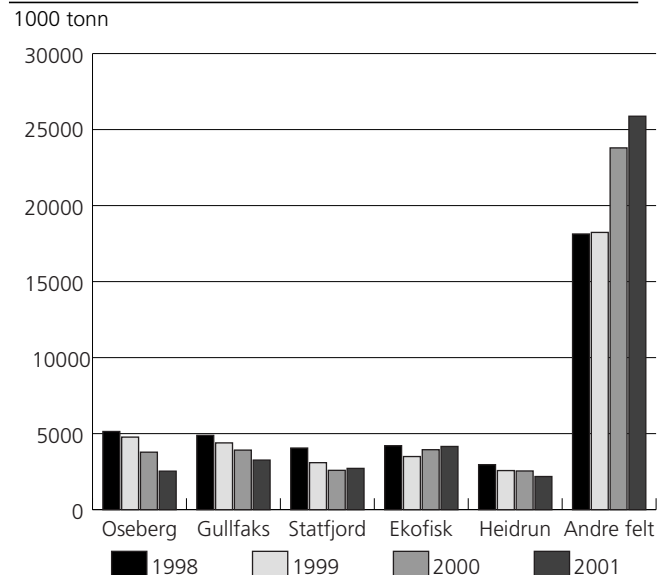
Produksjonen av råolje var i første kvartal 2001 på 40,7 millioner tonn oljeekvivalenter, eller 3,33 millioner fat per dag. Dette representerer en marginalt høyere produksjon enn i tilsvarende periode i 2000. Oljedirektoratet anslår i ressursrapporten for 2001 en oljeproduksjon på over 3 millioner fat per dag de neste fem årene.

I første kvartal 2000 hadde Norge et produksjonskutt på 200 000 fat per dag. I første kvartal 2001 finnes ingen produksjonsbegrensninger på norsk sokkel. Allikevel er dagsproduksjonen nesten den samme - 3,33 millioner fat per dag i 2001 mot 3,32 millioner fat per dag i første kvartal 2000. Det er likevel viktig å være klar over at i første kvartal 2001 startet både Oseberg Sør og Oseberg Øst oljeproduksjon. Denne produksjonen tilsvarer 130 000 fat per dag. Hvis vi fjerner disse to feltene fra produksjonen i 2001, var produksjonen i første kvartal 2001 ca. 120 000 fat lavere enn i 2000. Dette tyder på at produksjonsbegrensningene i 2000 hadde liten praktisk betydning.

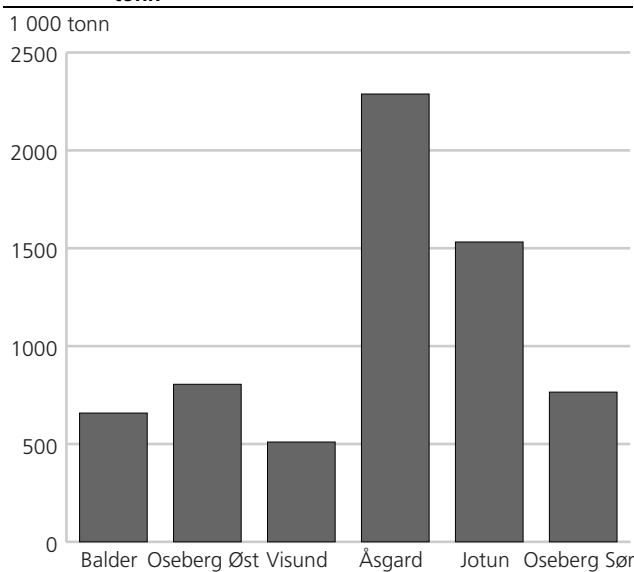
Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - mars. 1992-2001. 1000 tonn



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - mars. 1998 - 2001. 1000 tonn



I første kvartal 1995 utgjorde produksjonen fra feltene Ekofisk, Oseberg, Gullfaks og Statfjord 22,3 mtoe, og stod for 67,5 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel. I første kvartal 2001 var denne andelen falt til 31,1 prosent. Likevel er det fortsatt Ekofisk som produserer mest olje på norsk sokkel. I første kvartal 2001 ble det produsert 4,2 mtoe på Ekofiskfeltet, noe som utgjør 340 000 fat per dag. Dette er en produksjonsøkning på 5,4 prosent sammenlignet med samme periode i 2000. I februar 2001 meldte Phillips Petroleum, som er operatør på Ekofisk, at produksjonsprognosene er oppgradert. Ekofiskfeltet, som har produsert olje i 30 år, forventes nå å produsere olje i 50 år til. Utvinningsgraden på Ekofisk har passert 50 prosent.

**Figur 9. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), nye felt. Januar - mars. 1998 - 2001. 1000 tonn**

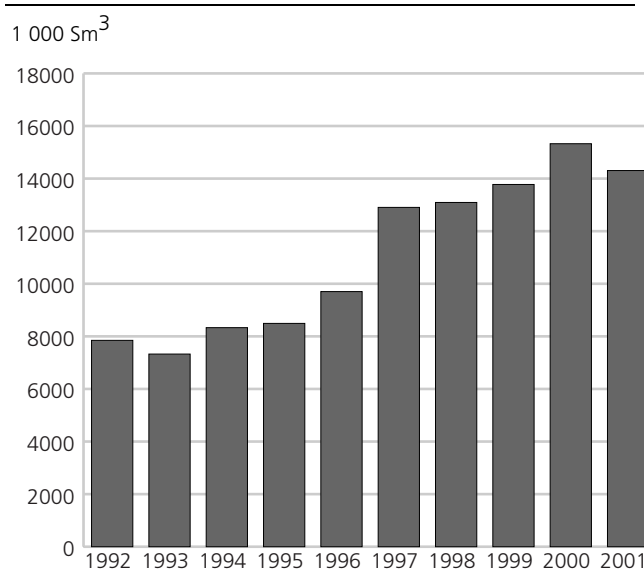
De nye feltene Balder, Jotun, Visund, Åsgard, Oseberg Øst og Oseberg Sør har hatt en samlet produksjon på 6,6 mtoe, eller 536 000 fat per dag i første kvartal 2001. Høyeste dagsproduksjon av disse hadde Åsgard og Jotun med henholdsvis 187 000 og 125 300 fat per dag i første kvartal 2001.

### 3.2 Naturgass

Produksjonen av naturgass var i første kvartal 2001 på 14,3 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, en nedgang på 1,0 milliarder Sm<sup>3</sup>, eller 6,7 prosent sammenlignet med første kvartal 2000. Nedgangen i produksjon skyldes ekstraordinært lav etterspørsel i februar, som også var en måned med høye gasspriser. I tillegg ble det levert store mengder gass i desember 2000 og januar 2001.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er dominert av de to feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I første kvartal 2001 produserte disse to feltene henholdsvis 4,7 og 3,1 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Sammenlignet med produksjonen i første kvartal 2000 har begge feltene hatt en produksjonsnedgang. Troll Øst har hatt en nedgang på hele 38,8 prosent, mens Sleipner har hatt en nedgang på 16,7 prosent. Disse to feltene står nå for 54,9 prosent av den totale norske gassproduksjonen. Dette er en betydelig lavere andel enn i første kvartal 2000, da de to feltene produserte 74,9 prosent av naturgassen. En forklaring på den synkende andelen av gassproduksjonen kan være produksjonsstarten på Åsgardfeltet. På Åsgard ble det i første kvartal 2001 produsert 1,5 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Dette utgjør 10,8 prosent av den norske gassproduksjonen.

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 12 felt som kunne vise til en produksjonsøkning i første kvartal 2001 sammenlignet med samme tidsrom i 2000. I tillegg har Jotun, Norne og Åsgard begynt å produsere gass.

**Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - mars. 1992-2001. 1000 Sm<sup>3</sup>**

## 4. Markedet

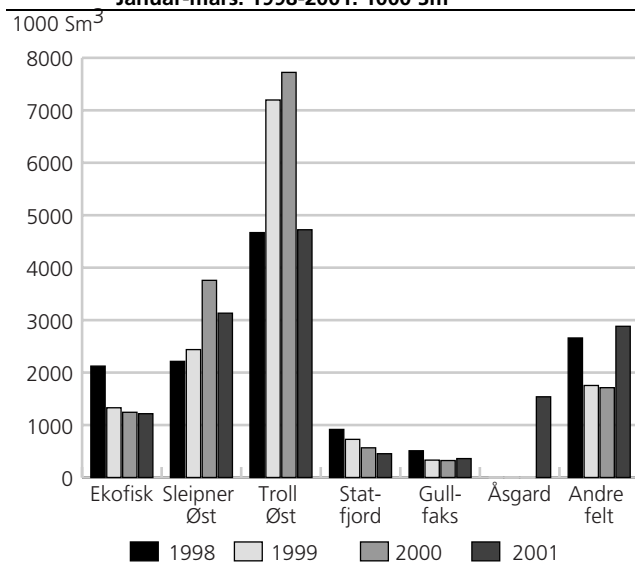
### 4.1 Prisutvikling på Brent Blend

Gjennomsnittlig spottpris for Brent Blend var i 1.kvartal 2001 25,76 dollar per fat, mens den i første kvartal 2000 var 26,80 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen hittil i 2001 (t.o.m. uke 24) har vært på 26,47 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen for 2000 endte på 28,39 dollar per fat.

Ved inngangen til 2001 hadde OPEC et samlet produksjonskutt på 1,9 millioner fat per dag. Det ble imidlertid hevdet at det kun var Saudi-Arabia, Kuwait og De Forente Arabiske Emirater som var i stand til å øke produksjonen. De øvrige landene produserte for fullt.



**Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar-mars. 1998-2001. 1000 Sm<sup>3</sup>**



Fram mot OPEC - møtet 17. januar 2001 lå oljeprisen rundt 25 dollar per fat, altså midt i det vedtatte prisbåndet mellom 22 og 28 dollar per fat. På grunn av store prisfall i desember og januar var markedet forberedt på et produksjonskutt på 1,5 millioner fat per dag. Dermed ble det ikke de helt store endringene i oljeprisen som følge av OPECs vedtak om en reduksjon i oljeproduksjonen på 1,5 millioner fat per dag fra 1. februar. Prisen steg imidlertid noe de neste ukene og la seg i prisleiet mellom 28 og 30 dollar per fat, for senere å falle til rundt 25 dollar i slutten av februar og begynnelsen av mars.

I begynnelsen av mars kom det signaler fra Irak om at landet ville kunne øke sin oljeproduksjon med 500 000 fat til 3,5 millioner fat per dag ved utgangen av året. Samtidig reduserte det internasjonale energibyrået (IEA) sine prognoser for vekst i oljeforbruket i år. Dette, sammen med lageroppbygging av olje, og det faktum at andre kvartal er en periode der forbruket av olje går nedover, skapte forventninger om nye produksjonskutt i mars måned. Oljeprisen fortsatte å synke fram mot OPEC - møtet 16. mars.

OPEC - møtet vedtok å kutte produksjonen med 1 million fat per dag med virkning fra 1. april. Beslutningen ble tatt for å stabilisere markedet innenfor prisbåndet fra 22 til 28 dollar per fat. "Både den nåværende svake verdensøkonomien og nedgangen i etterspørselen tilsier en korrigerende", het det i en erklæring. I tillegg til OPEC lovet Angola, Kasakhstan, Oman, Mexico og Russland å gjennomføre et samlet kutt i produksjonen på 200 000 til 300 000 fat per dag. Norge beholdet produksjonen på samme nivå som tidligere. Etter OPEC-vedtaket holdt oljeprisen seg på rundt 24 dollar per fat.

Etter påske steg oljeprisen igjen. Det var usikkerheten omkring bensinmarkedet i USA, vedlikeholdsstans for raffinerier og brann i det britiske Killingholme - raffineriet i England som ble bruket som forklaring.

I mai spådde flere analytikere økte oljepriser utover sommeren. I USA fastslo visepresident Dick Cheney at USA kunne stå overfor den mest alvorlige energiknappheten siden oljeblokaden på 70-tallet. Det ble forventet bensinmangel i flere amerikanske stater i løpet av sommeren. For å møte energikrisen vedtok amerikanske myndigheter å starte leteboring etter olje i Alaskas Arctic National Reserve. I tillegg ønsket presidenten at Kongressen skal oppheve sanksjonene mot de to oljeprodusentene Iran og Libya. I tillegg til energimangelen i USA bidro også urolighetene i Midtøsten, Iraks reforhandling av "olje for mat" - avtalen med FN, og Israels rakettskyting mot palestinerne til økte oljepriser. Den 21. mai var oljeprisen 29,87 dollar per fat, det høyeste på over tre måneder.

4. juni stanset Irak sin oljeproduksjon i protest mot at FN kun ville fornye "olje for mat" - avtalen med en måned, i stedet for et halvt år. Årsaken var at FN ønsket å endre sine sanksjoner mot Irak. Som en følge av Iraks produksjonsstans ble det ikke gjort vedtak om produksjonsøkninger på OPECs møte 6. juni. OPEC - prisen nærmet seg da 27 dollar fatet, og var innenfor prisbåndet. Prisen på Brent Blend ligger normalt minst en dollar høyere enn OPEC-oljen.

I begynnelsen av juli signaliserte Kuwait oljeminister at hvis situasjonen i oljemarkedet holder seg stabil, kom ikke OPEC til å endre oljeproduksjonen de tre neste månedene. Fra USA kom også nyheten om at bensinlagrene fylles igjen. Dette resulterte i en prisnedgang på olje. Prisen lå i første halvdel av juli på rundt 25 dollar per fat.

9. juli skrev FN og Irak under en ny "olje for mat" - avtale som skal gjelde fram til 30. november. To dager senere startet Irak sin oljeproduksjon igjen, etter fem ukers stopp. Produksjonen blir på 2 millioner fat per dag. Da nyheten ble kjent falt oljeprisen. To uker senere, 19. juli var oljeprisen nede i 23,13 dollar per fat. Dette er den laveste prisen hittil i år.

25. juli ble OPEC lederne enige om å kutte produksjonen med 1 million fat per dag fra 1. september. Kuttet kom på grunn av de lave oljeprisene. Prisen steg noe da det ble kjent at møtet skulle finne sted, men de aller fleste analytikerne anslo før møtet at produksjonen ville forbli uendret. Ved å øke kuttet i produksjonen mens oljeprisen ligger innenfor prisbåndet er et brudd med OPECs egen prisbåndstrategi. Det er fare for at den troverdigheten OPEC har bygget opp det siste året er blitt alvorlig svekket av

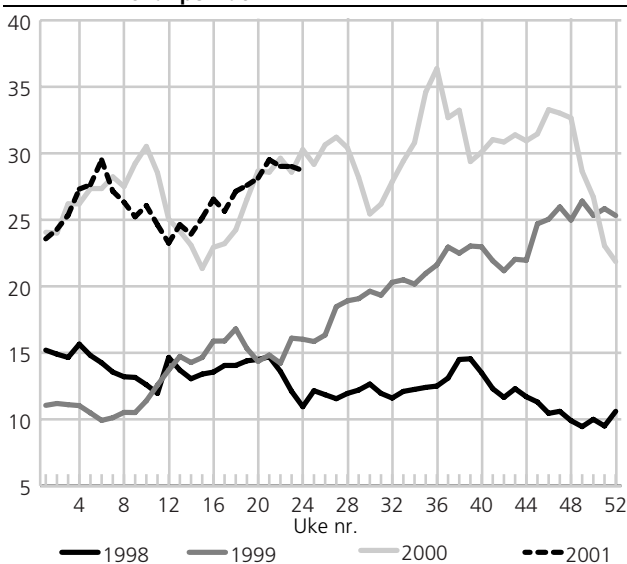
denne produksjonsreguleringen. Ingen av landene utenfor OPEC reduserer sin produksjon, med unntak av Mexico som kutter produksjonen med 70 000 fat på grunn av planlagt vedlikehold.

Etter at produksjonskuttet ble vedtatt steg oljeprisen igjen til 25 dollar per fat i begynnelsen av august.

#### 4.2 Produksjon av råolje på verdensbasis

Produksjonen av råolje på verdensbasis var i 1. kvartal 2001 på 77,7 millioner fat per dag ifølge juli utgaven av International Energy Associations (IEA) Monthly Oil Market Report. Dette er en økning på 2,5 millioner fat per dag, eller 3,3 prosent, i forhold til samme periode i 2000. OPEC - landene økte sin produksjon fra 29,3 millioner fat per dag i første kvartal 2000 til 31,3 millioner fat i første kvartal 2001. Dette er en økning på 6,8 prosent. Det største bidraget innenfor OPEC kommer fra Saudi-Arabia som i 1. kvartal produserte 8,0 millioner fat per dag.

Figur 12. Prisutviklingen for Brent Blend. 1998-2001.  
Dollar per fat



I første kvartal 2001 var produksjonen i OECD - landene på 21,8 millioner fat per dag. Dette er en nedgang på 2,2 prosent i forhold til samme periode i 2000. Av OECD-landene er det USA, Mexico og Norge som har størst produksjon, henholdsvis 7,90, 3,56 og 3,44 millioner fat per dag. Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 0,9 millioner fat per dag fra første kvartal 2000 til første kvartal 2001. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen, som økte sin dagsproduksjon fra 7,7 millioner fat i første kvartal 2000 til 8,3 millioner fat per dag i første kvartal 2001.

Hvordan produksjonen av råolje på verdensbasis vil utvikle seg i 2001 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noen anslag for OPECs produksjon. Produksjonen utenfor OPEC antas å stige med 0,6 millioner fat per dag i 2001 sammenlignet med

2000. Dette er en nedjustering av IEAs anslag fra mars med 0,1 millioner fat.

#### 4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

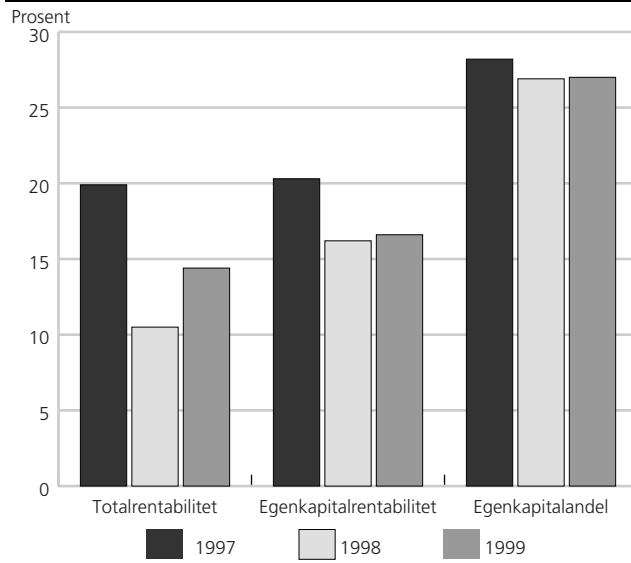
Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 76,5 millioner fat olje per dag i første kvartal 2001. Dette er 0,9 millioner fat mer enn i samme periode i 2000. Økningen finnes hovedsakelig i Nord Amerika.

For 2001 har IEA anslått etterspørselen etter råolje til å bli 76,0 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,4 millioner fat per dag sammenlignet med endelige tall for 2000. Størstedelen av denne økningen vil fortsatt finne sted i Asia inkludert Oceania. I Kina alene vil etterspørselen øke med 0,2 millioner fat olje per dag. Disse tallene representerer en nedjustering på 0,8 millioner fat per dag sammenlignet med IEAs egne anslag fra mars 2001.

## 5. Noen hovedresultater fra regnskapsstatistikken 1999

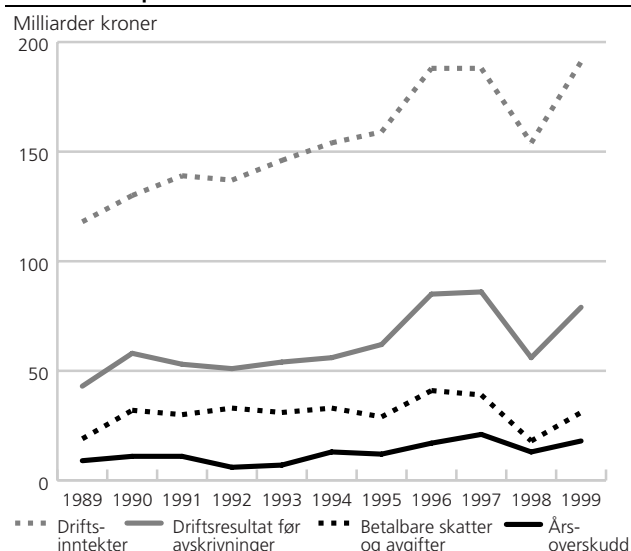
- Økt lønnsomhet i foretak som var rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel i 1999.
- Klar forbedring av driftsmarginen.
- Høy skattekostnad.

Foretak som er rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel hadde generelt bedre resultater i 1999 enn i 1998. I denne regnskapsstatistikken er det medregnet all virksomhet i foretakene, også aktivitet som ikke er knyttet til olje- og gassutvinning. Totalrentabiliteten for 1999 var 14,4 prosent og egenkapitalrentabiliteten (etter skatt) 16,6 prosent. Tall for foretakene i 1998 og 1999 viser en økning i avkastningen for total kapital og egenkapital på hhv. 3,9 og 0,4 prosentpoeng.

**Figur 13. Utvalgte nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1997 - 1999. Prosent**

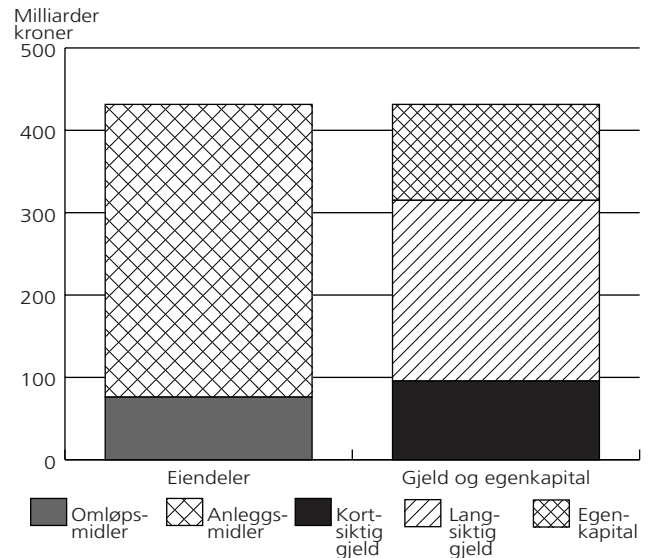
Driftsinntektene for 1999 målte 191,2 milliarder kroner. Dette er en økning på 24,1 prosent fra 1998 da driftsinntektene lå på 154,1 milliarder kroner. Med dette er driftsinntektene kommet opp igjen til det nivået de lå på i 1996 og 1997.

Lønnsomhetsforbedringen i 1999 skyldtes hovedsakelig en høyere oljepris enn tilfellet var i 1998. Driftsresultatet i forhold til driftsinntektene gikk opp fra 22,4 prosent i 1998 til 27,1 prosent i 1999, mens driftsresultatet gikk opp med 56,7 prosent til 51,8 milliarder kroner i 1999.

**Figur 14. Inntekter, resultater og skatter for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1989-1999. Mrd. kr**

En betydelig del av inntjeningen i rettighetshaverforetakene kommer staten til gode gjennom skatter og avgifter. For 1999 var det sterk nedgang i skatteinntektene og en økning i avgiftene. Foretakenes skattekostnad ble i 1999 beregnet til 31,5 milliarder kroner, hvorav den betalbare skatten var 23,2 milliarder. For

skattekostnaden samlet var det en oppgang på 18,4 milliarder kroner fra 1998. Royalty og andre særavgifter på salgsinntektene beløp seg til 7,6 milliarder kroner i 1999, dette er 0,5 milliarder kroner høyere enn året før. Samlet skatt og avgift målte 20,5 prosent av driftsinntektene i 1999, mot 17,7 prosent i 1998.

**Figur 15. Balanse for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel pr. 31. desember 1999. Mrd. kr**

Årsresultatet gikk opp fra 12,5 milliarder kroner i 1998 til 17,7 milliarder kroner i 1999. Beregnet i forhold til driftsinntektene gikk årsoverskuddet opp fra 8,5 prosent i 1998 til 9,3 prosent i 1999. Utdelingen til eierne gikk opp fra 8,6 milliarder kroner i 1998 til 10,1 milliarder i 1999. Dette medførte at 57,2 prosent av årsoverskuddet i 1999 gikk til utbytte, mot 68,9 prosent i 1998. Utbytteprosentene i årene 1994 til 1997 var forholdsvis lave, slik at betydelige overskuddsmidler ble holdt tilbake i foretakene. I 1998 var utbytteprosenten noe høyere, mens den i 1999 igjen er kommet ned mot det den var i 1994-1997. I årene 1992 og 1993 ble det derimot delt ut et betraktelig høyere utbytte i prosent.

Totalt investert kapital i foretakene var bokført til 431,5 milliarder kroner ved utgangen av 1999, en økning på 19,3 prosent fra begynnelsen av året. Av denne kapitalen var 17,6 prosent bundet i omløpsmidler (hovedsakelig fordringer) og 82,4 prosent i anleggsmidler. 22,2 prosent av totalkapitalen var finansiert ved kortsiktig gjeld og 77,8 prosent ved langsiktig gjeld og egenkapital. Egenkapitalandelen målte 27,0 prosent, mens langsiktig gjeld til selskaper i samme konsern utgjorde 15,9 prosent av totalkapitalen. Gjennom 1999 gikk egenkapitalandelen opp med 0,3 prosentenheter mens den langsiktige konserngjelden gikk ned med 0,5 prosentenheter.

## **6. Mer informasjon**

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

Ønsker du mer informasjon om regnskapsstatistikken  
for olje- og gassvirksomhet kan du kontakte:

Morten Qvenild Andersen, tlf. 21 09 47 64,  
e-post: [Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no](mailto:Morten.Qvenild.Andersen@ssb.no)

## 1. Investments in fields on stream are booming

Investments in fields on stream for 2001 are now estimated at NOK 26.9 billion. Final figures for fields on stream for 2000 ended at record high NOK 23.5 billion, a NOK 3.6 billion increase from 1999.

The high oil price may have induced the companies to take measures to raise production. New fields like Åsgard, Visund, Oseberg East, Troll C, Balder, Jotun and Oseberg South have also contributed to raise investments in fields on stream for 2000 and 2001.

### Estimates 2001

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport for 2001 are now estimated at NOK 50.7 billion. This is a NOK 9,4 billion upward adjustment from the estimate for 2001 given last quarter. The upward adjustment is mainly due to higher estimated investments in fields on stream.

Investments in fields on stream for 2001 are now estimated at NOK 26.8 billion. According to the survey, the largest contributors in 2001 will be the fields Troll, Ekofisk and Vallhall. The figure for Vallhall includes the building of a new water injection platform.

The estimate for field development for 2001 is now at NOK 17.1 billion. This is an upward adjustment of NOK 1.6 billion from the survey conducted last quarter, but a NOK 6.1 billion decline from the corresponding estimate for 2000. Estimates for the Glitne development are now included in the survey.

### Final figures for 2000

Investments in oil and gas extraction and pipeline transport totalled NOK 53.6 billion in 2000. This is a NOK 15.5 billion decline from 1999. The decline is mainly due to lower investments in field development, pipeline transport and onshore activities. However, investments in fields on stream reached a new record high at NOK 23.5 billion.

Investments in field development in 2000 totalled at NOK 22.8 billion, a NOK 12.4 billion decline from 1999. Few development projects have been initiated in recent years and this explains the decline in field development.

Investments in pipeline transport and onshore activities ended at NOK 0.7 billion and NOK 1.3 billion respectively. This was a decline from 1999 at NOK 4.0 billion and NOK 3.0 billion respectively. The decline in investments for pipeline transport is mainly due to lower investments in Europipe II and in the pipeline between Åsgard and Kårstø in 2000 than in 1999.

Final figures for investments in fields on stream ended at NOK 23.5 billion in 2000, a NOK 3.6 billion increase from 1999. The largest contributors in 2000 were the Heidrun, Troll and Snorre fields. For the first time on the Norwegian Continental Shelf investments in fields on stream were higher than investments for field development.

Investments for exploration activities accrued at NOK 5.3 billion in 2000, an increase of NOK 0.3 billion from 1999. The high oil price in 2000 did not have a strong impact on the level of investments for exploration activities.

## 2. Account Statistics for large Enterprises in the Oil and Gas Extraction Industry. 1999

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 questionnaire used in the survey is the same as the one used by the tax authorities. In general the information on the income statement and the balance sheet corresponds, but is 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

An enterprise that had the right to privileges on the Norwegian Continental Shelf could show better earnings in 1999 than in 1998. The return on total assets for 1999 was 14.4 per cent and the return on equity after taxes was 16.6 per cent. From 1998 the figures showed an increase in return on total assets and equity of 3.9 and 0.4 percentage points, respectively. The operating income for 1999 came to NOK 191 billion. This is an increase of 24 per cent compared with 1998 when the operating income was NOK 154 billion.

The increased profitability is mainly caused by higher operating income due to higher oil prices in 1999 than in 1998. The operating profit went up by 57 per cent from 1998 to NOK 51.8 billion in 1999. 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 1999 calculated to be NOK 31.5 billion, an increase of NOK 18.4 billion compared with 1998. Royalties and extra fees came to NOK 7.6 billion in 1999, which is NOK 0.5 billion higher than the previous year. The total amount of taxes and fees was 20.5 per cent of the operating income in 1999 compared with 17.7 per cent in 1998.

The annual profit (after taxes) was NOK 17.7 billion in 1999, and this is NOK 5.5 billion higher than in 1998. From the NOK 17.7 billion 57,2 per cent was used for proposed dividends and the rest was in 1999 kept by the enterprises. The enterprises have on average increased their solvency during 1999; the equity ratio having gone up from 26.7 to 27.0 per cent.

### **3. Further information**

For further information please contact:

Mr. Atle Tostensen, tel 21 09 47 67,  
e-mail: atle.tostensen@ssb.no.

For further information on Account Statistics please contact:

Mr. Morten Qvenild Andersen, tel: 21 09 47 64,  
e-mail: morten.qvenild.andersen@ssb.no.

**1.a. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Ekofisk <sup>5</sup>	Frigg <sup>6</sup>	Statfjord <sup>7</sup>	Murchison <sup>8</sup>	Valhall	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> .....	Phillips	TotalFinaElf TotalFinaElf	Statoil	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	BP Amoco	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....	15 stål, 1 betongplatt- form 15 steel, 1 concrete plat- form	4 stål, 3 betongplatt- former 4 steel, 3 concrete plat- forms	3 betong- plattformer 3 concrete platforms	1 stålplattform 1 steel plat- form	3 stålplattform- er + en brønnhode- plattform 3 steel plat- forms + 1 well- headplatform	1 stålplattform + 1 stigerørs- plattform 2 steel platforms
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje i rør til Tees- side. Gass i rør til Emden <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Em- den</i>	Gass i rør til St. Fergus <i>Gas pipeline to St. Fergus</i>	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Emden <i>Loading buoys for oil. 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 Ekofisk. Gass til Emden <i>Oil pipeline to Ekofisk. Gas to Emden</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	70	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	634,7	-	566,9	13,6	149,3	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	22,9	0,5	14,4	0,4	3,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	299,1	120,1	56,1	0,4	24,8	41,8
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	233,9	-	59,0	0,7	83,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	5,2	-	4,5	-	1,6	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	86,8	6,9	12,7	0,1	11,5	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> .....	363	55	204	-	93	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	96	11	115	-	43	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i> .....	5,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3 4</sup></i> .....	180,4	31,8	109,7	6,5	34,4	17,3

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>5</sup> Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonstart i parentes: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992). *Ekofisk includes the following fields, start of production given in brackets: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992).* <sup>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.*

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

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

**1.b. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Ula	Gullfaks	Oseberg <sup>10</sup>	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>On stream</i> .....	1986	1986	1988	1989	1990	1990
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1976	1978	1979	1981		1980
Operatør <i>Operator</i> .....	BP Amoco	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....	3 stålplatt- former <i>3 steel plat- forms</i>	3 betongplatt- former <i>3 concrete platforms</i>	3 stål, 1 betongplatt- form <i>3 steel, 1 concrete platform</i>	Flytende platt- form med bunnfast brønnhode- plattform i stål <i>Floating plat- form with steel jacket</i>	Ubemannet brønnhode- plattform <i>Unmanned wellheadplat- form</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje i rør via Ekofisk til Teesside <i>Oil pipeline via Ekofisk to Teesside</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>	Olje via Ose- berg til Sture. Gass via Stat- pipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipeline to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Tees- side. Gass til Em- den via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to Em- den via Ekofisk center.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	72	130-220	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	76,3	320,6	339,0	54,5	7,9	35,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	2,6	2,0	7,4	1,2	0,2	2,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	3,7	21,3	41,4	4,2	1,4	7,5
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	15,3	45,2	58,1	16,2	1,4	6,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,2	0,7	7,3	0,1	-	0,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	-	2,7	40,0	2,2	0,2	2,6
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> .....	30	165	133	35	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	16	112	65	22	4	18
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3,4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3,4</sup></i>	17,0	82,4	68,2	15,2	2,1	12,2

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28. February 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>10</sup> Inkludert Oseberg Vest. *Included Oseberg Vest.*

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



**1.c. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Snorre	Sleipner Øst <sup>11,12,13</sup>	Draugen	Brage	Tordis	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>On stream</i> .....	1992	1993	1993	1993	1994	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1979	1981	1984	1980	1987	1976
Operatør <i>Operator</i> .....	Norsk Hydro	Statoil	Shell	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....	Strekktagsplattform i stål med havbunnsinstallasjon <i>Tension Leg Platform (TLP), steel and seafloor installation</i>	Betongplattform. <i>Concrete platform</i>	Bunnfast betong-innretning med integrert dekk. <i>Concrete sub-sea system with integrated deck</i>	Bunnfast plattform i stål. <i>Steel platform</i>	Undervannsutbygging. <i>Subsea production</i>	Undervannsutbygging. <i>Subsea production</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje, gass i rør til Statfjord. <i>Oil, gas in pipeline to Statfjord</i>	Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zeebrügge. <i>Condensate piped to Kårstø. Gas piped to Emden and to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø. <i>Loading buoys for oil. Gas is piped to Kårstø.</i>	Olje i rør via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Rørledning til Gullfaks C. <i>Pipeline to Gullfaks C</i>	Rørledning til Statfjord C. <i>Pipeline to Statfjord C</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	300-350	82	270	140	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	225,3	-	114,2	48,1	52,0	34,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	6,8	19,4	1,7	0,8	1,4	1,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	8,9	170,7	1,7	2,9	4,0	6,1
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> .....	-	55,8	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	145,3	-	49,2	11,2	25,3	12,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	4,5	8,7	1,7	0,2	0,8	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	5,4	113,5	1,7	1,3	1,9	4,5
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> .....	-	20,3	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> .....	55	23	17	47	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	35	18	13	33	8	10
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i> .....	31,40	29,60	57,88	34,26	51,00	40,50
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3,4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3,4</sup></i> .....	56,8	31,6	22,5	15,8	7,0	5,6

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. As of 31 December 2000. <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. As of 28 February 2001. <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. As of 31 December 2000. <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. <sup>11</sup> Inkluderer Loke. Includes Loke. <sup>12</sup> Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst. <sup>13</sup> Ressurser inkluderer Sleipner Øst, Sleipner Vest, Gungne og Loke. Resources include Sleipner Vest, Sleipner Øst, Gungne and Loke.

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

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

**1.d. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Heidrun	Statfjord Nord	Frøy <sup>15</sup>	Troll Vest <sup>14</sup>	Yme <sup>16</sup>	Troll Øst <sup>14</sup>
Produksjonsstart <i>On stream</i> .....	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i> .....	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....	Strekktags- plattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong- plattform <i>Floating concrete platform</i>	Oppjekkbar plattform <i>Jackup</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Bøyelasting av olje. Gass i Haltenpipe til Tjelberg- odden. <i>Loading by- ous for oil. Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Gassrørled- ning til Frigg og så til St.Fergus. Oljerørledning til Oseberg <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus. Oil to Oseberg</i>	Gassrørled- ning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zee- brugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tank- skip <i>Loading to tankers</i>	Gass/kondensat i rør til Kollsnes/ Sture. Gass til Zeebrugge via Zeepipe <i>Gas/condensat piped to Kollsnes/ Sture. Gas in pipeline to Zee- brugge via Zee- pipe</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i> .....	350	250-290	120	300-340	80-90	330
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	183,8	45,7	5,6	213,4	8,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,1	0,8	0,1	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	20,2	2,3	1,7	-	-	665,1
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> .....	122,3	25,5	0,1	136,8	0,4	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	0,1	0,5	-	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> .....	18,0	1,2	0,1	-	-	575,2
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> .....	51	13	12	118	17	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i> .....	27	11	8	37	6	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	64,16	30,00	41,62	62,93	30,00	62,93
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3,4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3,4</sup></i> .....	52,1	7,0	6,9	53,1	2,4	50,7

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>14</sup> Gassreserver og gassproduksjon fra Troll Vest er ført på Troll Øst. *Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll Øst.* <sup>15</sup> Feltet stengt mars 2001. *Field closed March 2001.* <sup>16</sup> Feltet stenges 1.halvår 2001. *The field is closing during 1. half 2001.*

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

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

**1.e. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Sleipner Vest <sup>17</sup>	Vigdís	Norne	Njord	Gullfaks Sør <sup>18</sup>	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1996	1997	1997	1997	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1974	1986	1991	1986	1978	1984
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	Brønnhodeplattform i stål, ubemannet behandlingsplattform <i>Steel wellhead platform, unmanned processing platform</i>	Havbunnsinstallasjoner knyttet til Snorre <i>Subseainstallation connection to Snorre</i>	Produksjonsskip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunnsinstallasjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea connection to Gullfaks A</i>	Produksjonsskip og brønnhodeplattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Gass i rør til Emden og Zeebrügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge. Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gullfaks A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>	Lasting til tankskip. Gass til Åsgard transport. <i>Loading to tankers. Gas to Åsgard Transport.]</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbar reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> . . . . .	-	29,8	84,8	22,0	44,2	4,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	2,1	15,0	-	47,5	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i> . . . . .	-	14,2	59,4	12,5	38,9	1,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i> . . . . .	-	2,1	15,0	-	47,0	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> . . . . .	16	12	22	18	34	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	12	7	9	10	5	6
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	32,38	51,00	55,00	30,00	73,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3 4</sup></i> . . . . .	19,7	6,8	14,2	10,3	23,9	4,5

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>17</sup> Ressurser - se Sleipner Øst. *Resources - see Sleipner Øst.* <sup>18</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> . **More information:** <http://www.npd.no> .

**1.f. Felt i produksjon. 31. januar 2001**  
*Fields in production. 31 January 2001*

	Visund	Oseberg Øst	Åsgard <sup>19</sup>	Balder	Jotun	Oseberg Sør	Gungne <sup>20</sup>	Sygnå
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1999	1999	1999/ 2000	1999	1999	2000 2000	1996	2000
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1986	1981	1981- 1985	1967	1994	1984	1982	1996
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil	Esso	Esso	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	Halvt ned- senkbar installas- jon for oljefasen. <i>Semi-sub installa- tion for oil phase.</i>	Stålplatt- form <i>Steel plat- form</i>	Produk- sjonsskip for olje- fasen, Semi for gassfasen <i>Production ship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	Produk- sjonsskip <i>Production ship</i>	Produk- sjonsskip og brønn- hode- plattform. <i>Production ship and well- head plat- form.</i>	Stålplatt- form <i>Steel plat- form</i>	Satellitt til Sleipner Øst <i>Sleipner Øst satel- lite.</i>	Havbunns installa- sjon knyt- tet til Stat- fjord C <i>Subsea connec- tion to Statfjord C</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og ut- skipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for stor- age and loading to tankers</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gas- sen skal først injek- teres. Se- nere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipe- line to Ose- berg. The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinen- tet. Olje lastes til skytteltank- er. <i>Gas in pipeline to Kårstø and gas is first thereafter to injected. Later in Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje lastes til skyt- teltanker. Gass via Statpipe. <i>Oil load- ed to tank- ers. Gas via Statpipe.</i>	Olje via Oseberg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg til Sture.</i>	Se Sleipner Øst <i>See Sleip- ner Øst</i>	
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	335	160	240-300	125	126	100	-	-
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>								
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm.</i> . . . . .	37,1	23,8	68,5	29,5	31,1	54,4	-	10,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> . . . . .	-	1,4	190,7	-	1,2	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm <sup>3</sup> <i>Condensate. Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Resterende reserver <sup>1</sup> <i>Remaining reserves<sup>1</sup></i>								
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm.</i> . . . . .	34,2	20,3	56,8	24,5	23,1	53,0	-	9,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> . . . . .	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> . . . . .	-	1,4	190,2	-	0,9	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm <sup>3</sup> . . . . .	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> . . . . .	17	17	45	26	15	15	1	1
Av dette i drift <i>Of which producing.</i> . . . . .	2	4	1	1	1	0	1	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	49,60	45,40	46,95	-	3,00	38,36	34,40	39,45
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3, 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK<sup>3, 4</sup></i> . . . . .	16,3	6,7	53,9	10,7	8,8	11,0	1,0	1,8

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>4</sup> Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* <sup>19</sup> Består av Midtgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. *includes Midtgard, Smørbukk and Smørbukk Sør.* <sup>20</sup> For ressurser, se Sleipner Øst. *For resources, see Sleipner Øst.*

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

**2.a. Felt under utbygging. 31. januar 2001**  
*Fields under development. 31 January 2001*

	Gullfakssat. fase 2 <sup>4</sup>	Snorre B <sup>5</sup>	Huldra	Tune	Glitne
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	2001	2001	2001	2002	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i> . . . . .	1978	1979	1982	..	1995
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . .	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A og C <i>Subsea connection to Gullfaks A and C</i>	Halv nedsenkbar plattform <i>Semi-sub platform</i>	Brønnhodeplattform, og bruk av oppjekkbar borerigg. <i>Wellhead platform and use of jackup-rig.</i>	Havbunns i nstallasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea connection to Oseberg D</i>	Leie av produksjonsskipet Petrojarl 1. <i>Hire of production-ship Petrojarl 1.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformen. Gass til Kårstø via Gullfaks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing facilities on the platform. Gas to Kårstø via Gullfaks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. Gass til Statpipe. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment. Gas to statpipe.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>		
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	135-216	300-350	125	..	..
Opprinnelige salgbarer reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm.</i> . . . . .	-	-	-	-	4,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i> . . . . .	-	-	0,3	0,1	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> . . . . .	-	-	19,1	24,0	-
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	-	7,4	6,1	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> . . . . .	-	5	4	-	6
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day.</i> . . . . .	34 000	108 000	-	..	19 000
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i> . . . . .	0,5	-	-	..	..
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i> . . . . .	4,8	-	3,2	..	..
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	-	1,7	..	-
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	73,00	31,40	31,96	50,00	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK<sup>3</sup>.</i> . . . . .	7,3	14,7	5,5	2,7	0,7

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* <sup>4</sup> Opprinnelige salgbarer reserver er inkludert under Gullfaks Sør i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Gullfaks Sør in table 1.* <sup>5</sup> Opprinnelige salgbarer reserver er inkludert under Snorre i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Snorre in table 1.*

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

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

**2.b. Felt under utbygging. 31. januar 2001**  
*Fields under development. 31 January 2001*

	Grane	Ringhorne	Kvitebjørn	Tambar	Valhall Vanninjeksjon <sup>7</sup>
Produksjonsstart <i>On stream</i> .....	2003	2001	2004	2001	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i> .....	1991	1979	1994	..	..
Operatør <i>Operator</i> .....	Norsk Hydro	Esso	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .....	Integrert plattform <i>Integrated platform</i>	Integrert plattform <sup>6</sup> <i>Integrated platform<sup>6</sup></i>	Bunnfast integrert plattform. <i>Integrated platform.</i>	..	Plattform knyttet til allerede eksisterende brønnhode-plattform. <i>Platform connected to already existing wellhead-platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> .....	Olje via Grane Oljerør til Sture. Gass import fra Heimdal. <i>Oil via Grane oljerør to Sture. Gas import from Heimdal.</i>	Olje med skytteltanker fra Balder. <i>Oil loaded to tankers from Balder.</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>	Rør til Ula <i>Pipeline to Ula</i>	..
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> .....	127	..	..	..	..
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves<sup>1</sup></i>					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i> .....	120,0	39,2	56,5	6,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	-	0,5	0,3	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	-	2,1	-	1,8	-
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> .....	-	-	19,3	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> .....	-	5	-	-	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i> .....					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i> .....	200 000	11 000	..	27 000	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i> .....	-	-	..	..	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i> .....	-	-	-	..	-
Kondensat. Mill. Sm <sup>3</sup> <i>Condensate Million Sm<sup>3</sup></i> .....	-	-	..	..	-
Statsens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i> .....	43,60	-	40,00	30,00	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK<sup>3</sup></i> .....	14,2	10,0	8,7	1,0	4,5

<sup>1</sup> Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* <sup>2</sup> Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* <sup>3</sup> Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* <sup>6</sup> Knyttet til produksjonsskipet på Balder. *Connected to Balder.* <sup>7</sup> For reserver og produksjon, se Valhall i tabell 1. Valhall Vanninjeksjon skal øke produksjonen på Valhall. *Reserves and production, see Valhall in tabel 1. Valhall Vanninjeksjon are to increase production on Valhall.*

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

**3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000**  
*Licenses on fields on stream and under development. 31 December 2000*

	Ekofisk <sup>1</sup>	Frigg <sup>2</sup>	Statfjord <sup>2</sup>	Murchison <sup>2</sup>	Valhall	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Heimdal	Ula
Statoil	0,95	12,16	44,34	11,52	-	14,55	21,88	20,00	-
SDØE <sup>3</sup>	5,00	-	-	-	-	40,50	30,00	20,00	-
Norsk Hydro	6,65	19,99	-	-	-	6,64	-	19,27	-
TotalFinaElf Exploration AS	8,03	16,07	-	-	15,72	2,80	-	11,94	-
Total Norge AS	31,87	12,60	-	-	-	-	-	4,82	-
Norske Conoco as.	-	-	10,33	2,68	-	6,04	12,08	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	8,55	2,22	-	10,25	10,00	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	12,82	3,33	-	7,50	15,00	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	80,00
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	5,00	10,00	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-	-
RWE-DEA Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-	-
AS Ugland Rederi	-	-	-	-	-	-	-	0,17	-
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80	-
AS Pelican	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	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. Albuskjell er delt 50-50 mellom Shell og rettighetshaverne på blokk 2/4 (Phillipsgruppen). Tor er fordelt med 73,75 prosent på Phillipsgruppen og 26,25 prosent på Amoco/ Noco gruppen (Amoco 28,33, Amerada 28,33, Enterprise Oil 28,33 og Norwegian Oil 15,0). Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Albuskjell is divided 50-50 between Shell and the licensees of block 2/4 (the Phillips Group). Tor is divided 73.75-26.25 between the Phillips Group and the Amoco/ Noco Group (The Amoco/ Noco Group consists of Amoco 28.33, Amerada 28.33, Enterprise Oil 28.33 and Norwegian Oil 15 per cent). <sup>2</sup> Norsk andel på 60,82% av Frigg, 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> SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

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

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

**3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000**  
*Licenses on fields on stream and under development. 31 December 2000*

	Gullfaks	Oseberg	Sleipner-Øst	Heidrun	Hod	Balder	Tordis	Troll Øst	Vesle-frikk
Statoil	18,00	14,00	20,00	12,43	-	-	7,22	13,87	18,00
SDØE <sup>3</sup>	73,00	50,78	29,60	64,16	-	-	51,00	62,93	37,00
Norsk Hydro Produksjon AS	9,00	22,23	10,00	-	-	-	13,28	9,78	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,77	10,00	-	25,00	-	5,60	2,35	-
Total Norge AS	-	2,88	-	-	-	-	-	1,35	18,00
Norske Conoco as.	-	-	-	18,29	-	-	-	1,62	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	30,40	-	-	100,00	10,50	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	4,33	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	8,10	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	25,00	-	-	-	-
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	2,80	-	11,25
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	9,60	-	-
Fortum Petroleum AS	-	-	-	5,12	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	9,00
Norske RWE-DEA AS	-	-	-	-	-	-	-	-	2,25

<sup>3</sup> SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

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

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

**3.c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000*

	Gyda	Snorre	Draugen	Brage	Troll Vest	Frøy	Yme Sleipner Vest	Vigdis	
Statoil	-	13,00	-	12,70	13,87	12,34	35,00	17,12	7,22
SDØE <sup>3</sup>	30,00	31,40	57,88	34,26	62,93	41,62	30,00	32,38	51,00
Norsk Hydro Produksjon a.s.	-	17,65	-	24,44	9,78	6,05	25,00	8,85	13,28
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,95	-	-	2,35	24,76	-	9,41	5,60
Total Norge AS	-	-	-	-	1,35	15,23	-	-	-
Norske Conoco as.	-	-	-	-	1,62	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	11,16	-	16,34	-	-	-	32,24	10,50
Amerada Hess Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	16,20	-	8,10	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	56,00	-	18,36	-	-	-	-	-	-
Pelican AS	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	8,88	-	-	-	-	10,00	-	2,80
Norske MOECO AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske AEDC AS	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	-	-	-	-	-	-	9,60
Fortum Petroleum AS	-	-	-	12,26	-	-	-	-	-
Norsk Chevron AS	-	-	7,56	-	-	-	-	-	-

<sup>3</sup> SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

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

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

**3.d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000*

	Njord	Norne	Varg	Gullfaks Sør	Åsgard	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Jotun	Visund
Statoil	20,00	24,00	28,00	18,00	13,55	14,00	18,22	3,25	13,30
SDØE <sup>3</sup>	30,00	55,00	30,00	73,00	46,95	45,40	38,36	3,00	49,60
Norsk Hydro Produksjon a.s.	22,50	8,10	42,00	9,00	9,60	19,60	32,02	-	20,30
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	-	-	-	9,33	-	-	7,70
Total Norge AS	-	-	-	-	7,65	4,67	-	-	-
Norske Conoco as.	-	-	-	-	-	-	7,70	3,75	9,10
Enterprise Oil Norge AS	-	6,00	-	-	-	-	-	45,00	-
Norsk Agip as	-	6,90	-	-	7,90	-	-	-	-
Mobil Development Norway AS	20,00	-	-	-	7,35	7,00	3,70	-	-
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	7,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	-	-	-	-	45,00	-

<sup>3</sup> SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

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

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

**3.e. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000**  
*Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000*

	Huldra	Snorre B	Sygnå	Tune	Gungne	Gullfaks Sør Fase 2	Grane	Ringhorn	Kvitebjørn	Tambar	Glitne	Valhall Vanninjeksjon
Statoil	19,66	13,00	15,28	-	18,20	18,00	-	-	40,00	-	38,90	-
SDØE <sup>3</sup>	31,96	31,40	39,45	50,00	34,40	73,00	43,60	-	40,00	30,00	30,00	-
Norsk Hydro Produksjon a.s.	-	17,65	5,98	30,00	9,40	9,00	24,40	-	15,00	-	9,30	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	5,95	2,52	10,00	10,00	-	-	-	5,00	-	21,80	15,72
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,00	-	28,09
Total Norge AS	24,33	-	-	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Conoco as.	23,34	-	6,65	-	-	-	6,40	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	11,16	10,23	-	28,00	-	25,60	100,00	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	1,18	0,57	-	-	-	-	-	-	-	-	28,09
Mobil Development Norway A/S	-	-	8,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,09
RWE-DEA Norge AS	-	8,88	1,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	9,60	4,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	0,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	5,50	-	-	-	-	-	-	15,00	-	-

<sup>3</sup> SDØE overføres gradvis fra Statoil til Petoro. SDØE are gradually transferred to Petoro.

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

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



**4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr**  
*Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001.*  
*Million NOK*

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 <sup>1</sup>
<b>I alt Total</b> .....	<b>54 653</b>	<b>48 583</b>	<b>47 878</b>	<b>62 486</b>	<b>79 216</b>	<b>69 096</b>	<b>53 592</b>	<b>50 738</b>
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i> .....	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	64 403	52 900	49 996
Leting <i>Exploration</i> .....	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 993	5 274	5 351
Feltutbygging <i>Field development</i> .....	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	17 106
Varer <i>Commodities</i> .....	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	10 686
Tjenester <i>Services</i> .....	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 833
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899	4 490	3 587
Felt i drift <i>Fields on stream</i> .....	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	26 872
Varer <i>Commodities</i> .....	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	3 834
Tjenester <i>Services</i> .....	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	4 752
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 285
Landvirksomhet <sup>2</sup> <i>Onshore activities</i> .....	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	4 297	1 287	667
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i> .....	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	742

<sup>1</sup> Registrert 1. kvartal 2001. *Registered 1st quarter 2001.* <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. 1991-2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-2000. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i> . . .</b>	<b>8 136</b>	<b>7 680</b>	<b>5 434</b>	<b>5 011</b>	<b>4 647</b>	<b>5 455</b>	<b>8 300</b>	<b>7 577</b>	<b>4 993</b>	<b>5 247</b>
<i>Generelle undersøkelser</i>										
<i>General Exploration</i> . . . . .	1 023	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584	608
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i> . . . . .	381	334	572	518	378	505	489	474	345	269
Seismikk <i>Seismic</i> . . . . .	611	629	524	981	273	644	406	554	152	289
Spesielle studier <i>Special studies</i> . . . . .	31	44	40	38	33	58	96	136	88	50
<i>Feltevaluering/feltutvikling</i> <i>Field evaluation/field development</i> . . . . .	849	363	585	655	768	431	627	933	540	631
Feltevaluering <i>Field evaluation</i> . . . . .	485	246	362	363	320	348	338	502	325	140
Feltutvikling <i>Field development</i> . . . . .	348	105	216	288	446	81	284	403	213	489
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i> . . . . .	-	-	-	-	-	-	-	8	0	1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i> . . . . .	16	12	7	4	1	1	3	20	1	1
<i>Administrasjon og andre kostnader</i>										
<i>Administration and other costs</i> . . . . .	957	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144	923
Lisensadministrasjon <i>License administration</i> . . . . .	239	446	308	269	287	239	291	335	250	126
Annen administrasjon <i>Other administration</i> . . . . .	343	332	96	345	294	281	444	369	346	307
Arealavgift <i>Area fee</i> . . . . .	329	314	423	456	464	455	563	550	529	476
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i> . . . . .	46	68	18	23	22	121	40	29	18	15
<i>Undersøkellesboring</i> <i>Exploration drilling</i> . . . . .	5 307	5 150	2 869	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725	3 110
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> . . . . .	1 912	1 846	1 108	706	742	995	2 150	1 872	1 374	1 089
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> . . . . .	1 769	1 658	975	530	631	851	1 907	1 459	1 197	955
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> . . . . .	143	188	133	176	112	144	241	413	176	134
Transportkostnader <i>Transport costs</i> . . . . .	661	569	345	214	206	282	614	409	212	265
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> . . . . .	211	181	140	60	56	53	103	93	39	68
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	450	388	205	154	150	229	513	317	173	197
Varer <i>Commodities</i> . . . . .	925	616	407	313	368	413	668	474	329	327
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> . . . . .	367	313	180	135	129	181	291	148	127	92
Sement <i>Cement</i> . . . . .	84	59	38	27	35	35	60	48	30	20
Boreslam <i>Drilling mud</i> . . . . .	170	123	91	87	95	106	205	87	61	71
Drivstoff <i>Fuel</i> . . . . .	128	108	60	32	36	61	61	34	32	90
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> . . . . .	93	66	29	27	62	40	57	132	54	37
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> . . . . .	82	-53	11	5	11	-10	-5	26	24	18
Tekniske tjenester <i>Technical services</i> . . . . .	1 809	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811	1 433
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> . . . . .	115	137	64	50	52	90	100	17	21	26
Sementtjenester <i>Cement services</i> . . . . .	54	39	25	11	17	21	46	43	22	20
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> . . . . .	135	110	45	58	54	71	78	59	43	25
Logging <i>Logging</i> . . . . .	262	234	166	83	102	113	239	166	132	143
Testing <i>Testing</i> . . . . .	143	176	101	67	98	175	90	140	67	15
Dykking <i>Diving</i> . . . . .	53	52	24	16	18	27	40	41	23	21
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i> . . . . .	124	95	57	17	61	4	106	87	9	136
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> . . . . .	923	1 277	526	192	409	531	1 216	890	494	1 046

**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. 1981-2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2000. Million NOK*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133	..	..	..	..
1982	5 519	..	..	..	..
1983	5 884	..	..	..	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 834	1 478	1 872	2 019	2 465
1986	6 735	1 808	1 813	1 719	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 161	1 055	879	952	1 275
1989	5 008	708	1 177	1 435	1 686
1990	5 138	1 016	1 289	1 285	1 548
1991	8 141	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 076	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	5 721	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 455	1 275	1 082	1 388	1 710
1997	8 300	1 904	1 917	2 108	2 371
1998	7 577	2 248	1 605	1 912	1 811
1999	4 993	1 586	1 066	1 070	1 270
2000	5 271	1 047	1 066	1 257	1 902

**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 1998 - 4. kvartal 2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 1998 - Q4 2000. Million NOK*

	1998		1999			2000			
	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>Letekostnader i alt</b> <i>Exploration costs, total</i>	<b>1 811</b>	<b>1 587</b>	<b>1 066</b>	<b>1 070</b>	<b>1 270</b>	<b>1 047</b>	<b>1 066</b>	<b>1 257</b>	<b>1 902</b>
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	959	774	614	768	569	523	707	668	1 212
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	369	377	375	302	320	292	146	261	389
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	284	329	342	265	261	244	138	220	354
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	85	48	33	37	59	48	9	41	36
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	107	64	56	38	54	37	64	48	117
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	27	11	11	8	8	8	16	12	32
Båter <i>Vessels</i>	80	52	44	30	46	29	48	36	84
Varer <i>Commodities</i>	108	89	96	140	4	27	102	101	97
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	29	51	39	28	8	5	26	36	26
Sement <i>Cement</i>	15	6	10	6	8	2	7	6	5
Boreslam <i>Drilling mud</i>	30	14	19	13	15	2	21	31	16
Drivstoff <i>Fuel</i>	3	6	11	8	7	7	18	23	42
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	21	1	12	81	-39	6	26	4	2
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	10	10	5	5	5	5	5	2	7
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	376	244	87	289	191	168	395	261	609
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	11	4	9	4	4	6	4	10	7
Sementtjenester <i>Cement services</i>	9	3	6	6	8	0	7	6	8
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	9	13	15	7	7	1	10	9	5
Logging <i>Logging</i>	41	25	50	29	27	4	40	43	56
Testing <i>Testing</i>	53	22	21	18	6	1	6	-2	11
Dykking <i>Diving</i>	9	8	2	8	5	1	11	5	3
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	53	-18	0	97	-70	10	20	17	90
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	192	187	-16	120	203	145	299	174	428
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	358	125	146	134	179	76	117	176	238
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	145	86	92	85	81	47	71	80	71
Seismikk <i>Seismic</i>	161	22	35	30	66	12	34	90	153
Spesielle studier <i>Special studies</i>	53	17	19	19	32	18	12	7	14
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	276	121	140	63	217	42	102	212	276
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	214	567	166	105	306	406	140	201	176
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	108	72	57	44	80	8	45	52	36
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	68	72	63	26	193	37	43	123	104
Arealavgift <i>Area fee</i>	37	415	46	34	33	362	53	26	35

**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 2000 - 4. kvartal 2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 2000 - Q4 2000. Million NOK*

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Haltenbanken Tromsøflaket	
<b>Letekostnader i alt</b> <i>Exploration costs, total</i> .....	<b>5 272</b>	<b>2 471</b>	<b>2 801</b>	<b>2 240</b>	<b>561</b>
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i> .....	3 110	1 062	2 047	1 593	455
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i> .....	608	198	409	368	41
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i> .....	631	545	86	83	3
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> .....	923	666	258	195	63

**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. 1985-2001**  
*Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2001*

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 investerings- kostn. <i>Accrued investment costs</i>
	Mai	August	November	Februar <i>February</i>	Mai May	August	November	
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	5 351	...	...	...	...
	Prosent <i>Percent</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

**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 leteknoster. Kvartal. 1991-2001. Mill.kr**  
*Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2001. 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	1 590	1 540
2. kv Q2	1 570	2 045
3. kv Q3	2 596	1 947
4. kv Q4	3 020	2 608
1992		
1. kv Q1	1 678	1 840
2. kv Q2	1 602	2 076
3. kv Q3	1 797	1 732
4. kv Q4	1 853	2 042
1993		
1. kv Q1	1 173	1 403
2. kv Q2	1 423	1 096
3. kv Q3	1 724	1 318
4. kv Q4	2 569	1 616
1994		
1. kv Q1	1 116	1 671
2. kv Q2	1 296	1 277
3. kv Q3	1 454	1 015
4. kv Q4	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1	1 069	1 209
2. kv Q2	1 323	988
3. kv Q3	1 532	1 226
4. kv Q4	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1	1 386	1 275
2. kv Q2	1 405	1 082
3. kv Q3	1 982	1 388
4. kv Q4	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1	1 910	1 904
2. kv Q2	1 808	1 917
3. kv Q3	2 986	2 108
4. kv Q4	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1	2 054	2 242
2. kv Q2	1 744	1 605
3. kv Q3	2 411	1 912
4. kv Q4	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1	1 386	1 586
2. kv Q2	1 558	1 066
3. kv Q3	991	1 070
4. kv Q4	1 462	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	...

**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. 1984-2001**  
*Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull 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	...	6	3	...	...	...	...	...	...

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. 1984-2001**  
*Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001*

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	...	287	...	...	...

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. 1984-2001**  
*Drilling metres<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001*

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	...	23 323	...	...	...

<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. Kvartal. 1986-2001. 1 000 GBP/dag**  
*Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2001. 1 000 GBP/day*

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS		
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT <sup>1</sup>	8-10,000 BHP	10,001 + BHP	12,000 BHP +
<b>1986</b>						
2.kv. Q2	1,74	2,65	..	2,26	3,43	..
3.kv. Q3	1,68	2,27	..	2,12	2,82	..
4.kv. Q4	1,25	1,99	..	2,04	2,40	..
<b>1987</b>						
1.kv. Q1	1,18	2,05	..	1,77	2,19	..
2.kv. Q2	1,18	2,56	..	1,73	2,39	..
3.kv. Q3	1,35	2,73	..	2,03	2,70	..
4.kv. Q4	1,55	2,50	..	2,10	2,46	..
<b>1988</b>						
1.kv. Q1	2,00	2,68	..	2,28	2,79	..
2.kv. Q2	2,05	2,72	..	2,56	3,32	..
3.kv. Q3	2,16	3,07	..	2,36	3,22	..
4.kv. Q4	2,12	2,91	..	2,24	2,80	..
<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	5,29	..	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	5,89	..
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	..	4,17	5,85	..
3.kv. Q3	2,53	3,88	..	2,79	4,45	..
4.kv. Q4	2,77	4,39	..	2,63	3,68	..
<b>1993</b>						
1.kv. Q1	3,85	6,76	..	3,70	5,77	..
2.kv. Q2	3,73	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	..	3,02	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	6,47	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	4,17	8,83	9,83	5,67	11,00	13,67

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

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



**15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-2000. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-2000. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Feltutbygging i alt</b> <i>Field development, total</i> . . . . .	<b>22 263</b>	<b>28 881</b>	<b>35 211</b>	<b>28 588</b>	<b>26 961</b>	<b>25 342</b>	<b>35 286</b>	<b>45 145</b>	<b>35 191</b>	<b>22 799</b>
<b>Byggekontrakter</b> <i>Building contracts</i> . . . . .	<b>9 457</b>	<b>11 587</b>	<b>12 968</b>	<b>12 010</b>	<b>10 312</b>	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 322</b>	<b>19 971</b>	<b>12 409</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> . . . . .	2 733	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523	597
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i> . . . . .	71	195	539	322	106	9	155	-	-	-
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i> . . . . .	2 713	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639	615
Moduler <i>Modules</i> . . . . .	2 195	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> . . . . .	52	215	25	7	71	7	56	54	10	157
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> . . . . .	1 694	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304
<b>Eqne varekjøp</b> <i>Operators own expenditure</i> . . . . .	<b>2 635</b>	<b>3 083</b>	<b>5 466</b>	<b>3 812</b>	<b>2 413</b>	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>	<b>1 745</b>	<b>642</b>
<b>Utbyggingstjenester</b> <i>Field development services</i> . . . . .	<b>5 345</b>	<b>8 645</b>	<b>10 107</b>	<b>7 348</b>	<b>9 002</b>	<b>4 933</b>	<b>5 727</b>	<b>6 829</b>	<b>5 776</b>	<b>3 562</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> . . . . .	2 476	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352	742
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> . . . . .	830	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602	245	96
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> . . . . .	1 774	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248
Forsikringspremier <i>Insurances</i> . . . . .	9	20	9	44	80	60	98	37	13	48
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i> . . . . .	26	12	158	132	93	12	51	169	43	8
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	29	3	50	24	119	2	61	101	37	-
Forpleining <i>Catering</i> . . . . .	33	66	468	181	72	42	104	161	330	-20
Andre tjenester <i>Other services</i> . . . . .	168	157	596	295	80	331	353	320	215	449
<b>Operatørens egne arbeidere</b> <i>Operators own work</i> . . . . .	<b>1 910</b>	<b>2 421</b>	<b>2 613</b>	<b>2 043</b>	<b>2 284</b>	<b>1 582</b>	<b>1 624</b>	<b>1 925</b>	<b>1 883</b>	<b>1 220</b>
<b>Produksjonsboring</b> <i>Production drilling</i> . . . . .	<b>1 165</b>	<b>2 127</b>	<b>3 008</b>	<b>2 725</b>	<b>2 316</b>	<b>2 674</b>	<b>5 176</b>	<b>8 881</b>	<b>4 899</b>	<b>4 490</b>
<b>Driftsforberedelser</b> <i>On stream preparations</i> . . . . .	<b>1 751</b>	<b>1 018</b>	<b>1 049</b>	<b>650</b>	<b>633</b>	<b>603</b>	<b>1 075</b>	<b>1 198</b>	<b>916</b>	<b>476</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. 1982-2000. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2000. Million NOK*

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1982 . . . . .	7 877	..	..	..	..
1983 . . . . .	9 675	..	..	..	..
1984 . . . . .	14 447	2 361	3 961	3 926	4 249
1985 . . . . .	19 158	3 531	5 176	4 473	5 978
1986 . . . . .	21 831	4 538	5 512	5 595	6 186
1987 . . . . .	21 022	4 214	4 078	5 190	7 540
1988 . . . . .	19 685	3 405	5 047	4 788	6 445
1989 . . . . .	22 659	4 651	4 809	5 217	7 982
1990 . . . . .	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991 . . . . .	22 262	4 862	4 613	5 770	7 016
1992 . . . . .	28 862	6 431	6 172	7 882	8 379
1993 . . . . .	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994 . . . . .	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995 . . . . .	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996 . . . . .	25 342	5 581	6 710	6 171	6 881
1997 . . . . .	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998 . . . . .	45 146	9 029	12 025	11 895	12 197
1999 . . . . .	35 191	9 356	9 297	8 571	7 967
2000 . . . . .	22 799	5 943	5 999	5 195	5 662

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 1998 - 4. kvartal 2000. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 1998 - Q4 2000. Million NOK*

	1998	1999				2000			
	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 i alt <i>Field development, total</i>.....</b>	<b>12 197</b>	<b>9 356</b>	<b>9 297</b>	<b>8 571</b>	<b>7 967</b>	<b>5 943</b>	<b>5 999</b>	<b>5 195</b>	<b>5 662</b>
<b>Varer <i>Commodities</i> .....</b>	<b>6 845</b>	<b>5 565</b>	<b>5 973</b>	<b>4 921</b>	<b>5 258</b>	<b>3 930</b>	<b>3 338</b>	<b>2 550</b>	<b>3 233</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> .....	1 477	580	1 013	571	717	347	325	332	318
Dekk <i>Decks</i> .....	498	237	246	92	63	62	37	222	298
Moduler <i>Modules</i> .....	3 682	3 582	3 223	3 087	3 429	2 425	1 653	1 428	1 838
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	15	10	-	-	-	157	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	284	128	168	152	175	33	44	34	81
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	1 183	906	1 249	906	844	832	1 325	526	677
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	-294	121	73	113	30	74	-46	9	20
<b>Tjenester <i>Services</i> .....</b>	<b>2 877</b>	<b>2 597</b>	<b>2 192</b>	<b>2 524</b>	<b>1 262</b>	<b>852</b>	<b>1 790</b>	<b>1 637</b>	<b>980</b>
Prosjektering og prosjekttjenester <i>Engineering consultancy</i> .....	687	898	692	510	252	35	367	264	76
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> .....	11	70	1	1	1	1	0	0	4
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i> .....	190	139	9	4	21	54	10	3	24
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> .....	497	233	380	521	76	126	327	140	94
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i> .....	162	125	83	196	96	151	246	425	116
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	68	149	212	457	14	20	126	350	125
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i> .....	47	13	12	18	1	0	-	-	-
Båter <i>Vessels</i> .....	38	12	6	17	1	-	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i> .....	82	56	29	69	176	-56	12	-	24
Forsikringspremier <i>Insurances</i> .....	12	2	7	3	2	5	8	14	22
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	195	191	95	151	118	60	174	143	157
Egne arbeider <i>Own work</i> .....	888	709	667	578	505	456	518	298	339
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>2 475</b>	<b>1 194</b>	<b>1 132</b>	<b>1 126</b>	<b>1 447</b>	<b>1 162</b>	<b>871</b>	<b>1 009</b>	<b>1 449</b>
<b>Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>.....</b>	<b>3 343</b>	<b>4 389</b>	<b>5 984</b>	<b>5 064</b>	<b>4 486</b>	<b>5 049</b>	<b>6 035</b>	<b>5 968</b>	<b>6 476</b>
<b>Varer <i>Commodities</i> .....</b>	<b>914</b>	<b>484</b>	<b>606</b>	<b>982</b>	<b>1 151</b>	<b>448</b>	<b>644</b>	<b>634</b>	<b>605</b>
Moduler <i>Modules</i> .....	-4	4	-	-37	376	-11	11	-	-
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	20	3	-	14	134	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	195	239	215	269	302	385	602	150	47
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	703	239	372	736	339	73	31	484	558
<b>Tjenester <i>Services</i> .....</b>	<b>497</b>	<b>517</b>	<b>877</b>	<b>641</b>	<b>296</b>	<b>852</b>	<b>1 248</b>	<b>1 058</b>	<b>1 440</b>
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i> .....	-	24	63	83	49	14	48	98	81
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	-	-	-	-	-	19	238	116	3
Maritime tjenester <i>Maritime services</i> .....	1	5	54	48	12	-2	0	2	5
Transport <i>Transport</i> .....	19	16	22	39	49	57	54	61	51
Forpleining <i>Catering</i> .....	12	9	9	12	17	16	10	11	10
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	395	379	620	371	58	622	779	591	1 096
Egne arbeider <i>Own work</i> .....	70	84	108	87	111	126	119	179	196
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>1 932</b>	<b>3 388</b>	<b>4 500</b>	<b>3 441</b>	<b>3 039</b>	<b>3 749</b>	<b>4 143</b>	<b>4 276</b>	<b>4 442</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, 1985-2001**  
*Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2001*

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte investeringskostn. <i>Accrued investment costs</i>	
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>		November <i>November</i>
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>							
1985	...	...	...	21 104	19 470	20 708	20 135	19 158
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 831
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	21 022
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 683
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 659
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 262
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 190
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	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	...	...	...	...
	Prosent <i>Per cent</i>							
1985	...	...	...	110	102	108	105	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	93	105	101	109	111	97	99	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100
1999	60	81	93	92	101	111	97	100
2000	98	90	93	102	100	98	99	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, 1985-2000**  
*Field development. Commodity costs accrued abroad, 1985-2000*

År <i>Year</i>	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>		Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>		Millioner kroner <i>Million NOK</i>	
1985	10 328	1 902	18,4	
1986	12 338	2 599	21,1	
1987	10 346	1 729	16,7	
1988	8 056	2 331	28,9	
1989	9 745	3 757	38,6	
1990	12 562	2 329	18,5	
1991	12 092	2 106	17,4	
1992	14 654	2 178	14,9	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995	12 726	5 056	39,7	
1996	15 550	4 956	31,9	
1997	21 685	6 130	28,3	
1998	26 313	7 445	28,3	
1999	21 716	5 125	23,6	
2000	11 923	2 208	18,5	

**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>. 1995-2000. Mill.kr**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1995-2000. Million NOK*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000			
						1.kv. Q1	2. kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>24 012</b>	<b>22 066</b>	<b>29 035</b>	<b>35 066</b>	<b>28 484</b>	<b>4 664</b>	<b>4 990</b>	<b>4 034</b>	<b>4 144</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>10 312</b>	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 324</b>	<b>20 063</b>	<b>3 746</b>	<b>3 213</b>	<b>2 425</b>	<b>3 024</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	3 243	4 255	5 207	5 353	1 890	215	144	84	117
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	813	50	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	-	-	-	-	789	19	-12	8	24
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	106	9	536	1 015	1 047	121	174	-	-
Dekk <i>Decks</i> .....	982	1 004	1 420	2 387	639	62	33	222	298
Moduler <i>Modules</i> .....	3 138	4 765	7 520	12 204	11 011	2 360	1 578	1 364	1 709
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	71	7	56	54	10	157	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	812	1 297	515	681
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>2 413</b>	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>	<b>1 745</b>	<b>183</b>	<b>125</b>	<b>125</b>	<b>209</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>11 286</b>	<b>6 515</b>	<b>7 352</b>	<b>8 753</b>	<b>6 676</b>	<b>735</b>	<b>1 652</b>	<b>1 484</b>	<b>911</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	1 524	829	1 192	1 602	1 551	82	154	74	43
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	2 626	433	511	601	244	55	11	2	27
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	3 565	2 803	2 358	3 133	2 541	297	700	915	335
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	3 572	2 451	3 291	3 416	2 338	301	787	492	506

<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.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1995-2000. Millioner kroner**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued abroad. 1995-2000. Million NOK*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000			
						1.kv. Q1	2. kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>6 742</b>	<b>6 769</b>	<b>7 685</b>	<b>8 826</b>	<b>6 635</b>	<b>695</b>	<b>1 070</b>	<b>767</b>	<b>294</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>3 793</b>	<b>3 626</b>	<b>5 246</b>	<b>6 523</b>	<b>4 449</b>	<b>528</b>	<b>780</b>	<b>456</b>	<b>185</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	2 226	639	752	1 984	829	-	20	-2	1
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	104	374	104	-	18	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	-	-	-	-	274	6	0	7	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	78	-	423	505	662	24	19	-	-
Dekk <i>Decks</i> .....	411	438	681	451	78	1	1	5	-
Moduler <i>Modules</i> .....	459	2 226	2 093	2 113	1 481	345	553	306	41
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	16	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	500	323	1 298	1 317	768	153	188	120	142
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>1 263</b>	<b>1 331</b>	<b>884</b>	<b>922</b>	<b>663</b>	<b>59</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>28</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>1 686</b>	<b>1 813</b>	<b>1 555</b>	<b>1 381</b>	<b>1 667</b>	<b>108</b>	<b>271</b>	<b>283</b>	<b>81</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	250	27	46	302	62	0	1	4	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	19	9	-	13	175	-	-	-	3
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	949	1 365	1 258	632	982	90	254	270	53
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	467	411	250	394	449	17	17	10	25

<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>. 1995-2000. Prosent**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1995-2000. Per cent*

	1995	1996	1997	1998	1999	2000			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>I alt Total</b> .....	<b>28,1</b>	<b>30,7</b>	<b>26,5</b>	<b>25,2</b>	<b>24,6</b>	<b>14,9</b>	<b>21,4</b>	<b>19,0</b>	<b>7,1</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>36,8</b>	<b>28,6</b>	<b>27,2</b>	<b>25,8</b>	<b>22,0</b>	<b>14,1</b>	<b>24,3</b>	<b>18,8</b>	<b>6,1</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	68,7	15,0	14,4	37,1	46,4	-	13,9	-1,9	1,2
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	12,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	-	-	-	-	31,6	31,6	-	82,6	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	73,5	-	78,8	49,8	66,0	19,8	10,9	-	-
Dekk <i>Decks</i> .....	41,9	43,6	48,0	18,9	13,6	1,6	3,0	2,2	-
Moduler <i>Modules</i> .....	14,6	46,7	27,8	17,3	13,6	14,9	35,0	22,5	2,4
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	21,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	25,5	12,5	28,4	29,1	18,8	18,8	14,5	23,2	20,9
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> ..	<b>52,4</b>	<b>46,4</b>	<b>37,3</b>	<b>93,1</b>	<b>39,8</b>	<b>32,2</b>	<b>15,2</b>	<b>22,4</b>	<b>13,6</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>14,9</b>	<b>27,8</b>	<b>21,1</b>	<b>15,8</b>	<b>23,6</b>	<b>14,7</b>	<b>16,4</b>	<b>19,1</b>	<b>8,9</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	16,4	3,3	3,9	18,9	6,6	0,0	0,7	5,0	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	0,7	2,2	-	2,2	47,7	-	-	-	12,6
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	26,6	48,7	53,4	20,2	36,2	30,3	36,3	29,5	15,7
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	13,1	16,8	7,6	11,5	21,8	5,6	2,2	2,0	4,9

<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. 1991-2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-2000. Million NOK*

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total</b> .....	<b>4 434</b>	<b>5 826</b>	<b>8 167</b>	<b>8 298</b>	<b>7 643</b>	<b>9 360</b>	<b>12 140</b>	<b>17 408</b>	<b>19 268</b>	<b>21 100</b>
<b>Borefartøyer Drilling rigs</b> .....	<b>718</b>	<b>1 224</b>	<b>1 911</b>	<b>1 749</b>	<b>1 814</b>	<b>2 813</b>	<b>3 824</b>	<b>6 006</b>	<b>6 411</b>	<b>7 442</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> .....	697	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 071	5 974
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> .....	22	384	385	283	231	667	681	1 283	1 340	1 468
<b>Transportkostnader Transport costs</b> .....	<b>254</b>	<b>366</b>	<b>551</b>	<b>622</b>	<b>503</b>	<b>573</b>	<b>941</b>	<b>1 296</b>	<b>1 281</b>	<b>1 429</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> .....	122	143	207	204	158	165	282	273	412	313
Båter <i>Vessels</i> .....	133	223	344	419	345	408	659	1 022	868	1 116
<b>Varer Commodities</b> .....	<b>1 598</b>	<b>2 049</b>	<b>2 656</b>	<b>2 586</b>	<b>2 094</b>	<b>2 335</b>	<b>2 709</b>	<b>3 417</b>	<b>4 125</b>	<b>4 544</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i> .....	836	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103	2 428
Sement <i>Cement</i> .....	105	112	178	163	129	158	166	194	240	220
Boreslam <i>Drilling mud</i> .....	249	314	454	619	582	642	639	837	881	803
Drivstoff <i>Fuel</i> .....	31	48	79	69	26	61	66	84	108	281
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> ..	284	347	462	548	247	269	325	411	508	420
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> .....	93	101	128	191	130	186	389	311	286	392
<b>Tekniske tjenester Technical services</b> .....	<b>1 863</b>	<b>2 187</b>	<b>3 049</b>	<b>3 340</b>	<b>3 232</b>	<b>3 640</b>	<b>4 666</b>	<b>6 689</b>	<b>7 452</b>	<b>7 686</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	39	35	6	-	-	4	105	8	89	122
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	51	39	107	93	43	57	95	140	116	205
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> .....	104	89	171	265	51	90	140	130	155	341
Logging <i>Logging</i> .....	120	191	381	361	280	384	456	760	703	1 171
Testing <i>Testing</i> .....	28	21	105	80	125	119	114	165	279	87
Dykking <i>Diving</i> .....	14	24	64	58	33	57	82	191	197	217
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i> .....	61	138	163	132	159	195	218	252	255	440
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> .....	1 446	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 655	5 103

**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 1998 - 4. kvartal 2000. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 1998 - Q4 2000. Million NOK*

	1998		1999				2000			
	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 Field development</b>										
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total</b>	<b>2 475</b>	<b>1 193</b>	<b>1 132</b>	<b>1 126</b>	<b>1 447</b>	<b>1 162</b>	<b>871</b>	<b>1 009</b>	<b>1 449</b>	
<b>Borefartøyer Drilling rigs</b>	<b>901</b>	<b>600</b>	<b>231</b>	<b>271</b>	<b>538</b>	<b>493</b>	<b>388</b>	<b>426</b>	<b>713</b>	
Leie av borefartøyer Hire of drilling rigs	672	352	168	225	339	409	328	399	601	
Andre kostnader Other costs	229	247	63	46	199	84	60	27	112	
<b>Transportkostnader Transportation costs</b>	<b>231</b>	<b>85</b>	<b>155</b>	<b>97</b>	<b>150</b>	<b>115</b>	<b>122</b>	<b>9</b>	<b>98</b>	
Helikopter og fly Helicopters and airplanes	-19	-	86	37	48	23	17	14	15	
Båter Vessels	250	85	69	60	101	92	105	-5	83	
<b>Varer Commodities</b>	<b>481</b>	<b>164</b>	<b>215</b>	<b>235</b>	<b>302</b>	<b>255</b>	<b>207</b>	<b>237</b>	<b>188</b>	
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. Lines, wellheads, drill bits etc.	290	116	114	136	167	105	78	107	54	
Sement Cement	19	5	8	13	7	25	11	7	13	
Boreslam Drilling mud	98	29	39	59	51	36	27	39	48	
Drivstoff Fuel	12	11	3	12	9	20	19	16	19	
Bruk av maskiner og utstyr Use of machinery and equipment	32	-	16	11	47	19	13	14	6	
Mindre forbruksmateriell Smaller equipment	30	4	35	3	22	50	60	54	50	
<b>Tjenester Services</b>	<b>860</b>	<b>345</b>	<b>532</b>	<b>523</b>	<b>457</b>	<b>299</b>	<b>153</b>	<b>336</b>	<b>449</b>	
Klargjøring og rydding Clearing	1	1	3	7	32	25	0	-	-	
Sementtjenester Cement services	29	7	6	7	11	10	9	12	9	
Boreslamtjenester Drilling mud services	12	7	8	5	18	28	16	10	16	
Logging Logging	77	24	29	-60	97	-40	52	41	-81	
Testing Testing	41	19	11	106	19	0	6	2	10	
Dykking Diving	31	16	7	8	13	13	14	7	18	
Basekostnader Costs of onshore bases	70	15	12	18	27	21	11	7	20	
Andre tekniske tjenester Other technical services	599	256	455	431	239	240	45	257	457	
<b>Felt i drift Fields on stream</b>										
<b>Produksjonsboring i alt Production drilling, total</b>	<b>1 932</b>	<b>3 388</b>	<b>4 500</b>	<b>3 441</b>	<b>3 039</b>	<b>3 749</b>	<b>4 143</b>	<b>4 276</b>	<b>4 442</b>	
<b>Borefartøyer Drilling rigs</b>	<b>567</b>	<b>915</b>	<b>1 383</b>	<b>1 239</b>	<b>1 234</b>	<b>1 535</b>	<b>1 168</b>	<b>1 279</b>	<b>1 438</b>	
Leie av borefartøyer Hire of drilling rigs	475	791	1 189	1 067	941	1 000	1 108	1 044	1 084	
Andre kostnader Other costs	92	124	195	172	293	535	60	235	354	
<b>Transportkostnader Transportation costs</b>	<b>74</b>	<b>188</b>	<b>238</b>	<b>179</b>	<b>189</b>	<b>253</b>	<b>282</b>	<b>227</b>	<b>323</b>	
Helikopter og fly Helicopters and airplanes	46	56	75	63	48	72	60	52	60	
Båter Vessels	28	132	163	116	141	181	223	175	262	
<b>Varer Commodities</b>	<b>372</b>	<b>712</b>	<b>1 113</b>	<b>698</b>	<b>686</b>	<b>700</b>	<b>941</b>	<b>1 133</b>	<b>883</b>	
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. Lines, wellheads, drill bits etc.	135	285	471	325	489	383	513	644	545	
Sement Cement	37	48	71	55	33	31	46	109	-21	
Boreslam Drilling mud	138	184	261	178	81	118	186	182	167	
Drivstoff Fuel	5	15	19	21	18	48	41	56	63	
Bruk av maskiner og utstyr Use of machinery and equipment	47	89	165	127	53	72	101	106	89	
Mindre forbruksmateriell Smaller equipment	10	91	126	-7	13	49	53	36	40	
<b>Tjenester Services</b>	<b>919</b>	<b>1 573</b>	<b>1 766</b>	<b>1 326</b>	<b>931</b>	<b>1 261</b>	<b>1 751</b>	<b>1 637</b>	<b>1 798</b>	
Klargjøring og rydding Clearing	-	-	36	2	7	53	18	15	11	
Sementtjenester Cement services	20	11	19	30	25	31	44	40	50	
Boreslamtjenester Drilling mud services	19	25	40	23	28	39	70	89	72	
Logging Logging	159	108	139	125	241	227	262	314	395	
Testing Testing	10	18	56	37	14	9	12	21	27	
Dykking Diving	30	30	60	26	36	27	60	36	41	
Basekostnader Costs of onshore bases	35	38	59	40	47	84	103	99	94	
Andre tekniske tjenester Other technical services	647	1 343	1 357	1 043	532	790	1 182	1 023	1 108	

**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
Januar - mars 2000 January - March 2000.	40 578	3 946	0	2 588	44	1 038	0	3 782	258
Januar - mars 2001 January - March 2001.	40 733	4 158	0	2 716	31	959	0	2 534	298
2000									
Jan. Jan.	13 823	1 371	-	868	15	394	-	1 316	93
Feb. Feb.	13 116	1 257	-	898	15	307	-	1 173	84
Mars March.	13 639	1 318	-	821	15	337	-	1 293	82
April April	12 481	1 310	-	770	15	326	-	1 144	88
Mai May	13 200	1 361	-	772	10	278	-	1 108	84
Juni June	12 531	1 325	-	736	10	336	-	1 139	82
Juli July.	14 363	1 386	-	878	10	352	-	1 223	87
Aug Aug	12 673	1 314	-	954	10	275	-	1 062	84
Sep Sep	12 085	1 158	0	923	10	244	-	1 004	77
Okt Oct	13 429	1 392	-	901	10	369	-	1 017	67
Nov Nov.	13 459	1 336	-	903	10	339	-	917	82
Des Dec.	13 824	1 387	0	937	10	355	-	957	92
2001									
Jan. Jan.	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. Feb.	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars March.	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113

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

**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>7</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
Januar - mars 2000 January - March 2000	3 918	0	608	260	20	0	921	1 782	2 373
Januar - mars 2001 January - March 2001	3 262	0	466	258	76	0	658	1 960	2 418
2000									
Jan. Jan.	1 355	-	225	94	6	-	314	605	740
Feb. Feb.	1 332	-	177	90	7	-	289	609	795
Mars March.	1 231	-	206	76	7	-	318	568	839
April April	1 056	-	208	88	6	-	306	435	896
Mai May	1 315	-	178	81	9	-	306	641	905
Juni June	1 273	-	157	86	6	-	291	697	499
Juli July.	1 321	-	171	88	9	-	270	790	910
Aug Aug	704	-	59	74	5	-	266	710	927
Sep Sep.	1 218	-	162	51	6	-	251	305	840
Okt Oct.	1 042	-	152	77	11	-	287	633	911
Nov Nov.	1 205	-	159	76	4	-	250	675	895
Des Dec.	1 214	-	167	71	3	-	268	751	835
2001									
Jan. Jan.	1 133	-	171	78	24	-	256	747	942
Feb. Feb.	1 042	-	154	80	25	-	193	606	548
Mars March.	1 088	-	142	100	28	-	209	607	929

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>7</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>8</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
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	589	1 367	972	752	867	67	2 546	2 539	343
Januar - mars 2001 <i>January - March 2001</i>	541	1 269	1 042	494	706	22	2 181	2 235	213
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	198	498	336	246	279	24	905	891	139
Feb. <i>Feb.</i>	203	402	305	249	287	22	816	798	105
Mars <i>March.</i>	187	467	332	256	301	21	825	850	99
April <i>April</i>	182	460	105	243	300	20	778	806	95
Mai <i>May</i>	208	460	341	233	328	22	388	783	105
Juni <i>June</i>	197	468	331	175	51	20	771	743	118
Juli <i>July.</i>	196	479	343	221	319	20	848	807	123
Aug <i>Aug.</i>	196	195	304	236	330	19	790	770	107
Sep <i>Sep.</i>	170	223	317	203	312	16	772	751	53
Okt <i>Oct.</i>	166	471	122	187	315	13	787	764	96
Nov <i>Nov.</i>	178	431	244	174	286	12	816	771	80
Des <i>Dec.</i>	174	440	368	166	280	12	807	844	54
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	199	440	363	170	253	11	757	809	60
Feb. <i>Feb.</i>	168	399	312	155	213	8	691	682	65
Mars <i>March.</i>	174	430	368	169	239	3	733	744	88

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>8</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 Year/month	Vigdis	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg
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
2000	3 894	0	0	3 187	8 857	1 469
Januar - mars 2000 January - March 2000	1 124	0	0	767	2 121	405
Januar - mars 2001 January - March 2001	998	0	0	722	2 374	314
2000						
Jan. Jan.	383	-	-	261	704	139
Feb. Feb.	363	-	-	234	692	87
Mars March	377	-	-	271	725	179
April April	224	-	-	274	453	124
Mai May	382	-	-	208	763	96
Juni June	307	-	-	292	718	91
Juli July	426	-	-	294	767	140
Aug Aug.	273	-	-	276	733	140
Sep Sep	82	-	-	162	794	128
Okt Oct.	329	-	-	310	882	110
Nov Nov	357	-	-	293	809	115
Des Dec	391	-	-	310	817	120
2001						
Jan. Jan.	367	-	-	295	754	109
Feb. Feb.	323	-	-	216	742	96
Mars March	308	-	-	211	878	109

<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	Visund	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør
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	527	3 053	697	472	-	-
2000	1 931	6 842	6 090	6 577	-	-
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	485	1 650	1 232	1 215	0	0
Januar - mars 2001 <i>January - March 2001</i>	510	2 288	1 532	1 925	805	765
2000						
Jan. <i>Jan.</i>	139	525	386	375	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	130	598	385	407	-	-
Mars <i>March</i>	217	527	461	432	-	-
April <i>April</i>	167	617	480	507	-	-
Mai <i>May</i>	185	625	499	528	-	-
Juni <i>June</i>	166	357	521	570	-	-
Juli <i>July</i>	153	569	535	628	-	-
Aug <i>Aug</i>	75	565	591	629	-	-
Sep <i>Sep</i>	215	517	522	599	-	-
Okt <i>Oct</i>	191	578	584	653	-	-
Nov <i>Nov.</i>	151	699	568	622	-	-
Des <i>Dec.</i>	143	667	559	626	-	-
2001						
Jan. <i>Jan.</i>	164	806	551	631	285	330
Feb. <i>Feb.</i>	174	674	473	605	246	221
Mars <i>March</i>	172	807	508	689	273	215

<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	27 484	12 986	13 679	245	85	489	-	-	-
1985	26 668	11 653	13 692	827	61	435	-	-	-
1986	27 021	8 116	12 849	3 463	37	375	2 131	50	-
1987	29 361	8 508	12 101	3 897	29	558	3 580	395	293
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	53 018	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i>	15 326	1 243	194	566	2	226	0	10	323
Januar - mars 2001 <i>January - March 2001</i>	14 306	1 216	222	453	2	229	0	15	361
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	5 176	418	68	186	1	74	-	4	105
Feb. <i>Feb.</i>	4 875	403	61	199	1	71	-	3	112
Mars <i>March</i>	5 275	423	65	181	1	81	-	3	106
April <i>April</i>	4 325	400	60	143	1	77	-	3	177
Mai <i>May</i>	3 717	419	47	145	1	65	-	4	103
Juni <i>June</i>	3 209	416	17	259	1	79	-	2	69
Juli <i>July</i>	3 413	447	19	142	1	81	-	3	193
Aug <i>Aug</i>	3 143	402	41	215	1	62	-	5	71
Sep <i>Sep</i>	3 692	336	63	183	1	49	-	5	300
Okt <i>Oct</i>	4 713	433	73	127	1	85	-	3	294
Nov <i>Nov.</i>	5 638	409	72	184	1	78	-	4	203
Des <i>Dec.</i>	5 842	425	78	217	1	84	-	5	175
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	5 756	422	69	149	1	82	-	5	147
Feb. <i>Feb.</i>	4 092	371	69	144	1	72	-	4	111
Mars <i>March</i>	4 458	423	84	160	1	75	-	5	103

<sup>1</sup> Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* <sup>2</sup> Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg.* <sup>3</sup> Norsk andel. *Norwegian share.* <sup>4</sup> Inkluderer Embla. *Includes Embla.* <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>7</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	0	1 702	288	322	11	0	493	190	11 761
Januar - mars 2000 January - March 2000.	0	97	101	107	3	0	105	35	3 759
Januar - mars 2001 January - March 2001.	0	925	66	72	9	0	165	59	3 133
2000									
Jan. Jan.	-	30	22	40	1	-	39	6	1 340
Feb. Feb.	-	32	30	40	1	-	34	12	1 137
Mars March.	-	35	49	26	1	-	32	18	1 281
April April	-	26	49	31	1	-	31	17	1 130
Mai May	-	27	44	28	1	-	39	18	937
Juni June	-	28	11	28	1	-	47	17	840
Juli July.	-	30	7	28	1	-	48	16	851
Aug Aug.	-	27	4	20	1	-	46	19	350
Sep Sep.	-	29	10	16	1	-	22	18	578
Okt Oct.	-	478	15	22	2	-	51	17	954
Nov Nov.	-	490	17	22	1	-	46	17	1 102
Des Dec.	-	468	30	19	0	-	58	15	1 259
2001									
Jan. Jan.	-	294	39	22	3	-	65	23	1 455
Feb. Feb.	-	295	21	20	3	-	57	18	874
Mars March.	-	336	6	30	3	-	43	17	804

<sup>7</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
Januar - mars 2000 <i>January - March 2000</i> ..	86	103	38	83	288	7 723	31
Januar - mars 2001 <i>January - March 2001</i> ..	71	118	39	43	268	4 723	149
2000							
Jan. <i>Jan.</i>	30	35	13	25	99	2 545	11
Feb. <i>Feb.</i>	27	32	12	27	94	2 481	10
Mars <i>March</i>	30	36	13	32	95	2 697	11
April <i>April</i>	9	35	12	28	104	1 890	10
Mai <i>May</i>	23	37	13	30	92	1 550	5
Juni <i>June</i>	11	9	5	34	62	1 198	10
Juli <i>July</i>	45	38	13	32	96	1 222	10
Aug <i>Aug</i>	15	42	15	43	97	1 564	10
Sep <i>Sep</i>	38	44	15	28	84	1 780	10
Okt <i>Oct</i>	12	46	15	26	84	1 778	10
Nov <i>Nov</i>	17	34	11	26	101	2 356	10
Des <i>Dec</i>	28	39	13	24	116	2 513	11
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	23	46	15	27	83	2 136	11
Feb. <i>Feb.</i>	14	39	12	16	88	1 207	62
Mars <i>March</i>	34	34	11	-	97	1 380	75

**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	Vigdis	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	256	611	-
Januar - mars 2000 January - March 2000.	14	159	30	0	0	0
Januar - mars 2001 January - March 2001.	0	159	0	73	1 538	199
2000						
Jan. Jan.	5	49	30	-	-	-
Feb. Feb.	5	53	-	-	-	-
Mars March	4	57	-	-	-	-
April April	4	60	-	25	-	-
Mai May	4	61	-	24	-	-
Juni June	5	33	-	26	-	-
Juli July	-	61	-	27	-	-
Aug Aug	-	63	-	30	-	-
Sep Sep	-	57	-	26	-	-
Okt Oct	-	62	-	31	95	-
Nov Nov	-	58	-	36	343	-
Des Dec	-	56	-	32	173	-
2001						
Jan. Jan.	-	71	-	27	539	-
Feb. Feb.	-	38	-	23	453	81
Mars March	-	50	-	23	547	117

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. 1981-2001**  
*Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2001*

	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	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	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*	...	36 165	33 551	...	...	...	61 346	61 735	...	...

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/).

**26. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup>. Kvartal. 1981-2001**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. Quarterly. 1981-2001*

	Menge Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>					Millioner kroner Million NOK			
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	42 666	11 748	10 049	8 809	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*	...	12 869	11 393	...	...	...	12 805	11 342	...	...

<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/](http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/).

**27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2001**  
*Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2001*

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass <sup>1</sup> Natural Gas <sup>1</sup>			
		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
		Krt/tonn NOK/ton					Kroner/Sm <sup>3</sup> NOK/Sm <sup>3</sup>			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	989	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	694	782	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 040	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 881	1 654	1 770	2 009	2 075	0,66	0,81	0,82	1,16	1,16
2001*	...	1 696	1 840	...	...	...	1,00	1,00	...	...

<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/](http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/).



**28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001**  
*Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q2 1999 - Q1 2001*

Land Country	1999						2000	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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>31 062</b>	<b>27 247</b>	<b>31 487</b>	<b>37 491</b>	<b>34 913</b>	<b>49 166</b>	<b>34 037</b>	<b>56 292</b>
Aruba <i>Aruba</i> .....	-	-	-	-	147	198	-	-
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i> .....	110	102	548	639	282	381	415	682
Canada <i>Canada</i> .....	3 453	2 964	3 601	4 272	4 814	6 565	4 087	6 454
Tyskland <i>Germany</i> .....	803	717	1 138	1 379	1 348	1 988	1 055	1 772
Danmark <i>Denmark</i> .....	873	783	748	895	696	970	597	985
Spania <i>Spain</i> .....	-	-	84	111	1 349	1 998	-	-
Finland <i>Finland</i> .....	457	396	595	730	930	1 291	314	475
Frankrike <i>France</i> .....	2 492	2 220	2 400	2 895	2 719	3 869	4 292	7 140
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> .....	9 233	7 874	9 562	11 060	9 852	13 668	10 534	17 896
Irland <i>Ireland</i> .....	583	528	567	704	580	881	745	1 230
Italia <i>Italy</i> .....	592	512	358	402	398	571	579	904
Japan <i>Japan</i> .....	255	240	208	254	151	215	-	-
Kina <i>China</i> .....	541	499	415	513	1 201	1 812	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	4 635	4 204	5 085	6 273	6 913	9 964	5 880	9 881
Polen <i>Poland</i> .....	112	98	113	137	118	153	-	-
Portugal <i>Portugal</i> .....	142	121	344	389	260	358	-	-
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 222	1 985	1 782	2 184	2 346	3 412	2 592	4 286
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	-	-	279	365	-	-
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	283	255	431	511	-	-	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	252	250	-	-	-	-	-	-
USA <i>USA</i> .....	4 024	3 500	3 592	4 255	1 880	2 505	2 946	4 588
	2000						2001*	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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>33 118</b>	<b>58 610</b>	<b>34 979</b>	<b>70 270</b>	<b>35 502</b>	<b>73 663</b>	<b>36 165</b>	<b>61 346</b>
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	140	293	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i> .....	494	921	967	2 002	1 495	3 148	524	915
Canada <i>Canada</i> .....	3 832	6 421	4 018	7 750	3 654	7 208	3 301	5 460
Tyskland <i>Germany</i> .....	1 089	1 941	1 829	3 806	1 581	3 396	2 520	4 382
Danmark <i>Denmark</i> .....	387	716	666	1 406	634	1 309	767	1 331
Finland <i>Finland</i> .....	447	786	625	1 198	1 120	2 349	568	977
Frankrike <i>France</i> .....	2 638	4 770	3 728	7 639	3 966	8 452	3 793	6 550
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> .....	10 981	19 702	10 788	21 854	11 289	23 434	11 852	19 957
Irland <i>Ireland</i> .....	662	1 238	733	1 550	735	1 530	988	1 695
Italia <i>Italy</i> .....	451	712	287	529	702	1 368	288	435
Japan <i>Japan</i> .....	134	219	-	-	-	-	-	-
Kina <i>China</i> .....	-	-	264	538	-	-	884	1 381
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	4 752	8 498	5 207	10 589	5 940	12 628	5 464	9 427
Portugal <i>Portugal</i> .....	168	323	156	332	81 726	180	78	146
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 417	4 312	1 959	4 035	2 041	4 237	2 203	3 798
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	-	-	-	-	82	135
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	960	1 762	-	-	-	-	-	-
USA.....	3 706	6 288	3 613	6 750	2 264	4 425	2 854	4 758

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

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/>. Mer informasjon: [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. 2. kvartal 1999-1. kvartal 2001**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup>. By destination. Q2 1999-Q1 2001*

Land Country	1999						2000	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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>11 117</b>	<b>5 721</b>	<b>9 819</b>	<b>5 767</b>	<b>13 056</b>	<b>7 572</b>	<b>14 581</b>	<b>11 874</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 540	795	941	555	1 464	864	1 519	1 254
Tyskland <i>Germany</i> .....	4 466	3 311	3 820	2 254	3 661	2 159	5 829	4 813
Spania <i>Spain</i> .....	615	317	629	371	631	372	625	516
Frankrike <i>France</i> .....	2 929	1 511	2 847	1 679	4 900	2 891	3 872	3 197
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> .....	108	40	115	42	582	213	824	515
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	1 143	590	1 146	676	1 471	868	1 472	1 216
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> .....	316	163	320	189	348	205	440	363
						2000		2001*
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	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>10 267</b>	<b>8 430</b>	<b>8 881</b>	<b>10 345</b>	<b>14 792</b>	<b>17 140</b>	<b>12 869</b>	<b>12 805</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 257	1 038	1 058	1 238	1 717	2 009	1 539	1 539
Tyskland <i>Germany</i> .....	4 117	3 399	3 568	4 173	5 856	6 851	4 272	4 272
Spania <i>Spain</i> .....	617	509	630	737	632	739	569	569
Frankrike <i>France</i> .....	3 230	1 905	1 938	2 266	3 793	4 438	5 144	5 144
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> .....	232	145	220	213	816	791	320	256
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	1 204	994	1 041	1 219	1 367	1 599	796	796
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> .....	440	364	427	499	560	655	228	228

<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 britiske terminaler<sup>1</sup>. Reviderte tall. 1999-2000**  
*Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals<sup>1</sup>. Revised figures. 1999-2000*

	1999		2000	
	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>127 616</b>	<b>134 682</b>	<b>137 687</b>	<b>257 969</b>
Danmark <i>Denmark</i> .....	3 320	3 295	2 283	4 415
Finland <i>Finland</i> .....	2 517	2 749	2 514	4 827
Sverige <i>Sweden</i> .....	8 940	9 285	9 009	16 870
Aruba <i>Aruba</i> .....	147	198	-	-
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 637	1 645	3 537	6 999
Frankrike <i>France</i> .....	13 738	14 598	19 743	37 927
Irland <i>Ireland</i> .....	2 482	2 602	2 875	5 548
Italia <i>Italy</i> .....	3 526	3 657	2 813	5 027
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	23 492	25 361	22 777	43 379
Polen <i>Poland</i> .....	343	388	84	165
Portugal <i>Portugal</i> .....	999	1 098	763	1 518
Spania <i>Spain</i> .....	167	174	164	301
Storbritannia <i>Great Britain</i> .....	23 664	24 993	30 729	57 676
Tyskland <i>Germany</i> .....	9 781	10 226	8 680	16 605
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	503	430	-	-
Japan <i>Japan</i> .....	1 159	1 075	134	219
Kina <i>China</i> .....	2 157	2 823	264	538
Sør Korea <i>South Korea</i> .....	725	775	960	1 762
Singapore <i>Singapore</i> .....	280	366	-	-
Canada <i>Canada</i> .....	14 594	15 497	15 592	27 835
USA <i>USA</i> .....	13 445	13 447	14 626	26 065
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	140	293

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

**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>. 1. kvartal 1999 - 1. kvartal 2001. 1 000 tonn**  
*Shipments<sup>1</sup> of Norwegian produced NGL<sup>2</sup>, by receiving country<sup>3</sup>. Q 1 1999 - Q 1 2001. 1 000 tonnes*

	1999				2000				2001
	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1
<b>Skipninger i alt Total shipments</b>	<b>913</b>	<b>876</b>	<b>846</b>	<b>897</b>	<b>803</b>	<b>728</b>	<b>625</b>	<b>848</b>	<b>1 125</b>
Norge <i>Norway</i>	179	176	199	175	202	146	156	148	226
Belgia <i>Belgium</i>	83	90	112	124	87	78	51	63	100
Brasil <i>Brazil</i>	-	-	8	-	-	20	20	-	31
Danmark <i>Denmark</i>	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Dominikanske republikk <i>Dominican Republic</i>	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	22	-	-	-	-	-	-	-	-
Finland <i>Finland</i>	-	25	29	20	11	24	26	16	1
Frankrike <i>France</i>	177	80	21	47	113	55	37	38	90
India <i>India</i>	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Irland <i>Ireland</i>	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Island <i>Iceland</i>	-	-	1	-	-	0	0	-	0
Italia <i>Italy</i>	21	2	24	21	-	-	-	-	-
Libanon <i>Lebanon</i>	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Marokko <i>Marocco</i>	-	-	-	1	2	-	-	5	4
Mexico <i>Mexico</i>	-	-	-	-	-	42	-	118	50
Nederland <i>The Netherlands</i>	41	64	54	58	39	64	52	59	101
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Polen <i>Poland</i>	-	-	-	24	18	-	13	41	8
Portugal <i>Portugal</i>	17	5	1	20	15	17	18	28	39
Spania <i>Spain</i>	25	20	14	47	52	31	31	42	70
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	62	63	80	96	65	29	42	34	43
Sverige <i>Sweden</i>	67	180	124	49	-	94	90	49	61
Tunisia <i>Tunisia</i>	9	-	-	-	-	-	-	7	-
Tyrkia <i>Turkey</i>	58	33	120	119	107	79	18	152	173
Tyskland <i>Germany</i>	34	29	37	52	61	11	12	9	32
USA <i>USA</i>	91	106	0	45	32	4	4	32	93
Andre <i>Others</i>	23	-	-	-	-	32	55	7	-

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

**32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1991-2001. US dollar/fat**  
*Brent Blend price. Weekly. 1991-2001. USD/barrel*

Uke Week	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
1	26,60	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06	23,57
2	26,25	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01	24,28
3	26,20	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20	25,35
4	20,60	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20	27,31
5	20,70	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64
6	20,60	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50
7	20,75	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15
8	18,20	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33
9	18,60	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23
10	19,95	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07
11	19,45	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62
12	18,70	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25
13	18,10	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63
14	17,85	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92
15	19,10	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15
16	19,70	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55
17	19,60	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65
18	19,75	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14
19	19,95	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59
20	18,95	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	20,00	14,50	14,36	28,67	28,14
20	18,75	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	19,35	14,70	14,83	28,58	29,52
22	18,75	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	18,30	13,60	14,22	29,63	29,02
23	18,40	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	16,90	12,10	16,10	28,58	29,01
24	18,20	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	17,30	10,95	16,02	30,28	28,70
25	17,95	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,80	12,15	15,85	29,17	
26	18,15	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	18,40	11,85	16,34	30,64	
27	18,50	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,20	11,55	18,47	31,21	
28	19,15	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	30,41	
29	20,25	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,60	12,20	19,07	28,18	
30	19,17	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	19,00	12,65	19,63	25,44	
31	21,55	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,10	11,95	19,33	26,18	
32	21,45	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	18,50	11,60	20,30	27,86	
33	19,35	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,55	12,10	20,49	29,42	
34	20,00	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,00	12,25	20,17	30,80	
35	20,15	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,15	12,40	20,97	34,60	
36	20,40	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,05	12,50	21,61	36,37	
37	20,00	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,20	13,10	22,95	32,68	
38	20,45	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,85	14,50	22,49	33,24	
39	20,85	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	20,30	14,55	23,03	29,38	
40	21,50	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,75	13,50	22,97	30,09	
41	22,15	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	19,60	12,30	21,92	31,03	
42	22,65	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,55	11,65	21,17	30,85	
43	22,55	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,25	12,30	22,03	31,39	
44	21,90	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,05	11,70	21,96	30,94	
45	22,20	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,50	11,30	24,70	31,46	
46	21,20	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,45	10,45	25,04	33,28	
47	20,90	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	18,90	10,60	25,97	33,02	
48	19,65	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,00	9,90	24,98	32,66	
49	19,30	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	17,20	9,45	26,41	28,64	
50	18,25	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,00	10,00	25,33	26,71	
51	18,20	18,05	13,75	15,70	18,10	24,05	17,00	9,50	25,84	23,05	
52	18,40	18,35	13,50	15,65	18,60	23,55	16,05	10,60	25,32	21,86	
Gjennomsnitt for året <i>Yearly average</i>	20,19	19,31	17,07	15,76	16,98	20,61	19,11	12,71	17,88	28,39	

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. 1990 - 2001. US dollar/fat**  
*Crude oil prices by field. Quarterly. 1990-2001. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spotpris Spot price	
	Ekofisk <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gullfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks C <sup>3</sup>	Oseberg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	Draugen <sup>3</sup>	Tordis <sup>3</sup>	Troll <sup>5</sup>	Norne <sup>6</sup>	Njord <sup>6</sup>	Heidrun <sup>7</sup>	Jotun <sup>6</sup>	Åsgard <sup>6</sup>	Brent Blend
<b>1990</b>															
1. kv. Q1	20,30	20,35	20,17	.	20,35	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,85
2. kv. Q2	16,64	16,52	16,25	.	16,44	.	.	.	.	.	.	.	.	.	15,90
3. kv. Q3	26,60	23,47	23,27	.	23,42	.	.	.	.	.	.	.	.	.	26,05
4. kv. Q4	34,37	34,30	34,08	.	34,27	.	.	.	.	.	.	.	.	.	32,64
<b>1991</b>															
1. kv. Q1	22,27	22,42	22,05	.	22,30	.	.	.	.	.	.	.	.	.	21,13
2. kv. Q2	19,25	19,15	18,45	.	18,75	.	.	.	.	.	.	.	.	.	18,84
3. kv. Q3	19,97	19,93	19,35	.	19,60	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,12
4. kv. Q4	21,30	21,30	20,97	.	21,18	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,68
<b>1992</b>															
1. kv. Q1	18,27	18,28	17,85	.	18,10	.	.	.	.	.	.	.	.	.	17,93
2. kv. Q2	19,93	19,76	19,45	.	19,33	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,92
3. kv. Q3	20,37	20,33	20,12	.	20,27	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,13
4. kv. Q4	19,65	19,65	19,48	.	19,64	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,28
<b>1993</b>															
1. kv. Q1	18,37	18,32	18,07	.	18,28	..	.	.	.	.	.	.	.	.	18,16
2. kv. Q2	18,51	18,53	18,26	.	18,38	..	.	.	.	.	.	.	.	.	18,33
3. kv. Q3	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	..	.	.	.	.	.	.	.	.	16,53
4. kv. Q4	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	..	..	.	.	.	.	.	.	.	15,33
<b>1994</b>															
1. kv. Q1	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	..	..	.	.	.	.	.	.	.	13,90
2. kv. Q2	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	..	..	..	.	.	.	.	.	.	15,79
3. kv. Q3	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	..	..	..	.	.	.	.	.	.	16,81
4. kv. Q4	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	..	..	..	.	.	.	.	.	.	16,54
<b>1995</b>															
1. kv. Q1	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	..	16,82	.	.	.	.	.	.	16,73
2. kv. Q2	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	.	.	.	.	.	.	18,08
3. kv. Q3	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	..	.	.	.	.	.	16,17
4. kv. Q4	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	..	.	.	.	.	.	16,94
<b>1996</b>															
1. kv. Q1	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	.	.	.	.	.	18,56
2. kv. Q2	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	.	.	.	.	.	19,48
3. kv. Q3	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	.	.	.	.	.	20,82
4. kv. Q4	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	.	.	.	.	.	23,57
<b>1997</b>															
1. kv. Q1	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	.	.	.	.	.	21,15
2. kv. Q2	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	.	.	.	.	.	18,13
3. kv. Q3	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	.	.	.	.	.	18,59
4. kv. Q4	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	.	.	.	.	.	18,56
<b>1998</b>															
1. kv. Q1	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	.	.	.	.	.	14,02
2. kv. Q2	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	.	.	.	.	.	13,26
3. kv. Q3	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	.	.	.	.	.	12,60
4. kv. Q4	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	.	.	.	.	.	11,94
<b>1999</b>															
1. kv. Q1	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	.	.	.	.	.	11,31
2. kv. Q2	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	.	.	.	.	.	15,58
3. kv. Q3	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	.	.	.	.	.	20,78
4. kv. Q4	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	.	.	.	.	.	24,22
<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	.	.	.	26,74
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	26,61
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	30,50
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	26,23	25,73	26,02	26,02	26,23	26,27	26,02	25,08	25,67	26,73	24,88	25,80	26,62	25,76

<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/>. **More information:** <http://www.odin.dep.no/oed/engelskj/>.

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

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spot- pris Spot price			
	Ekofisk <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gull- faks <sup>2, 3</sup>	Gull- faks <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>	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	.	.	.	.	.	.	16,02
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
<b>1999</b>															
Januar <i>January</i> .....	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	.	.	.	.	.	11,09
Februar <i>February</i> .....	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	.	.	.	.	.	10,26
Mars <i>March</i> .....	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	.	.	.	.	.	12,58
April <i>April</i> .....	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	.	.	.	.	.	15,50
Mai <i>May</i> .....	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	.	.	.	.	.	14,68
Juni <i>June</i> .....	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	.	.	.	.	.	16,56

**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	
	Ekofisk <sup>1</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Gull- faks <sup>2, 3</sup>	Gull- faks <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>	Brent Blend
Juli <i>July</i> . . . . .	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	.	.	.	.	.	19,23
August <i>August</i> . . . . .	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	.	.	.	.	.	20,48
September <i>September</i> . . . . .	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	.	.	.	.	.	22,61
Oktober <i>October</i> . . . . .	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	.	.	.	.	.	21,77
November <i>November</i> . . . . .	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	.	.	.	.	.	25,17
Desember <i>December</i> . . . . .	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	.	.	.	.	.	25,73
<b>2000</b>															
Januar <i>January</i> . . . . .	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 <i>February</i> . . . . .	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 <i>March</i> . . . . .	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 <i>April</i> . . . . .	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 <i>May</i> . . . . .	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 <i>June</i> . . . . .	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 <i>July</i> . . . . .	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 <i>August</i> . . . . .	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 <i>September</i> . . . . .	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 <i>October</i> . . . . .	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 <i>November</i> . . . . .	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 <i>December</i> . . . . .	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 <i>January</i> . . . . .	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 <i>February</i> . . . . .	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 <i>March</i> . . . . .	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

<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/> . **More information:** <http://www.odin.dep.no/oad/engelsk/> .

**35. Fraktindekser<sup>1</sup> for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2001**  
*Shipping freight indices<sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 2001*

År og måned Year and month	150000 dwt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000 - 149 999 dwt. for råolje Medium sized crude carriers	35 000 - 69 999 dwt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dwt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil alle størrelser for raffinert Handy size/ clean
1976	29	..	..	..	..
1977	25	..	..	..	..
1978	29	..	..	..	..
1979	47	..	..	..	..
1980	37	..	..	..	..
1981	28	..	..	..	..
1982	26	..	..	..	..
1983	29	..	..	..	..
1984	35	..	..	..	..
1985	32	..	..	..	..
1986	33	..	..	..	..
1987	42	..	..	..	..
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
2000	98	153	207	208	219
<b>2000</b>					
Januar January	48	93	126	146	148
Februar February	53	108	141	154	170
Mars March	58	116	164	167	189
April April	70	135	196	179	197
Mai May	81	127	177	187	205
Juni June	96	136	174	194	210
Juli July	101	153	245	261	218
August August	106	197	266	243	234
September September	129	191	269	230	255
Oktober October	136	165	194	217	265
November November	134	205	267	241	258
Desember December	160	210	265	272	283
<b>2001</b>					
Januar January	152	217	346	277	371
Februar February	117	206	231	323	400
Mars March	87	158	239	295	348
April April	94	171	272	299	264

<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. 1997-2002**  
*World oil supply and demand. Million barrels per day. 1997-2002*

	1998	1999	2000	2001*	2002*	2000				2001*				2002*			
						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></b>																	
<b>Total demand<sup>1</sup></b> .....	<b>73,5</b>	<b>74,9</b>	<b>75,6</b>	<b>76,0</b>	<b>76,8</b>	<b>75,6</b>	<b>74,1</b>	<b>76,1</b>	<b>76,5</b>	<b>77,0</b>	<b>75,0</b>	<b>76,9</b>	<b>78,2</b>	<b>77,0</b>	<b>75,0</b>	<b>76,4</b>	<b>78,2</b>
<b>OECD</b> .....	<b>46,8</b>	<b>47,7</b>	<b>47,8</b>	<b>47,8</b>	<b>48,2</b>	<b>48,2</b>	<b>46,6</b>	<b>48,0</b>	<b>48,6</b>	<b>48,7</b>	<b>46,2</b>	<b>47,6</b>	<b>48,8</b>	<b>48,8</b>	<b>46,5</b>	<b>48,2</b>	<b>49,4</b>
Nord-Amerika <i>North America</i> ..	23,1	r23,8	r24,1	24,2	24,4	r23,7	r23,8	r24,5	24,4	24,2	23,7	24,4	24,5	24,3	23,8	24,7	24,9
Europa <i>Europe</i> .....	15,3	r15,2	r15,1	15,0	15,1	r15,2	r14,6	r15,2	r15,4	15,1	14,6	15,0	15,4	15,1	14,7	15,2	15,6
Stillehavsområdet <i>Pacific</i> .....	8,4	r8,7	r8,7	8,6	8,7	r9,4	r8,1	8,3	8,8	9,4	8,0	8,2	8,9	9,4	8,0	8,3	9,0
<b>Ikke OECD <i>Non OECD</i></b> .....	<b>26,7</b>	<b>27,2</b>	<b>r27,7</b>	<b>28,2</b>	<b>28,6</b>	<b>r27,4</b>	<b>r27,5</b>	<b>r28,1</b>	<b>r27,8</b>	<b>27,8</b>	<b>28,3</b>	<b>28,3</b>	<b>28,3</b>	<b>28,3</b>	<b>28,5</b>	<b>28,7</b>	<b>28,8</b>
Tidligere Sovjet <sup>2</sup> <i>Former USSR</i> <sup>2</sup> ..	3,7	3,5	3,5	3,5	3,5	r3,5	3,4	r3,4	r3,6	3,6	3,4	3,4	3,6	3,7	3,5	3,4	3,6
Europa <i>Europe</i> .....	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	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> .....	4,2	4,5	4,8	5,0	5,1	4,7	4,5	5,1	4,8	4,7	5,0	5,1	5,2	4,9	5,0	5,2	5,3
Resten av Asia <i>Other Asia</i> .....	6,7	7,1	7,2	7,2	7,2	7,1	7,3	r7,2	r7,1	7,2	7,3	7,2	7,1	7,2	7,3	7,2	7,2
Latin Amerika <i>Latin America</i> ..	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,7	4,8	4,9	4,8	4,7	4,8	4,9	4,8	4,7	4,9	5,0	4,9
Midt-Østen <i>Middle East</i> .....	4,2	4,3	4,4	4,5	4,7	4,3	4,4	4,5	4,3	4,4	4,6	4,7	4,5	4,5	4,7	4,8	4,6
Afrika <i>Africa</i> .....	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>Samlet tilbud<sup>4</sup> <i>Total supply</i><sup>4</sup></b> .....	<b>75,5</b>	<b>74,1</b>	<b>77,6</b>	...	...	<b>75,2</b>	<b>76,2</b>	<b>77,0</b>	<b>r78,2</b>	<b>77,7</b>	<b>76,0</b>	...	...	...	...	...	...
<b>Sum ikke-OPEC</b>																	
<b>Total non-OPEC</b> .....	<b>44,7</b>	<b>44,7</b>	<b>r45,8</b>	<b>46,4</b>	<b>47,2</b>	<b>45,9</b>	<b>45,5</b>	<b>45,7</b>	<b>r46,3</b>	<b>46,4</b>	<b>46,1</b>	<b>46,3</b>	<b>46,9</b>	<b>47,3</b>	<b>46,9</b>	<b>47,0</b>	<b>47,4</b>
<b>OECD <i>OECD</i></b> .....	<b>21,9</b>	<b>21,4</b>	<b>21,9</b>	<b>21,8</b>	<b>22,1</b>	<b>22,3</b>	<b>21,8</b>	<b>21,7</b>	<b>r21,8</b>	<b>21,8</b>	<b>21,6</b>	<b>21,5</b>	<b>22,2</b>	<b>22,4</b>	<b>22,1</b>	<b>21,9</b>	<b>22,1</b>
Nord-Amerika <i>North America</i> ..	14,5	14,0	14,3	14,4	14,8	14,3	14,4	14,3	r14,1	14,3	14,3	14,3	14,6	14,8	14,7	14,7	14,8
Europa <i>Europe</i> .....	6,7	6,8	6,8	6,7	6,6	7,1	6,6	6,6	6,9	6,8	6,5	6,5	6,9	6,9	6,6	6,5	6,6
Stillehavsområdet <i>Pacific</i> .....	0,7	0,7	r0,8	0,8	0,7	0,9	0,9	0,8	r0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
<b>Ikke OECD <i>Non OECD</i></b> .....	<b>21,2</b>	<b>21,6</b>	<b>22,2</b>	<b>22,8</b>	<b>23,2</b>	<b>r21,8</b>	<b>22,0</b>	<b>r22,3</b>	<b>22,7</b>	<b>22,7</b>	<b>22,7</b>	<b>22,9</b>	<b>22,9</b>	<b>23,0</b>	<b>23,1</b>	<b>23,3</b>	<b>23,5</b>
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i> ..	7,3	7,5	7,9	8,4	8,8	7,7	7,8	8,0	8,2	8,3	8,4	8,5	8,5	8,6	8,7	8,9	9,1
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	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3
Resten av Asia <i>Other Asia</i> .....	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,2	2,3	2,3	r2,4	2,3	2,3	2,3	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3
Latin Amerika <i>Latin America</i> ..	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Midt-Østen <i>Middle East</i> .....	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
Afrika <i>Africa</i> .....	r2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	r2,8	r2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Nettotilvekst prosessering <sup>5</sup>																	
<i>Processing Gains</i> <sup>5</sup> .....	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
<b>OPEC <i>OPEC</i></b> .....	<b>30,8</b>	<b>29,4</b>	<b>30,8</b>	...	...	<b>29,3</b>	<b>30,7</b>	<b>31,3</b>	<b>31,9</b>	<b>31,3</b>	<b>29,9</b>	...	...	...	...	...	...
Råolje <i>Crude oil</i> .....	28,0	26,6	27,9	...	...	26,5	27,8	28,4	29,0	28,4	26,9	...	...	...	...	...	...
NGL <i>NGLs</i> .....	2,8	2,8	2,9	2,9	3,1	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1
Lagerendring og annet <sup>6</sup>																	
<i>Stock change and miscellaneous</i> <sup>6</sup> ..	2,0	r(-0,8)	r1,1	...	...	r(-0,4)	r2,1	r0,9	r1,7	1,2	1,5	...	...	...	...	...	...

<sup>1</sup> Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffinert råolje 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 ut fra innenlandske oljeveranser. *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 (eksludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).* <sup>6</sup> Omfatter i tillegg til registrert lagerendring endringer i ikke-innrapporterte lager og tapte 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 - 2000. Milliarder 2001-kroner***Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2000. Billion 2001-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO <sub>2</sub> -avgift CO <sub>2</sub> tax	Sum Total
1980	21,7	10,8	8,0	0,1	-	40,6
1981	27,0	15,8	10,4	0,1	-	53,3
1982	27,1	16,3	10,4	0,1	-	53,9
1983	23,9	14,9	12,9	0,1	-	51,8
1984	29,2	17,6	15,5	0,1	-	62,4
1985	33,2	19,8	17,7	0,3	-	71,0
1986	25,3	14,6	11,9	0,3	-	52,1
1987	10,1	4,5	10,6	0,3	-	25,6
1988	7,0	1,5	7,5	0,3	-	16,2
1989	6,3	2,0	9,5	0,3	-	18,2
1990	15,6	6,2	10,7	0,3	-	32,8
1991	18,1	8,1	10,8	0,7	1,0	38,7
1992	8,8	8,5	9,5	0,7	2,2	29,7
1993	7,3	10,8	8,9	0,6	2,6	30,1
1994	6,9	10,0	7,3	0,2	2,8	27,2
1995	8,6	11,8	6,4	0,6	2,8	30,1
1996	10,7	13,9	6,8	1,2	3,0	35,6
1997	16,4	20,7	6,6	0,7	3,2	47,6
1998	9,5	11,5	3,9	0,6	3,4	28,9
1999	5,7	6,3	3,3	0,6	3,4	19,3
2000 <sup>1</sup>	21,6	34,3	3,6	0,1	3,1	62,7

<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/> .**38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2000***Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2000*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Herav investeringer Of this investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
	Mrd. kr Billion NOK				Mrd. 2001-kr Billion 2001-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-26,5
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,5
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,1
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,4
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,2
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,1
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,2
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	10,1
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	37,6
1997	77,1	36,7	20,3	40,4	42,8
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,3
1999	75,1	49,3	30,0	25,8	26,6
2000 <sup>1</sup>	141,3	43,2	22,7	98,1	99,9

<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>. 1987-1999**  
*Financial highlights for licenses<sup>1</sup> on the Norwegian Continental Shelf<sup>2</sup>. 1987-1999*

År Year	Antall foretak Number of enterprises	Drifts- inntekter Mill. kr. Operating in- come Mill. NOK	Driftsresultat i prosent av drifts- inntekter. Operating profit in per- cent of operating income	Resultat før ekstra- ordinære poster i prosent av driftsinn- tekter. Profit before extraordinary items in per- cent of oper- ating income.	Totalrenta- bilitet. Prosent Return on to- tal assets. Per- cent	Egenkapital- rentabilitet. Prosent Return on equity. Per cent	Egenkapita- landel. Prosent Equity ratio. Per cent	Likviditets- grad 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	154 139	21,5	18,0	10,5	16,2	26,9	0,72
1999 <sup>3</sup> .....	36	191 226	27,1	25,8 <sup>4</sup>	14,4	16,6	27,0	0,80

<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:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

**40. Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1998 og 1999**
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1998 and 1999*

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	
	1998	1999 <sup>2</sup>	1998	1999 <sup>2</sup>
1) Tallet på foretak 1) Number of enterprises . . . . .	40	37	1	1
2) Sysselsetting pr 31. desember 2) Employees as of 31 December	26 503	25 620	-	-
		Mill.kr Million NOK		
3) Driftsinntekter 3) Operating income . . . . .	211 738	279 047	57 599	87 821
4) Driftsresultat 4) Operating profit . . . . .	58 413	96 555	25 329	44 719
5) Resultat av finansielle poster 5) Financial items, net . . . . .	<sup>3</sup> -14 115	-11 039	<sup>3</sup> -8 645	-8 477
6) Ordinært resultat før skattekostnad 6) Operating result before taxes . . . . .		85 516		36 242
7) Ordinært resultat 7) Ordinary result . . . . .		53 978		36 242
8) Årsresultat 8) Annual profit . . . . .	29 233	53 978	16 684	36 242
9) Anleggsmidler 9) Fixed assets . . . . .	430 060	510 346	135 192	154 991
10) Omløpsmidler 10) Current assets . . . . .	50 437	88 383	5 873	12 276
11) Langsiktig gjeld 11) Long-term liabilities . . . . .	187 930	229 848	1 540	10 477
12) Kortsiktig gjeld 12) Short-term liabilities . . . . .	68 656	101 668	6 970	6 021
13) Egenkapital 13) Equity . . . . .	223 910	267 213	132 555	150 769
14) Sum gjeld og egenkapital 14) Total liabilities and equity . . . . .	480 497	598 729	141 065	167 267
		Prosent Per cent		
15) Totalrentabilitet 15) Return on total assets . . . . .	12,9	18,3	.	.
16) Egenkapitalrentabilitet 16) Return on equity . . . . .	14,4	21,8	.	.
17) Egenkapitalandel 17) Equity ratio . . . . .	46,6	44,6	.	.
18) Likviditetsgrad 18) Current ratio . . . . .	0,73	0,87	.	.

<sup>1</sup> Hovedtall 9-14 gjelder pr. 31. desember. Key figures per 31 December. <sup>2</sup> Ny regnskapslov gjeldende fra 1999. New accounting law in force from 1999. <sup>3</sup> Tatt med renter på fast kapital til staten. Interests on fixed capital paid to the Government are included.

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

**41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1995-1998**  
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1995-1998*

	1995		1996		1997		1998	
	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>158 748</b>	<b>100,0</b>	<b>187 587</b>	<b>100,0</b>	<b>188 256</b>	<b>100,0</b>	<b>154 139</b>	<b>100,0</b>
Salgsinntekter (fratrasket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i> . . . . .	138 705	87,4	162 109	86,4	171 782	91,2	136 159	88,3
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i> . . . . .	20 043	12,6	25 477	13,6	16 474	8,8	17 980	11,7
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i></b> . . . . .	<b>118 458</b>	<b>74,6</b>	<b>126 376</b>	<b>67,4</b>	<b>124 258</b>	<b>66,0</b>	<b>121 055</b>	<b>78,5</b>
Vareforbruk <i>Cost of goods</i> . . . . .	40 504	25,5	42 506	22,7	48 630	25,8	41 245	26,8
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i> . . . . .	12 980	8,2	14 116	7,5	15 333	8,1	17 419	11,3
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i> . . . . .	43 396	27,3	46 149	24,6	37 976	20,2	39 769	25,8
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i> . . . . .	21 578	13,6	23 605	12,6	22 319	11,9	22 622	14,7
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i></b> . . . . .	<b>40 291</b>	<b>25,4</b>	<b>61 210</b>	<b>32,6</b>	<b>63 998</b>	<b>34,0</b>	<b>33 084</b>	<b>21,5</b>
<b>Finansinntekter <i>Financial income</i></b> . . . . .	<b>6 045</b>	<b>3,8</b>	<b>3 037</b>	<b>1,6</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> . . . . .	1 859	1,2	1 376	0,7	1 543	0,8	3 577	2,3
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i> . . . . .	4 186	2,6	1 661	0,9	1 591	0,8	1 434	0,9
<b>Finanskostnader <i>Financial expenditure</i></b> . . . . .	<b>8 298</b>	<b>5,2</b>	<b>7 178</b>	<b>3,8</b>	<b>13 116</b>	<b>7,0</b>	<b>10 405</b>	<b>6,8</b>
Rentekostnader <i>Interest paid</i> . . . . .	5 630	3,5	5 380	2,9	5 612	3,0	6 299	4,1
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i> . . . . .	2 668	1,7	1 798	1,0	7 505	4,0	4 106	2,7
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i></b> . . . . .	<b>-2 253</b>	<b>-1,4</b>	<b>-4 141</b>	<b>-2,2</b>	<b>-9 982</b>	<b>-5,3</b>	<b>-5 395</b>	<b>-3,5</b>
<b>Resultat før skattekostnad <i>Profit before taxes</i></b> . . . . .	<b>34 422</b>	<b>21,7</b>	<b>52 964</b>	<b>28,2</b>	<b>57 755</b>	<b>30,7</b>	<b>25 691</b>	<b>16,7</b>
<b>Skattekostnad <i>Taxes</i></b> . . . . .	<b>22 129</b>	<b>13,9</b>	<b>36 006</b>	<b>19,2</b>	<b>37 146</b>	<b>19,7</b>	<b>13 143</b>	<b>8,5</b>
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i> . . . . .	19 315	12,2	31 717	16,9	28 067	14,9	10 885	7,1
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . . . . .	2 814	1,8	4 289	2,3	9 078	4,8	2 258	1,5
<b>Årsoverskudd <i>Annual profit</i></b> . . . . .	<b>12 293</b>	<b>7,7</b>	<b>16 958</b>	<b>9,0</b>	<b>20 609</b>	<b>10,9</b>	<b>12 549</b>	<b>8,1</b>
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i> . . . . .	5 622	3,5	9 392	5,0	9 602	5,1	3 786	2,5
Utbytte o.l. <i>Proposed dividends etc.</i> . . . . .	6 486	4,1	7 566	4,0	10 365	5,5	8 648	5,6
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i> . . . . .	184	0,1	0	0,0	642	0,3	-115	-0,1
<b>Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i></b>								
<b>Omløpsmidler <i>Current assets</i></b> . . . . .	<b>37 146</b>	<b>14,0</b>	<b>50 248</b>	<b>17,2</b>	<b>44 638</b>	<b>14,5</b>	<b>44 564</b>	<b>13,1</b>
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i> . . . . .	3 172	1,2	7 246	2,5	1 590	0,5	2 398	0,7
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i> . . . . .	18 031	6,8	19 184	6,6	18 894	6,1	14 405	4,2
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i> . . . . .	13 078	4,9	20 053	6,9	20 273	6,6	23 802	7,0
Varelager <i>Stock of goods</i> . . . . .	2 864	1,1	3 764	1,3	3 880	1,3	3 960	1,1
<b>Anleggsmidler <i>Fixed assets</i></b> . . . . .	<b>228 113</b>	<b>86,0</b>	<b>241 262</b>	<b>82,8</b>	<b>263 217</b>	<b>85,5</b>	<b>294 868</b>	<b>86,8</b>
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i> . . . . .	30 783	11,6	41 356	14,2	51 145	16,6	61 869	18,2
Fordringer <i>Accounts receivable</i> . . . . .	8 316	3,1	8 378	2,9	11 393	3,7	10 628	3,1
Varige driftsmidler etc. <i>Fixed tangible assets etc.</i> . . . . .	189 014	71,3	191 529	65,7	200 678	65,2	222 370	65,5
<b>Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i></b> . . . . .	<b>61 531</b>	<b>23,2</b>	<b>70 034</b>	<b>24,0</b>	<b>65 688</b>	<b>21,3</b>	<b>61 686</b>	<b>18,1</b>

**41. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1995-1998**  
 (forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1995-1998*

	1995		1996		1997		1998	
	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
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> . . .	17 145	6,5	16 161	5,5	15 805	5,1	14 374	4,2
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> . . . . .	614	0,2	151	0,1	1 254	0,4	1 335	0,3
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> .	43 772	16,5	53 722	18,4	48 629	15,8	45 978	13,5
<b>Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i> . . . .</b>	<b>135 026</b>	<b>50,9</b>	<b>141 951</b>	<b>48,7</b>	<b>155 434</b>	<b>50,5</b>	<b>186 390</b>	<b>54,9</b>
<b>Egenkapital <i>Equity</i> . . . . .</b>	<b>68 702</b>	<b>25,9</b>	<b>79 525</b>	<b>27,3</b>	<b>86 732</b>	<b>28,2</b>	<b>91 355</b>	<b>26,9</b>
Aksjekapital o.l. <i>Share capital and the like</i> . . . . .	11 775	4,4	12 589	4,3	12 335	4,0	13 091	3,8
Bundet egenkapital ellers <i>Other restricted equity</i>	24 703	9,3	27 384	9,4	30 689	10,0	29 635	8,7
Fri egenkapital <i>Distributable equity</i> . . . . .	32 224	12,1	39 552	13,6	43 708	14,2	57 620	16,9
<b>Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i> . . . . .</b>	<b>265 258</b>	<b>100,0</b>	<b>291 510</b>	<b>100,0</b>	<b>307 855</b>	<b>100,0</b>	<b>339 432</b>	<b>100,0</b>

**Finansieringsanalyse *Source and Application of funds***

<b>Tilførsel <i>Source of funds</i> . . . . .</b>	<b>35 283</b>	<b>100,0</b>	<b>43 778</b>	<b>100,0</b>	<b>45 399</b>	<b>100,0</b>	<b>60 985</b>	<b>100,0</b>
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i> . . . . .	33 624	95,3	39 466	90,2	40 832	89,9	30 494	50,0
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i> . . . . .	-2 017	-5,7	1 406	3,2	-2 146	-4,7	81	0,1
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i> . . . . .	3 676	10,4	2 906	6,6	6 713	14,8	30 410	49,9
<b>Investering i anleggsmidler <i>Investment in fixed assets</i> . . . . .</b>	<b>32 226</b>	<b>91,3</b>	<b>39 061</b>	<b>89,2</b>	<b>46 707</b>	<b>102,9</b>	<b>57 453</b>	<b>94,2</b>
<b>Endring i arbeidskapital <i>Change in working capital</i> . . . . .</b>	<b>3 057</b>	<b>8,7</b>	<b>4 717</b>	<b>10,8</b>	<b>-1 308</b>	<b>-2,9</b>	<b>3 532</b>	<b>5,8</b>

**Nøkkeltall *Key figures***

Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i> . . . . .	46	43	41	39
Syssetsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i> . . . . .	23 642	24 236	24 517	26 503
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i> . . . . .	16,7	22,4	19,9	10,5
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i> . . . . .	23,8	28,4	20,3	16,2
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i> . . .	6,0	27,3	28,2	26,9
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i> . . . . .	0,60	0,72	0,68	0,72

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

**42. Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999**  
*Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999. Identical enterprises 1998 and 1999*

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>		Identiske foretak <i>Identical enterprises</i>			
					1998		1999	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</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>191 226</b>	<b>100,0</b>	<b>170 730</b>	<b>100,0</b>	Grunnet ny regnskapslov gjeldende fra 1999, er ikke tallene for 1998 og 1999 sammenlignbare og av den grunn ikke tatt med <i>Due to new accounting law in force from 1999, the figures for identical enterprises are not comparable and are not produced</i>			
Salgsinntekter (fratrukket avgifter) <i>Sales (less taxes)</i> . . . . .	173 382	90,6	155 136	90,8				
Øvrige driftsinntekter <i>Other operating income</i> . . . . .	17 844	9,3	15 594	9,1				
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i></b> . . . . .	<b>139 390</b>	<b>72,8</b>	<b>128 531</b>	<b>75,2</b>				
Vareforbruk <i>Cost of goods</i> . . . . .	56 394	29,4	55 423	32,4				
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i> . . . . .	17 710	9,2	15 821	9,2				
Øvrige driftskostnader <i>Other operating expenses</i> . . . . .	38 344	20,0	32 874	19,2				
Av- og nedskrivninger <i>Depreciation</i> . . . . .	26 942	14,0	24 414	14,2				
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i></b> . . . . .	<b>51 836</b>	<b>27,1</b>	<b>42 199</b>	<b>24,7</b>				
Resultatandel investeringer i deltagerlignende selskap <i>Share of profits/losses in partnerships</i> . . . . .	1 155	0,6	544	0,3				
Renteinntekter <i>Interest income</i> . . . . .	2 346	1,2	2 265	1,3				
Øvrige finansinntekter <i>Other financial income</i> . . . . .	8 682	4,5	8 667	5,0				
Verdiendring finansielle omløpsmidler <i>Change of value of market based liquid assets</i> . . . . .	1 452	0,7	1 452	0,8				
Rentekostnader <i>Interest paid</i> . . . . .	7 628	3,9	6 906	4,0				
Øvrige finanskostnader <i>Other financial expenses</i> . . . . .	8 569	4,4	7 883	4,6				
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i></b> . . . . .	<b>-2 562</b>	<b>-1,3</b>	<b>-1 862</b>	<b>-1,0</b>				
<b>Ordinært resultat før skattekostnad <i>Ordinary profit before taxes</i></b> . . . . .	<b>49 274</b>	<b>25,7</b>	<b>40 337</b>	<b>23,6</b>				
<b>Skattekostnad <i>Taxes</i></b> . . . . .	<b>31 538</b>	<b>16,4</b>	<b>25 456</b>	<b>14,9</b>				
Betalbar skatt o.l. <i>Payable tax etc.</i> . . . . .	23 185	12,1	19 805	11,6				
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . . . . .	8 353	4,3	5 651	3,3				
<b>Ordinært resultat <i>Ordinary profit</i></b> . . . . .	<b>17 736</b>	<b>9,2</b>	<b>14 880</b>	<b>8,7</b>				
<b>Skattekostnad ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i></b> . . . . .	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>				
<b>Årsoverskudd <i>Annual profit</i></b> . . . . .	<b>17 736</b>	<b>9,2</b>	<b>14 880</b>	<b>8,7</b>				
Avsatt til egenkapital <i>Transferred to equity</i> . . . . .	2 599	1,3	2 465	1,4				
Avsatt til utbytte <i>Transferred to dividends</i> . . . . .	-10 138	-5,3	-8 280	-4,8				
Konsernbidrag o.l. <i>Contribution to group companies etc.</i> . . . . .	16	0,0	16	0,0				
<b>Balanse pr. 31. desember <i>Balance sheet at 31 December</i></b>								
<b>Anleggsmidler <i>Fixed assets</i></b> . . . . .	<b>355 355</b>	<b>82,3</b>	<b>314 771</b>	<b>81,2</b>				
Aksjer, andeler og obligasjoner <i>Shares and bonds</i> . . . . .	78 463	18,1	75 602	19,5				
Fordringer <i>Accounts receivable</i> . . . . .	12 173	2,8	11 896	3,0				
Varige driftsmidler etc., imm. eiend. <i>Fixed tangible assets etc., immaterial assets</i> . . . . .	264 719	61,3	227 273	58,6				
<b>Omløpsmidler <i>Current assets</i></b> . . . . .	<b>76 107</b>	<b>17,6</b>	<b>72 716</b>	<b>18,7</b>				
Kasse, bank, aksjer, obligasjoner <i>Cash, deposits, shares, bonds</i> . . . . .	5 982	1,3	5 897	1,5				
Kundefordringer <i>Accounts receivable from customers</i> . . . . .	31 898	7,3	30 250	7,8				
Øvrige fordringer <i>Other accounts receivable</i> . . . . .	32 737	7,5	31 302	8,0				
Varelager <i>Stock of goods</i> . . . . .	5 490	1,2	5 267	1,3				

**42. Utvalgte regnskapstall for rettghetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999**  
(forts.) *Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999. Identical enterprises 1998 and 1999*

	I alt <i>Total</i>		Av dette aksjeselskap <i>Of which joint-stock comp.</i>		Identiske foretak <i>Identical enterprises</i>			
					1998		1999	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Egenkapital</b> <i>Equity</i> .....	<b>116 444</b>	<b>26,9</b>	<b>108 206</b>	<b>27,9</b>				
Aksjekap./Egenkap. andre foretak <i>Share capital and the like</i> .....	12 118	2,8	12 118	3,1				
Innskutt egenkapital ellers <i>Other invested equity</i> ..	21 443	4,9	20 968	5,4				
Opptjent egenkapital <i>Retained earnings</i> .....	82 883	19,2	75 120	19,3				
<b>Langsiktig gjeld</b> <i>Long-term liabilities</i> .....	<b>219 371</b>	<b>50,8</b>	<b>189 345</b>	<b>48,8</b>				
<b>Kortsiktig gjeld</b> <i>Short-term liabilities</i> .....	<b>95 647</b>	<b>22,1</b>	<b>89 936</b>	<b>23,2</b>				
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> ...	23 300	5,4	22 262	5,7				
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> .....	1 846	0,4	1 840	0,4				
Øvrig kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> ..	70 501	16,3	65 833	16,9				
<b>Sum gjeld og egenkapital</b> <i>Total liabilities and equity</i> .....	<b>431 462</b>	<b>100,0</b>	<b>387 487</b>	<b>100,0</b>				

**Finansieringsanalyse** *Source and Application of funds*

<b>Tilførsel</b> <i>Source of funds</i> .....	<b>63 046</b>	<b>100,0</b>	<b>55 633</b>	<b>100,0</b>
Tilførsel fra årets virksomhet <i>Generated from operations</i> .....	62 951	99,8	53 009	95,3
Egenkapital tilført utenfra <i>Externally supplied equity</i> .....	-8 086	-12,8	-4 505	-8,1
Økning i langsiktig gjeld <i>Increase in long-term liabilities</i> .....	8 181	13,0	7 129	12,8
<b>Investering i anleggsmidler</b> <i>Investment in fixed assets</i> .....	<b>65 957</b>	<b>104,6</b>	<b>58 933</b>	<b>105,9</b>
<b>Endring i arbeidkapital</b> <i>Change in working capital</i> .....	<b>14 115</b>	<b>22,4</b>	<b>16 446</b>	<b>29,6</b>

**Nøkkeltall** *Key figures*

Tallet på foretak <i>Number of enterprises</i> .....	36	29
Sysselsetting pr. 31. desember <i>Number of persons engaged at 31 December</i> .....	25 620	23 486
Totalrentabilitet. Prosent <i>Return on total assets. Per cent</i> .....	14,3	13,3
Egenkapitalrentabilitet. Prosent <i>Return on equity. Per cent</i> .....	16,6	15,1
Egenkapitalandel. Prosent <i>Equity ratio. Per cent</i> ...	27,0	27,9
Likviditetsgrad <i>Current ratio</i> .....	0,80	0,81

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.



**43.a. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999**  
*Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Driftsinntekter <i>Operating income</i> . . . . .</b>	<b>191 226</b>	<b>100,0</b>
Salgsinntekter, avgiftspliktig <i>Sales (goods and services), liable to VAT</i> . . . . .	38 221	20,0
Salgsinntekter, avgiftsfritt <i>Sales (goods and services), free of VAT</i> . . . . .	142 748	74,6
- Offentlige avgifter <sup>2</sup> <i>-Special government taxes (except VAT)<sup>2</sup></i> . . . . .	7 588	4,0
Offentlige tilskudd/refusjoner <i>Government subsidies/refunds</i> . . . . .	4	0,0
Leieinntekter, fast eiendom <i>Income from rent, real property</i> . . . . .	134	0,1
Andre driftsinntekter <sup>3</sup> <i>Other operating income<sup>3</sup></i> . . . . .	17 170	9,0
Gevinst ved avgang av anleggsmidler <i>Profit on disposals (sale etc.) of fixed assets</i> . . . . .	535	0,3
<b>Driftskostnader <i>Operating expenditure</i> . . . . .</b>	<b>139 390</b>	<b>72,9</b>
Varekostnad <i>Cost of purchased goods</i> . . . . .	57 761	30,2
Beholdn.endr. av varer under tilvirkn. og ferdigtilvirkede varer <i>Changes in stocks of work in process/finished goods</i> . . . . .	-1 416	-0,7
Beholdn.endr. av egentilv. anleggsm. <i>Changes in stocks of own processed fixed assets</i> . . . . .	48	0,0
Lønninger mv. <i>Wages and salaries</i> . . . . .	14 054	7,3
Arbeidsgiveravgift til folketrygden <i>National insurance premium</i> . . . . .	1 885	1,0
Pensjonskostnader og andre personalkostnader <i>Pension payments and indirect staff expenses</i> . . . . .	1 770	0,9
Avskrivninger varige dr. midl./imm. eiend. <i>Depreciation on fixed durable/immaterial assets</i> . . . . .	25 758	13,5
Nedskrivning på anleggsmidler <i>Write-down of fixed assets</i> . . . . .	1 184	0,6
Frakt og spedisjon vedrørende salget <i>Outgoing freight and forwarding costs</i> . . . . .	10 062	5,3
Energi, brensel mv vedrørende produksjon <i>Energy etc. related to production</i> . . . . .	976	0,5
Leiekostnader lokale <i>Expenses of rented premises</i> . . . . .	378	0,2
Lys, varme <i>Lighting and heating</i> . . . . .	22	0,0
Renovasjon, vann, avløp, renhold mv. <i>Renovation and water etc.</i> . . . . .	7	
Leie maskiner, inventar, transportm. o.l. <i>Rented fixed durable assets other than premises</i> . . . . .	195	0,1
Verktøy, inventar driftsm. etc., ikke aktiveres <i>Tools, equipment etc.</i> . . . . .	33	0,0
Reparasjon og vedlikehold <i>Maintenance/cost of repairs</i> . . . . .	333	0,2
Kontorkostnad, telefon, porto mv. <i>Office appliances, accessories, teleph. and postage</i> . . . . .	213	0,1
Kostnader ved transportmidler, avgifter, vedlikehold, drivstoff, forsikring mv. <i>Costs regarding means of transport</i> . . . . .	311	0,2
Reise- og diettkostnader, bilgodtgjørelse <i>Travelling, subsistence and car allowances</i> . . . . .	488	0,3
Provisjonskostnader <i>Commission charges</i> . . . . .	66	0,0
Salgs- og reklamekostnader <i>Selling and advertising costs</i> . . . . .	148	0,1
Representasjonskostnader <i>Representation costs</i> . . . . .	23	
Kontingenter og gaver <i>Subscriptions and gifts</i> . . . . .	58	0,0
Forsikringspremie <i>Insurance costs</i> . . . . .	304	0,2
Garanti- og servicekostnader <i>Guarantee and service costs</i> . . . . .	-1	
Patent-, lisenskostn. og royalties <i>Patent and licence costs and royalties</i> . . . . .	411	0,2
Diverse driftskostnader <i>Other operating expenses</i> . . . . .	24 120	12,6
Tap ved avgang av anleggsmidler <i>Loss on disposals (sale etc.) of fixed assets</i> . . . . .	333	0,2
Tap på fordringer <i>Losses on accounts receivable</i> . . . . .	-136	-0,1
<b>Driftsresultat <i>Operating profit</i> . . . . .</b>	<b>51 836</b>	<b>27,1</b>

**43.a. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999**(forts.) *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999*

Resultatregnskap <i>Income statement</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Resultatregnskap <i>Income statement</i></b>		
Resultatandel investeringer i deltagerlignende selskaper <i>Share of profits/losses in partnerships</i> . . . . .	1 155	0,6
Renteinntekter fra konsernselskaper <i>Interest received from group companies</i> . . . . .	1 120	0,6
Andre renteinntekter <i>Interest received from others</i> . . . . .	1 226	0,6
Valutagevinst (agio) <i>Surplus on foreign exchange</i> . . . . .	1 282	0,7
Andre finansinntekter <i>Other financial income</i> . . . . .	7 400	3,9
Verdiendring av markedsbaserte finansielle omløpsmidler <i>Change of value of market based liquid assets</i> . . . . .	1 452	0,8
Nedskrivning av finansielle eiendeler <i>Depreciation of financial assets</i> . . . . .	4 495	2,4
Rentekostnadertil foretak i samme konsern <i>Interest paid to group companies</i> . . . . .	3 855	2,0
Annen rentekostnad <i>Other interest expenses</i> . . . . .	3 773	2,0
Valutatap (disagio) <i>Loss on foreign exchange</i> . . . . .	3 743	2,0
Annen finanskostnad <i>Other financial expenses</i> . . . . .	331	0,2
<b>Resultat av finansielle poster <i>Financial items, net</i> . . . . .</b>	<b>-2 562</b>	<b>-1,3</b>
<b>Ordinært resultat før skattekostnad <i>Operating result before taxes</i> . . . . .</b>	<b>49 274</b>	<b>25,8</b>
<b>Skattekostnad <i>Taxes</i> . . . . .</b>	<b>31 538</b>	<b>16,5</b>
Betalbar skatt <i>Payable tax</i> . . . . .	23 185	12,1
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i> . . . . .	-	-
Endring utsatt skatt <i>Change in deferred tax</i> . . . . .	8 353	4,4
<b>Ordinært resultat <i>Ordinary result</i> . . . . .</b>	<b>17 736</b>	<b>9,3</b>
Ekstraordinær inntekt <i>Extraordinary income</i> . . . . .	-	-
Ekstraordinære kostnad <i>Extraordinary costs</i> . . . . .	-	-
Skatt på ekstraordinære poster <i>Taxes on extraordinary items</i> . . . . .	-	-
<b>Årsresultat <i>Annual profit</i> . . . . .</b>	<b>17 736</b>	<b>9,3</b>
Overføringer fond for vurderingsforskjeller <i>Transfer fund for assessment differences</i> . . . . .	142	0,1
Overføringer felleseid andelskapital for samvirkeforetak <i>Transfer joint venture capital for co-operative companies</i> . . . . .	-	-
Avsatt til utbytte/renter grunnfondsbevis. <sup>4</sup> <i>Proposed dividends/interest on primary capital certificate</i> <sup>4</sup> . . . . .	10 138	5,3
Konsernbidrag (-mottatt) <i>Contribution to group companies (-received)</i> . . . . .	-26	0,0
Aksjonærbidrag (-mottatt) <i>Shareholder contribution (-received)</i> . . . . .	9	0,0
Fondemisjon <i>Capitalization issue</i> . . . . .	199	0,1
Overføring annen egenkapital <i>Transferred other equity</i> . . . . .	7 581	4,0
Tilførte midler <i>Input of capital</i> . . . . .	-	-
Uttak (enkeltmannsforetak/deltagerlignende selskap <i>Take outs/withdrawals (one-man companies/partnerships)</i> . . . . .	-	-
Udekket tap <i>Uncovered losses</i> . . . . .	-307	-0,2

<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.* <sup>4</sup> Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. *Includes transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head office.* <sup>5</sup> Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.* <sup>6</sup> Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

**43.b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999**  
*Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999*

Balanse <i>Balance sheet</i>	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Eiendeler Assets</b>				
<b>Anleggsmidler Fixed assets</b>	<b>316 218</b>	<b>87,4</b>	<b>355 355</b>	<b>82,4</b>
Forskning og utvikling <i>Research and development</i>	3 948	1,1	4 406	1,0
Konsesjoner, patenter o.l. <i>Licenses, patents and similar rights</i>	4 213	1,2	5 679	1,3
Utsatt skattefordel <i>Deferred tax asset</i>	804	0,2	1 066	0,2
Goodwill <i>Goodwill</i>	55	0,0	51	0,0
Forretningsbygg <i>Commercial buildings</i>	959	0,3	896	0,0
Bygg og anlegg, hotell o.l. <sup>5</sup> <i>Building(excl. dwellings)<sup>5</sup></i>	166 453	46,0	209 993	48,7
Anlegg under utførelse <i>Plant under construction</i>	55 440	15,3	37 907	8,8
Tomter og andre grunnarealer <i>Land and other real property</i>	565	0,2	562	0,1
Boliger (inkl. boligtomter) <i>Dwellings (incl. sites)</i>	158	0,0	139	0,0
Personbiler, maskiner, inventar mv. <i>Cars, machinery and equipment</i>	7 174	2,0	4 710	1,1
Skip, rigger mv. <i>Ships, rigs etc.</i>	110	0,0	88	0,0
Fly, helikopter mv. <i>Aircraft, helicopters etc.</i>	-	-	-	-
Vare- og lastebiler, busser mv. <i>Vans, lorries, busses etc.</i>	-	-	-	-
Kontormaskiner o.l. <i>Office machines etc.</i>	20	0,0	112	0,0
Andre driftsmidler <i>Other fixed assets</i>	201	0,1	174	0,0
Investeringer i datter- og konsernselskaper <i>Investments in group companies/subsidiaries</i>	55 799	15,4	74 253	17,2
Lån til foretak i samme konsern <i>Loans to group companies</i>	5 870	1,6	4 642	1,1
Investeringer i tilknyttede selskap <i>Investments in associated companies</i>	2 708	0,7	3 787	0,9
Lån til tilknyttede selskap og felles kontrollert virksomhet <i>Loans to associated companies and joint ventures</i>	-	-	-	-
Investeringer i aksjer, andeler og verdipapirfondsandeler <i>Investments in shares and security funds</i>	3 534	1,0	420	0,1
Obligasjoner <i>Bonds</i>	4	0,0	4	0,0
Fordringer på eiere, styremedlemmer o.l. og ansatte <i>Receivables from owners, board members etc. and employees</i>	530	0,1	475	0,1
Andre fordringer <i>Other receivables</i>	7 671	2,1	5 991	1,4
<b>Omløpsmidler Current assets</b>	<b>45 537</b>	<b>12,6</b>	<b>76 107</b>	<b>17,6</b>
Varelager <i>Stock of goods</i>	4 086	1,1	5 490	1,3
Kundefordringer, inkl. i samme konsern <i>Accounts receivable from customers</i>	15 799	4,4	31 536	7,3
Opptjent, ikke fakturert driftsinntekt <i>Earned, not invoiced operating income</i>	436	0,1	362	0,1
Andre fordringer på selskap i samme konsern <i>Other receivables from group companies</i>	17 213	4,8	23 371	5,4
Andre kortsiktige fordringer <i>Other short-term receivables</i>	5 949	1,6	9 366	2,2
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>	137	0,0	250	0,1
Markedsbaserte obligasjoner og sertifikater mv. <i>Bonds and certificates, market based</i>	-	-	-	-
Andre obligasjoner og sertifikater <i>Other bonds and certificates</i>	727	0,2	3 262	0,8
Andre finansielle instrumenter <i>Other financial current assets</i>	-	-	-	-
Kasse og innskudd i bank <i>Cash in hand and bank account</i>	1 191	0,3	2 470	0,6
<b>Sum eiendeler Total assets</b>	<b>361 755</b>	<b>100,0</b>	<b>431 462</b>	<b>100,0</b>

**43.b. Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. 1999**(forts.) *Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. 1999*

Balanse <i>Balance sheet</i>	Pr. 01.01.		Pr. 31.12.	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>	Millioner kroner <i>Million NOK</i>	Prosent <i>Per cent</i>
<b>Gjeld og egenkapital <i>Liabilities and equity</i></b>				
<b>Egenkapital <i>Equity</i></b> .....	<b>96 673</b>	<b>26,7</b>	<b>116 444</b>	<b>27,0</b>
<b>Innskutt egenkapital <i>Invested equity</i></b>				
Aksjekapital/Egenkapital andre foretak <i>Share capital and the like</i> .....	13 090	3,6	12 118	2,8
Eqne aksjer, felleseid andelskapital <i>Own shares, co-operative capital</i> .....	-	-	-	-
Overkursfond <i>Share premium reserve</i> .....	5 291	1,5	21 443	5,0
<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 deltagerlignende selskap <i>Fund for assessment differences, other companies</i> .....	204	0,1	346	0,1
Annen egenkapital <sup>6</sup> <i>Other equity<sup>6</sup></i> .....	82 161	22,7	86 917	20,1
Udekker tap <i>Uncovered losses</i> .....	-4 073	-1,1	-4 380	-1,0
<b>Langsiktig gjeld <i>Long-term liabilities</i></b> .....	<b>202 917</b>	<b>56,1</b>	<b>219 371</b>	<b>50,8</b>
Pensjonsforpliktelser <i>Provisions for pensions</i> .....	622	0,2	869	0,2
Utsatt skatt <i>Deferred tax</i> .....	75 173	20,8	83 447	19,3
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i> .....	-	-	-	-
Andre avsetninger og forpliktelser <i>Other appropriations and liabilities</i> .....	10 427	2,9	10 547	2,4
Konvertible lån <i>Convertible loans</i> .....	29 739	8,2	33 143	7,7
Obligasjonslån <i>Bond loans</i> .....	6 320	1,7	6 649	1,5
Gjeld til kredittinstitusjoner <i>Loans to credit institutions</i> .....	4 119	1,1	6 736	1,6
Gjeld til selskap i samme konsern <i>Payable to group companies</i> .....	59 241	16,4	68 789	15,9
Stille interessentinnskudd, ansvarlig lånekapital <i>Liabile loan capital and the like</i> .....	1 512	0,4	1 594	0,4
Annen langsiktig gjeld <i>Other long-term liabilities</i> .....	15 762	4,4	7 597	1,8
<b>Kortsiktig gjeld <i>Short-term liabilities</i></b> .....	<b>62 165</b>	<b>17,2</b>	<b>95 647</b>	<b>22,2</b>
Konvertible lån <i>Convertible loans</i> .....	-	-	-	-
Sertifikatlån <i>Certificate loans</i> .....	350	0,1	4 386	1,0
Kassekreditt <i>Bank overdraft</i> .....	1 040	0,3	1 846	0,4
Leverandørgjeld <i>Accounts payable to suppliers</i> .....	14 266	3,9	23 300	5,4
Betalbar skatt, ikke utlignet <i>Payable tax, not yet assessed</i> .....	3 415	0,9	14 632	3,4
Betalbar skatt, utlignet <i>Payable tax, assessed</i> .....	131	0,0	166	0,0
Refusjon skatt etter skatteloven <i>Tax refund</i> .....	-	-	-	-
Skattetrekk og andre trekk <i>Unpaid payroll taxes</i> .....	646	0,2	657	0,2
Skyldig merverdiavgift <i>Unpaid value added tax (VAT)</i> .....	170	0,0	226	0,1
Skyldig arbeidsgiveravgift <i>Unpaid national insurance premium</i> .....	385	0,1	402	0,1
Andre offentlige avgifter <i>Other indirect taxes</i> .....	648	0,2	657	0,2
Avsatt utbytte <i>Provisions for dividend</i> .....	5 107	1,4	8 830	2,0
Forskudd fra kunder <i>Advances from customers</i> .....	95	0,0	95	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> .....	12 387	3,4	16 468	3,8
Lønn, feriepenger ol. <i>Accrued, not due wages and salaries</i> .....	1 065	0,3	595	0,1
Påløpt rente <i>Accrued, not due interest</i> .....	793	0,2	928	0,2
Uopptjent inntekt <i>Deferred income</i> .....	-	-	14	0,0
Avsetninger for forpliktelser <i>Allocations for liabilities</i> .....	460	0,1	889	0,2
Annen kortsiktig gjeld <i>Other short-term liabilities</i> .....	21 206	5,9	21 554	5,0
<b>Sum gjeld og egenkapital <i>Total liabilities and equity</i></b> .....	<b>361 755</b>	<b>100,0</b>	<b>431 462</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> Medregnet royalty. *Includes royalty.* <sup>3</sup> Medregnet mellomværende mellom rettighetshaverne på samme lisens. *Includes inter-income in licensees on the same license.* <sup>4</sup> Medregnet overføringer fra norsk filial av utenlandsk aksjeselskap til selskapets hovedkontor. *Includes transfers from the Norwegian branch of a foreign company to the head office.* <sup>5</sup> Her er ført produksjonsutstyr mv. for felt i produksjon. *Includes production equipment for fields in production.* <sup>6</sup> Medregnet egenkapital i filialer av utenlandske aksjeselskaper. *Includes equity in the Norwegian branch of a foreign company.*  
**Mer informasjon:** Seksjon for utenrikshandel, energi og industristatistikk. **More information:** Division for External Trade, Energy and Industrial Production Statistics.

**44. Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup>. Identiske foretak. 1998 og 1999**  
*Background figures for return on capital for licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>. Identical enterprises. 1998 and 1999*

År Year	Egenkapitalrentabilitet Return on equity		Totalrentabilitet Return on total assets				Gjennomsnittlig gjeldsrente Average interest on liabilities	Gjeldsgrad Liabilities in proportion to equity	Driftskapitalrentabilitet Return on operating assets	Finanskapitalrentabilitet Return on financial assets	Driftskapitalandel Operating assets ratio
	Etter skatt After taxes	Før skatt Before taxes	Før skatt Before taxes	Driftsresultat Operating profit	Bidrag fra Contribution from	Øvrige finansielle poster Other financial items					
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Prosent Per cent								Prosent Per cent		
1998	16,2	31,0	10,5	10,2	1,1	-0,8	2,7	2,6	13,9	4,2	0,74
1999	16,6	46,2	14,3	13,1			2,6	2,7	17,9		0,73
	I prosent av driftsinntekter In per cent of operating income					Omløpshastighet for driftskapital Turnover for operating assets					
	Vareforbruk Cost of goods	Lønnskostnader Compensation of employees	Øvrige driftskostnader Other operating expenses	Av- og nedskrivninger Depreciation	Driftsresultat Operating profit	I alt Total	Anleggsmidler Fixed assets	Omløpsmidler Current assets	Kundefordringer Accounts receivable from customers	Varelager Stock of goods	
	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	
	Prosent Per cent										
1998	26,8	11,3	25,8	14,7	21,5	0,65	0,73	5,89	8,48	10,54	
1999	29,5	9,3	20,1	14,1	27,1	0,66	0,76	5,24	7,52	11,77	

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

**45. Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel<sup>1</sup> etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1999**  
*Licensees on the Norwegian Continental Shelf<sup>1</sup>, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1999*

År Year	Totalrentabilitet. Prosent Return on total assets. Per cent									
	I alt Total	< 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	40,0-	
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	-	

	Egenkapitalandel. Prosent Equity ratio. Per cent									
	I alt Total	< 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	40,0-	
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	

<sup>1</sup> Ikke medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. *Not included the state's direct financial interest.*

**Mer informasjon:** Seksjon for energi- og industristatistikk. **More information:** Division for Energy and Industrial Production Statistics.

# Statistisk behandling av oljevirksomheten

## 1. Nasjonal avgrensning

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

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

### 1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

### 1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

### 1.3. Grensefelt

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

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

## 2. Næringsklassifisering

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **SN-nr. 714 Rørtransport**

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

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

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende

grupper i henhold til SN (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

#### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

#### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

#### NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende

grupper i henhold til NACE (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsyningstjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

## 3. Statistiske enheter

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

### 3.1. Foretak

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

Rettighetshavere brukes som betegnelse på et foretak som har eierandeler i en eller flere 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 ikke-ferdigstilte plattformer/moduler (varer under arbeid), også kostnader som påløper i utlandet.

### 4.2. Eksport

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

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

### 4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

#### Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

#### Inntekt av 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 produksjons bedriftene på kontinentalsokkelen enten som vareinnsats eller som verdi av egne investeringsarbeider.

**Beregnet inntekt for grensefelt**

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

**Verdi av egne investeringsarbeider**

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

**4.4. Vareinnsats**

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

**4.5. Bearbeidingsverdi**

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

**4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris**

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

# The statistical treatment of the oil activity

## 1. National border

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

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

### 1.1. Nationality of drilling platforms

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

### 1.2. Pipelines

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

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

### 1.3. Border areas

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

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

## 2. Industrial classification

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**NACE no. 60.30 Transport via Pipelines**

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

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

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

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

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

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

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

**3. Statistical units**

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

**3.1. Enterprise**

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

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

### 3.2. Establishment

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

### 3.3. Ancillary units

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

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

## 4. Characteristics

### 4.1. Investment

#### Content

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

### Periodisation

Accrued investments costs measure the current use of resources on one project. This includes the cost of unfinished platforms/modules (work in process), also costs accrued abroad.

### 4.2. Exports

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

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

### 4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

#### Value of produced oil and gas

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

#### Contract work

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

**Calculated production value from ancillary units**

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

**Calculated income from border areas**

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

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

treated as exports of services from Norway to Great Britain.

**Own-account investment work**

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

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

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

**4.5. Value added**

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

**4.6. Value added at factor prices**

Value added at market prices less royalty.

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

Ved angivelse av mengder råolje og naturgass nyttes vanligvis enhetene fra SI-systemet (det internasjonale enhetssystemet). Pga. tradisjoner og praktiske forhold har imidlertid andre enheter også en sterk posisjon innenfor petroleumsindustrien. Oljeselskaperne 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 reasons the petroleum industry also makes use of other units. The oil companies often report volumes of crude oil and natural gas in barrels and cubic feet,

respectively. The SI system recommends the use of cubic metre.

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

**Units commonly used:**

*Crude oil:*

Barrel

*Crude oil and natural gas:*

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

*Natural gas:*

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

Standard cubic foot

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

*Natural gas:*

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

*Crude oil:*

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

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

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

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

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

## 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
	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.
6699	Reparasjon og vedlikehold	Maintenance/cost of repairs
6995	Kontorkostnad, telefon, porto mv.	Office appliances, accessories, teleph. and postage
7000+7040+7095	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
7400	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	Diverse driftskostnader	Other operating expenses
6700+7700		
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
8000	Resultatandel invest. i deltagerlign. selskap	Share of profits/losses 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
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
8900	Overføringer fond for vurderingsforskjeller	Transfer fund for assessment differences
8910	Overf. felleseid andelskap. for samvirkefor.	Transfer joint venture capital for co-operative companies
8920	Avsatt utbytte/renter grunnfondsbevis	Proposed dividends/Interest on primary capital certificate
8930	Konsernbidrag	Contribution to group companies
8940	Aksjonærbidrag	Shareholder contribution
8950	Fondsemissjon	Capitalization issue
8960	Overføring annen egenkapital	Transfer other equity
8970	Tilførte midler	Input of capital
8980	Uttak (enkeltmannsforetak/deltagerlign. selsk.)	Take outs/withdrawals(one-man companies/partnerships)
8990	Udekket tap	Uncovered losses
	<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
	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	Pensjonsforpliktelser		Provisions for pensions
2120	Utsatt skatt		Deferred tax
2160	Uopptjent inntekt		Deferred income
2180	Andre avsetninger og forpliktelser		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, feriepenger o.l.		Accrued, not due wages and salaries
2950	Påløpt rente		Accrued, not due interest
2970	Uopptjent inntekt		Deferred income
2980	Avsetninger for forpliktelser		Allocations for liabilities
2990	Annen kortsiktig gjeld		Other short-term liabilities
9650	Sum gjeld og egenkapital		Total liabilities and equity

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

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

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

$$\text{Egenkapitalandel} = \frac{\text{Egenkapital<sup>1</sup> pr. 31.12. (post 9450)}}{\text{Sum gjeld og egenkapital pr. 31.12. (post 9650)}} \cdot 100$$

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

**Bakgrunnstall**

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

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

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

**Bidrag fra**

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

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

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

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

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

**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+7800-3800-8300-8600-8310-8920-8930-8940)
Egenkapital tilført utenfra	=	Økning i egenkapital ikke forklart i resultatregnskapet ((økning fra 1.1. til 31.12. for post 9450) - (post 9200-8920-8930-8940))
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 9350-9500)

**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.

**Sammenhenger**

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

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

$$\text{Return on total assets} = \frac{\text{Ordinary profit before taxes + interest paid (item 9100+8130+8150)}}{\text{Average total assets (item 9400)}} \cdot 100$$

$$\text{Return on equity} = \frac{\text{Ordinary Profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

$$\text{Equity ratio} = \frac{\text{Equity}^1 \text{ at 31 Dec. (item 9450)}}{\text{Total liabilities and equity at 31 Dec. (item 9650)}} \cdot 100$$

$$\text{Current ratio} = \frac{\text{Current assets at 31 Dec. (item 9350)}}{\text{Short-term liabilities at 31 Dec. (item 9550)}}$$

**Background figures**

$$\text{A. Return on equity} = \frac{\text{Ordinary profit(item 9150)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

$$\text{B. Return on equity before taxes} = \frac{\text{Ordinary profit before taxes (item 9100)}}{\text{Average equity (item 9450)}} \cdot 100$$

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

**Contribution from**

$$\text{D. Operating profit} = \frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average total assets (item 9400)}} \cdot 100$$

$$\text{G. Average interest on liabilities} = \frac{\text{Interest paid (item 8130+8150)}}{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}} \cdot 100$$

$$\text{H. Liabilities in proportion to equity} = \frac{\text{Average liabilities (item 9500+9550)}}{\text{Average equity (item 9450)}}$$

$$\text{I. Return of operating assets} = \frac{\text{Operating profit (item 9050)}}{\text{Average operating assets (item 1000+...+1290+1400+1500+1530+1570)}} \cdot 100$$

$$\text{K. Operating assets ratio} = \frac{\text{Average operating assets (item 1000+...+1290+1400+1500+1530+1570)}}{\text{Average total liabilities and equity (item 9650)}}$$

**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+7800-3800-8300-8600-8310-8920-8930-8940)
Externally supplied equity	=	Increase in equity not accounted for in the income statement ((increase from 1 Jan. to 31 Dec. for item 9450)-(item 9200-8920-8930-8940))
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**

$B = C + (C - G) \cdot H$   $C = D + E + F$   $D = I \cdot K$   $E = J \cdot (1 - K)$   $I = P \cdot Q$   $P = 100 - (L + M + N + O)$   $Q = 1$



## Tidligere utgitt på emneområdet

### *Previously issued on the subject*

#### **Norges offisielle statistikk (NOS)**

- C 600 Statistisk årbok 2000  
C 619 Elektrisitetsstatistikk 1998  
C 595 Energistatistikk 1998

#### **Rapporter (RAPP)**

- 99/24 T. Bye, J. Larsson og Ø. Døhl: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer: Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting.  
00/1 K. Flugsrud, E. Gjerald, G. Haakonsen m.fl.: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants.  
00/7 Å. Cappelen og R. Choudhury: The Future of the Saudi Arabian Economy. Possible Effects on the World Oil Market.  
00/13 K. Rypdal og L.C. Zhang. Uncertainties in the Norwegian Greenhouse Gas Emission Inventory.  
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.

#### **Statistiske analyser (SA)**

- 30 Natural Resources and the Environment 1999  
34 Naturressurser og miljø 2000

#### **Discussion Papers (DP)**

- 181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Gains from Cartelisation in the Oil Market.  
210 T. Eika og K. A. Magnussen: Did Norway Gain from the 1979-85 Oil Price Shock?  
245 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Optimal Oil Exploration under Climate Treaties.  
248 M. Søberg: Asymmetric Information and International Tradable Quota Treaties; An experimental evaluation.  
255 B. Halvorsen og B. M. Larsen: Changes in the Pattern of Household Electricity Demand over time.

- 258 L. Lindholt: Beyond Kyoto: CO<sub>2</sub> permit prices and the markets for fossil fuels.  
261 B. Bye og K. Nyborg: The Welfare Effects of Carbon Policies: Grandfathered Quotas versus Differentiated Taxes.  
267 S. Kverndokk, L. Lindholt og K.E. Rosendahl: Stabilisation of CO<sub>2</sub> 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.

#### **Notater**

- 97/34 P. E. Gjedtjernet: Inntekts- og formuesundersøkelser for selskaper skattlagt med hjemmel i petroleumsskatteloven for årene 1991, 1992 og 1993. Dokumentasjon.  
97/37 Kristian Gimmig: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift.  
98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: Inter-temporal optimering og adferdssimulering.  
98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020.  
99/7 M. Søberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandel.  
00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energibruk.  
00/16 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.

#### **Documents**

- 98/14 S. Holtskog: Energy Use and Emissions to Air in China: A comparative Literature Study.  
99/4 K. Rypdal og B. Tornsjø: Construction of Environmental Pressure Information System (EPIS) for the Norwegian Offshore Oil and Gas Production.

#### **Sosiale og økonomiske studier**

- 99 K. E. Rosendahl: Social Costs of Air Pollution and Fossil Fuel Use - A Macro economic Approach.  
102 T. Bye, M. Hoel og S. Strøm: Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner.

## De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

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

- C 639 Dødsårsaker 1997 *Causes of Death 1997*. 2001. 96s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4886-8
- C 640 Sosialhjelp og barnevern 1999 *Social Assistance and Child Welfare Statistics 1999*. 2001. 60s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4897-3
- C 641 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 2001. Tillegg til Månedstatistikk over utenrikshandelen 2001. 2001. 188s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4898-1
- C 642 Jordbruksstatistikk 1999 *Agricultural Statistics 1999*. 2001. 122s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4905-8
- C 643 Commodity List External Trade 2001. Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 2001. 2001. 153s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4906-6
- C 644 Kriminalstatistikk 1998 *Crime Statistics 1998*. 2001. 116s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4909-0
- C 645 Den individbaserte utdanningsstatistikken. Dokumentasjon 2000. 2001. 36s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4910-4
- C 646 Barnehager 1999 *Kindergartens 1999*. 2001. 56s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4911-2
- C 647 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2000. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3<sup>rd</sup> Quarter 2000. Statistics and Analysis*. 2001. 110s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4914-7
- C 648 Skogstatistikk 1999 *Forestry Statistics 1999*. 2001. 71s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4915-5
- C 649 Inntektsstatistikk for personer og familier 1993-1998 *Income Statistics for Persons and Families 1993-1998*. 2001. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4917-1
- C 650 Industristatistikk 1998. Næringstall *Manufacturing Statistics 1998. Industrial Figures*. 2001. 138s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4923-6
- C 651 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2000. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4<sup>th</sup> Quarter 2000. Statistics and Analysis*. 2001. 79s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4926-0
- C 652 Jordbrukstelling 1999. Vestfold. 2001. 85s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4931-7
- C 653 Jordbrukstelling 1999. Buskerud. 2001. 94s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4932-5
- C 654 Jordbrukstelling 1999. Telemark. 2001. 87s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4933-3
- C 655 Jordbrukstelling 1999. Hedmark. 2001. 95s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4934-1
- C 656 Jordbrukstelling 1999. Oppland. 2001. 107s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4936-8
- C 657 Jordbrukstelling 1999. Østfold. 2001. 88s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4937-6
- C 658 Jordbrukstelling 1999. Rogaland. 2001. 103s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4938-4
- C 659 Jordbrukstelling 1999. Nord-Trøndelag. 2001. 95s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4939-2
- C 660 Jordbrukstelling 1999. Akershus og Oslo. 2001. 94s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4940-6
- C 661 Jordbrukstelling 1999. Møre og Romsdal. 2001. 121s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4941-4
- C 662 Jordbrukstelling 1999. Vest-Agder. 2001. 81s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4942-2
- C 663 Jordbrukstelling 1999. Aust-Agder. 2001. 84s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4943-0
- C 664 Jordbrukstelling 1999. Nordland. 2001. 117s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4944-9
- C 665 Jordbrukstelling 1999. Sør-Trøndelag. 2001. 96s. 50 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4945-7
- C 671 Statistisk årbok 2001. 2001. 543s. 260 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4959-7
- C 674 Sjølvmeldingsstatistikk 1999 *Tax Return Statistics 1999*. 2001. 77s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4972-4
- C 675 Utenrikshandelen 2000 *External Trade 2000*. 2001. 150s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4973-2