



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

**Oil and Gas Activity**  
**4th 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, mars 2002  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen, vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537-5039-0  
ISSN 0802-0477

### Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Kopisenteret, SSB/[Opplag]

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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 18. februar 2002.

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

Statistisk sentralbyrå,  
Oslo/Kongsvinger, 18. februar 2002.

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 18 February 2002.

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

Statistics Norway,  
Oslo/Kongsvinger, 18 February 2002

Svein Longva

---

Olav Ljones

# Innhold

---

<b>Figurregister .....</b>	<b>7</b>
<b>Tabellregister.....</b>	<b>7</b>
<b>Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2001</b>	
1. Hovedpunkter.....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen.....	14
4. Markedet.....	16
5. Mer informasjon.....	18
Engelsk tekst.....	19
<b>Tabelldel.....</b>	<b>20</b>
<b>Statistisk behandling av oljevirkomheten.....</b>	
1. Nasjonal avgrensing.....	67
2. Næringsklassifisering.....	67
3. Statistiske enheter.....	68
4. Kjennermerker.....	69
<b>Engelsk tekst.....</b>	<b>71</b>
<b>Vedlegg</b>	
A. Måleenheter.....	75
<b>Tidligere utgitt på emneområdet.....</b>	<b>77</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk.....</b>	<b>78</b>

---

---

# Contents

---

<b>List of tables</b> .....	<b>9</b>
<b>Oil activity 4th quarter 2001 (in Norwegian only)</b> .....	<b>11</b>
<b>Level of investments maintained</b> .....	<b>19</b>
<b>Further information</b> .....	<b>19</b>
<b>Tables</b> .....	<b>20</b>
<b>The statistical treatment of the oil activity</b> .....	<b>71</b>
1. National border.....	71
2. Industrial classification.....	71
3. Statistical units.....	72
4. Characteristics .....	73
<b>Appendices</b>	
A. Units of measurement .....	75
<b>Previously issued on the subject</b> .....	<b>77</b>
<b>Recent publications in the series Official Statistics of Norway</b> .....	<b>78</b>

---

# Figurregister

1.	Anslag for 1999, 2000, 2001 og 2002 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr.....	11
2.	Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2000, 2001 og 2002 og oljeprisen.....	12
3.	Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner.....	12
4.	Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-3.kv.2001 .....	12
5.	Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 3.kv.2001. Tusen kroner .....	13
6.	Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner.....	13
7.	Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Desember. 1992-2001. 1000 tonn.....	14
8.	Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Desember. 1998 - 2001. 1000 tonn ....	14
9.	Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Desember 2001. 1000 tonn. ....	15
10.	Samlet produksjon av naturgass. Januar - Desember. 1992 - 2001. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	15
11.	Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Desember 2001. 1000 Sm <sup>3</sup> .....	15
12.	Prisutvikling for Brent Blend. 1999 - 2002. Dollar per fat.....	18

# Tabellregister

## Feltoversikter

1.	Felt i produksjon. 31. januar 2001 .....	20
2.	Felt under utbygging. 31. januar 2001 .....	26
3.	Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000 .....	28

## Investeringer i alt

4.	Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr .....	30
----	--	----

## Letevirksomhet

5.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr .....	31
6.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2001. Mill.kr .....	32
7.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Mill.kr .....	33
8.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 2000 - 3. kvartal 2001. Mill.kr .....	33
9.	Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2002 .....	34
10.	Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2001. Mill.kr .....	35
11.	Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001 .....	36
12.	Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001 .....	36
13.	Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2001. ....	37
14.	Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1987-2001. 1 000 GBP/dag .....	38

## Feltutbygging og felt i drift

15.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-2000. Millioner kroner .....	39
16.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2001. Millioner kroner .....	39
17.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3.kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Millioner kroner .....	40
18.	Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2002 .....	41
19.	Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2000. ....	41
20.	Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging. 1996-2001. Mill.kr. ....	42
20.	Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet. 1996-2001. Millioner kroner. ....	42
20.	Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet. 1996-2001. Prosent. ....	43
21.	Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-2000. Mill.kr .....	43
22.	Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Mill.kr .....	44

**Produksjon**

23. Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn. ....	45
24. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm <sup>3</sup> .....	50

**Eksport**

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2001 .....	54
26. Eksport av norskprodusert naturgass1. Kvartal. 1981 - 2001 .....	54
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2001 .....	55
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 2000 - 4. kvartal 2001 .....	56
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 1. kvartal 2000-4. kvartal 2001 .....	57
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler. Reviderte tall. 1999-2000 .....	58
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. 1 000 tonn .....	59

**Priser**

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1992-2002. 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. Fraktindekser1 for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2001 .....	64

**Internasjonale markedsforhold**

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1998-2002 .....	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

**Tabeller ikke med i dette heftet**

	Sist publisert	Neste publisering
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1995-1999	4/00	1/02
Vareinnsats for felt i drift. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	1/02
Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	1/02
Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	4/00	1/02
Hovedtall for rørtransport. 1995-1999. Mill. kr.	4/00	1/02
Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1999	4/00	1/02
Ikke operatørkostnader 1994-1999. Mill. kr.	4/00	1/02
Sysselsetting i utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998.	4/00	1/02
Nøkkeltall for rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel. 1987-1999	1/01	1/02
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1998 og 1999.	1/01	1/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1995-1998	1/01	1/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999	1/01	1/02
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999	1/01	1/02
Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak . 1998 og 1999	1/01	1/02
Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1999	1/01	1/02
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2000	2/01	2/02
Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd pr. 31. desember 2000	2/01	2/02
Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 2000	2/01	2/02
Opprinnelige petroleumsreserver i felt der produksjonen er avsluttet 31. desember 2000	2/01	2/02
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 30. september 2001	2/01	2/02
Funn på norsk kontinentalsokkel 2000	2/01	2/02
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entrepenøransatte på faste innretninger. 1996-2000	2/01	2/02
Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-2000	2/01	2/02



# List of tables

---

## Survey of fields

1. Fields in production. 31 January 2001 .....	20
2. Fields under development. 31 January 2001 .....	26
3. Licensees on fields on stream and under development. 31 December 2000 .....	28

---

## Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001. Million NOK .....	30
--	----

---

## Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	31
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. Million NOK .....	32
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK .....	33
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 2000 - Q3 2001. Million NOK .....	33
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2002 .....	34
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2001. Million NOK .....	35
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001 .....	36
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001 .....	36
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2001. ....	37
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2001. 1 000 GBP/day .....	38

---

## Field development and field on stream

15. Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	39
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2001. Million NOK .....	39
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK .....	40
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2002 .....	41
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2000. ....	41
20. Commodity and service costs. Field development. 1996-2001. Million NOK. ....	42
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-2000. Million NOK .....	43
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK .....	44

---

## Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes. ....	45
24. Natural gas production by field. Million Sm <sup>3</sup> .....	50

---

## Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2001 .....	54
26. Exports of Norwegian produced natural gas <sup>1</sup> . Quarterly. 1981-2001 .....	54
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2001. ....	55
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 2000 - Q4 2001 .....	56
29. Exports of Norwegian produced natural gas . By destination. Q1 2000-Q4 2001 .....	57
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1999-2000 .....	58
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 4 1999 - Q 4 2001. 1 000 tonnes .....	59

---

## Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1992-2002. 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 <sup>1</sup> for crude carriers by size. 1976 - 2001 .....	64

**International oil markets**

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1998-2002 ..... 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

**Tables not published in this issue**

	Last publ- ished	Next publ- ishing
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1995-1999	4/00	1/02
Intermediate consumption for fields on stream. 1995-1999. Million NOK	4/00	1/02
Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999	4/00	1/02
Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999.	4/00	1/02
Principal figures for transportation via pipelines. 1995-1999. Million NOK	4/00	1/02
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1999	4/00	1/02
Non-Operator costs 1994-1999. Million NOK	4/00	1/02
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-1998	4/00	1/02
Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1999	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, including the state's direct financial interest. 1998 and 1999.	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1995-1998	1/01	1/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999. Identical enterprises 1998 and 1999.	1/01	1/02
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999.	1/01	1/02
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1998 and 1999.	1/01	1/02
Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1999	1/01	1/02
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2000	2/01	2/02
Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 2000	2/01	2/02
Petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf not yet appraised per 31 December 2000	2/01	2/02
Petroleum reserves in abandoned fields per 31 December 2000	2/01	2/02
Areas with production licences as of 30 September 2001	2/01	2/02
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 2000	2/01	2/02
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors, 1996-2000	2/01	2/02
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-2000	2/01	2/02

## 1. Hovedpunkter

De siste månedene av 2001 falt oljeprisen som følge av terroranslaget mot USA. På tross av dette er det ingen tendens til endret investeringsstrategi fra oljeselskaperne side. De anslåtte investeringene til oljevirksomheten i 2001 ser nå ut til å bli ca. 57 milliarder kroner. Dette er en økning på 6,1 prosent sammenlignet med endelige investeringer i 2000.

### Anslag 2001

De totale investeringene i olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport for 2001 er nå anslått til 56,9 milliarder kroner. Dette representerer en økning i anslagene på 0,6 milliarder kroner, eller 1,1%, fra 3. kvartal i 2001. Anslagene for 2001 ligger nå 3,3 milliarder over de endelige investeringstallene for 2000. Signaler fra oljeselskaperne indikerer at investeringsprogrammene ikke vil bli endret før oljeprisen eventuelt faller under 14 dollar per fat.

Investeringene til letevirksomhet i 2001 er nå anslått til 6,7 milliarder kroner. Anslaget er oppjustert med 0,1 milliarder fra forrige kvartal. Vi må tilbake til 1998 for å finne investeringer på samme nivå. De påløpte investeringene i 3. kvartal var 1,4 milliarder. Det er 13,2 % høyere enn i 3. kvartal 2000.

Investeringene til feltutbygging har til nå hatt en klart fallende tendens. For 2001 forventes nå investeringer i størrelsesorden 20,0 milliarder kroner. Sammenlignet med anslagene gitt i 3. kvartal er dette en nedjustering med 0,7 milliarder, eller 3,5 %. Dersom de endelige investeringene for 2001 skulle bli på dette nivået, er dette en nedgang på 12,1 % sammenlignet med endelige tall for 2000.

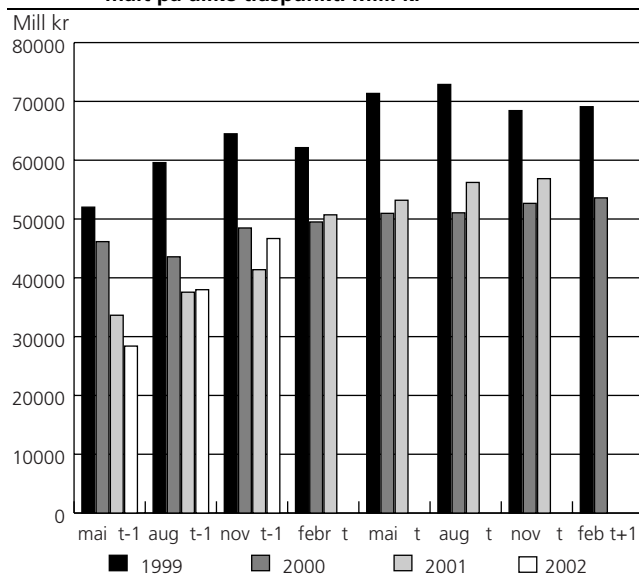
Investeringene til felt i drift for 2001 er nå anslått til 26,9 milliarder kroner. Dette er en svak oppjustering sammenlignet med anslagene for 2001 gitt i forrige kvartal. Nivået for investeringer til felt i drift er høyt sammenlignet med tidligere år. Det er en klar sammenheng mellom den generelle nedgangen i investeringer til feltutbygging, og økningen i investeringer til felt i drift. Nye felt bygges i større og større grad ut i tilknytning til eksisterende infrastruktur. Dermed blir kostnadene ved utbygging lavere, og en større andel av investeringene påløper de allerede eksisterende feltene.

For landvirksomheten og rørtransport er investeringene anslått til hhv. 0,7 og 2,5 milliarder. Dette innebærer en svak oppjustering for landvirksomheten, og en økning på 0,7 milliarder for rørtransport. Dette skyldes delvis bedre rapportering, og delvis økte investeringer.

### Anslag 2002

De totale investeringene for 2002 er nå oppgitt til 46,7 milliarder kroner. Dette anslaget ligger 8,7 milliarder

Figur 1. Anslag for 1999, 2000, 2001 og 2002 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr



over anslaget fra 3. kvartal 2001. Anslaget for 2002 ligger 5,3 milliarder kroner over anslaget for 2001 gitt i 4. kvartal 2000. Dette understreker at investeringsstrategien er uendret. Ut fra tidligere års rapporteringer ser vi at anslagene gitt på dette tidspunktet de siste årene har representert ca. 90 % av de endelige investeringene for året.

Når det gjelder investeringer til letevirksomheten i 2002 er disse nedjustert med 1,8 milliarder fra forrige kvartal, til 5,9 milliarder. Dette anslaget er imidlertid 0,4 milliarder høyere enn anslaget for 2001 gitt i 4. kvartal 2000. Sammenlignet med endelige tall for 2000 er dette en økning på 0,7 milliarder. Normalt er anslagene for letevirksomheten relativt like i 3. og 4. kvartal, for så å falle fra 4. kvartal til 1. kvartal. Dette skyldes budsjetteringsprosessen i næringen. Det er mulig at nedgangen fra 3. til 4. kvartal i år skyldes at budsjettprosessen har kommet lenger i år enn i tidligere år. Anslagene for letevirksomheten som blir gitt i 1. kvartal 2002 vil ha stor betydning for å kunne si noe om utviklingen. I desember 2001 ble den 17. konsesjonsrunden utlyst. Tildelingene i denne runden skjer i mai 2002, og dette kan medføre økte investeringer til leteaktivitet mot slutten av 2002.

Investeringene til feltutbygging er anslått til 14,3 milliarder kroner i 2002. Sammenlignet med tall for 2001 fra 4. kvartal 2000 er dette en nedgang på 1,2 milliarder kroner. Anslaget er oppjustert noe fra forrige kvartal, da anslaget var på 13,2 milliarder kroner. Det er imidlertid mulig at investeringene øker noe, ettersom store utbyggingsprosjekter er i planleggingsfasen. Det gjelder Kristin og Snøhvit. Kristin-feltet ble godkjent for utbygging i desember 2001, og godkjenningen vil kunne medføre noe økning i investeringene i 2002. Snøhvit, som Statoil har søkt om godkjenning av

Plan for Utbygging og Drift (PUD) for, skal opp til debatt i Stortinget til våren. En eventuell godkjenning av dette prosjektet vil neppe føre til store investeringer før i 2003.

Investeringer til felt i drift er nå anslått til hele 24,4 milliarder. Dette er en oppjustering fra 3. kvartal 2001 med hele 8,6 milliarder, eller 54,2 %. Sammenlignet med anslaget for 2001 gitt i 4. kvartal 2000 er dette anslaget hevet med 5,5 milliarder kroner. Økningen i anslagene skjer først og fremst på Haltenbanken, hvor både Kristin og Mikkel skal bygges, men også i andre områder oppjusteres anslagene.

For landvirksomheten og rørtransportsystemer er anslagene hhv. 1,1 og 0,9 milliarder kroner i 2002. Dette er en oppjustering for landvirksomheten som følge av byggingen av et nytt ekstraksjonsanlegg på Kårstø. Anlegget skal være klart til gassleveransene fra Mikkel starter i oktober 2003. For rørtransport er anslagene svakt oppjustert. Investeringsutviklingen her avhenger i stor grad av hva som blir vedtatt når det gjelder Snøhvit-feltet.

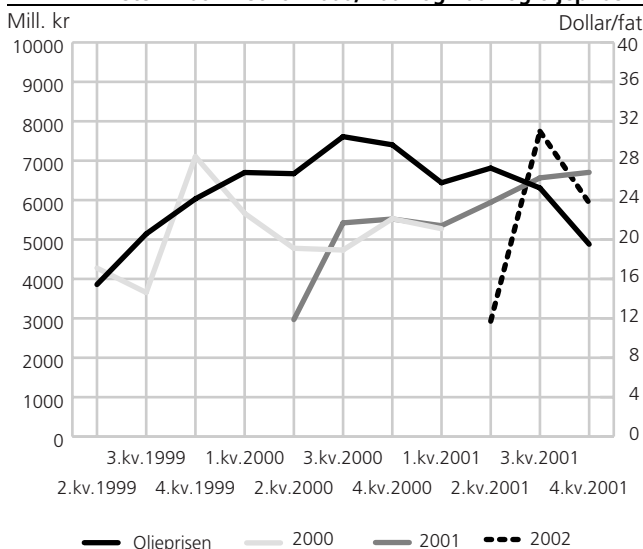
## 2. Investeringer

### 2.1 Leting

#### Anslag for 2001

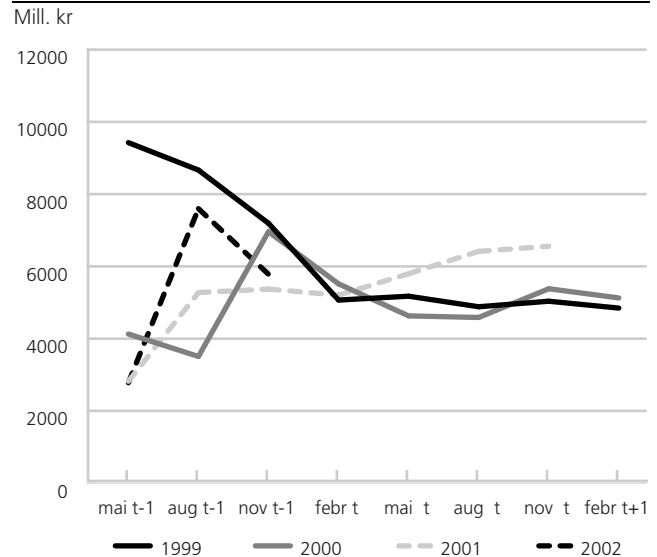
Investeringene til lettevirksomheten er for 2001 anslått til 6,7 milliarder kroner. Dette er en økning på 0,1 milliarder, eller 2,1 prosent, sammenlignet med forrige kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2000 er dette en økning i investeringene med 1,4 milliarder kroner, eller hele 27 prosent.

**Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for lettevirksomhet for 2000, 2001 og 2002 og oljeprisen**

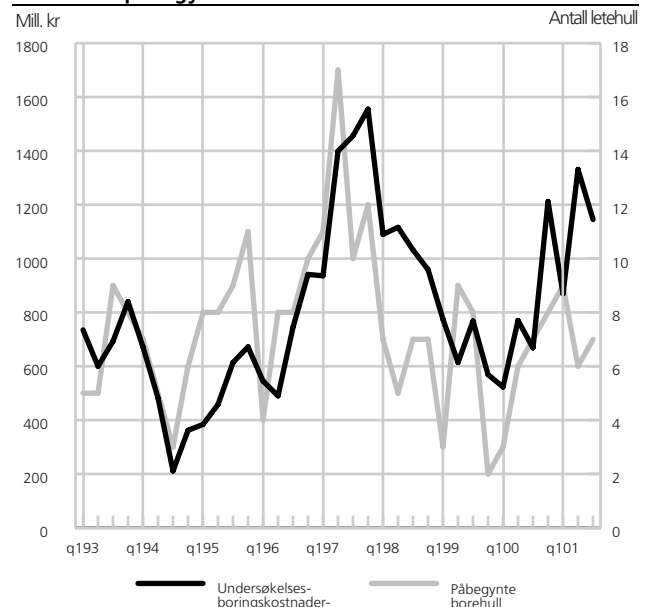


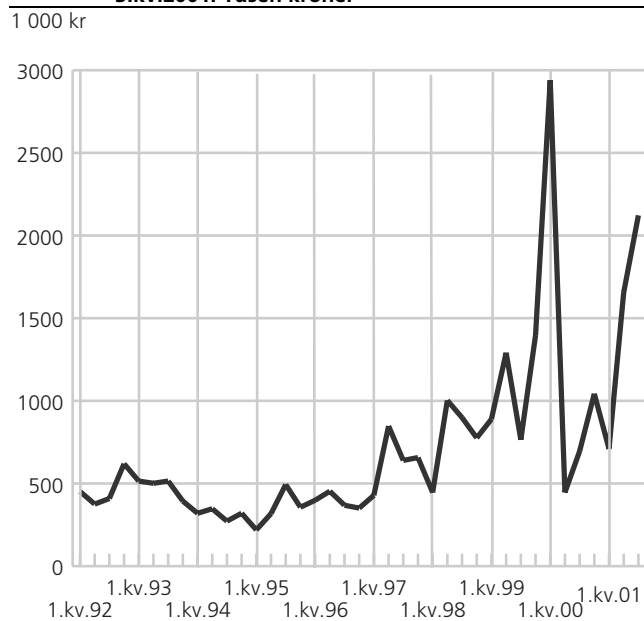
I desember 2001 lyste Olje- og energidepartementet ut blokker til den 17. konsesjonsrunden. Selskapene er gitt frist til 18. mars 2002 til å søke om tildeling av en eller flere av de 32 blokkene, eller deler av blokker, som er utlyst. Tildelingen i 17. konsesjonsrunde skjer i 2. kvartal 2002. Blokker i det såkalte Nordland VI området er ikke inkludert i utlysningen. Regjeringen har her ønsket mer informasjon før den vurderer utvidelse av oljevirksomheten i området.

**Figur 3. Antatte lettekostnader på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner**



**Figur 4. Påløpte kostnader til letteboring (mill. kr) og påbegynte lettehull. 1.kv.1993-3.kv.2001**



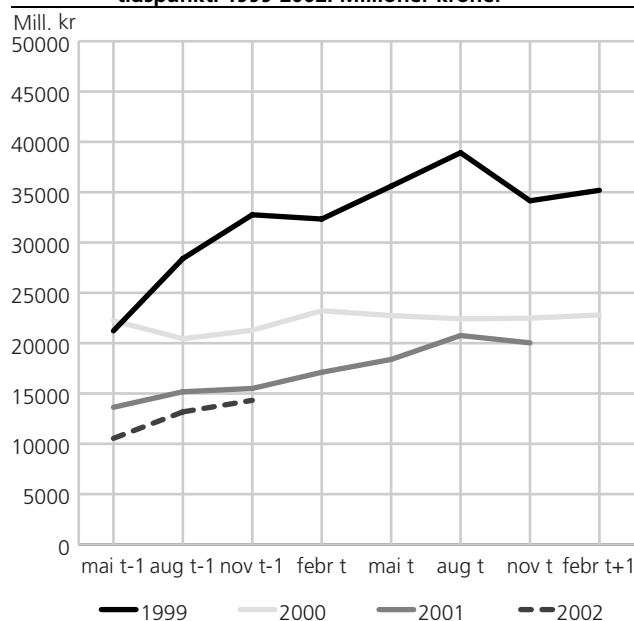
**Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 3.kv.2001. Tusen kroner****Anslag for 2002**

Leteinvesteringene for 2002 er anslått til 5,9 milliarder kroner. Dette er en nedgang i investeringsanslaget med 1,8 milliarder, eller 23,4 prosent sammenlignet med forrige kvartal. Denne nedjusteringen er overraskende stor. Normalt er anslagene for letevirksomheten relativt like i 3. og 4. kvartal, for så å falle fra 4. kvartal til 1. kvartal. Dette skyldes at budsjettprosessen har kommet lenger i år enn i tidligere år. Anslagene for letevirksomheten som blir gitt i 1. kvartal 2002 vil ha stor betydning for å kunne si noe om utviklingen.

Utlysningen av 17. konsesjonsrunde kan komme til å øke investeringene til letevirksomheten noe mot slutten av året. Parallelt med tildelingen av 17. konsesjonsrunde går forhandlingene om fordelingen av de 6,5 prosentene av SDØE som skal selges til Norsk Hydro og de andre aktørene på norsk sokkel. Statoil fikk kjøpt sin andel på 15 prosent våren 2001, før børsnoteringen i juni. Tildelingen av disse eierandelene vil trolig ha liten innflytelse på investeringsnivået i 2002, i og med at salget ikke medfører at nye lisenser bringes inn.

**2.2 Feltutbygging.****Anslag for 2001**

Anslagene for investeringer til feltutbygging i 2001 er nå på 20,0 milliarder kroner. Dette er en nedjustering fra 20,8 milliarder kroner i 3. kvartal 2001. Sammenlignet med endelige tall for 2000 ser investeringene i 2001 til å bli 2,8 milliarder kroner, eller 12,1 prosent, lavere. De nye feltene som er godkjent siden forrige NOS har altså ikke hatt noen innflytelse på investeringsnivået for 2001.

**Figur 6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner****Anslag for 2002**

Anslagene for investeringer til feltutbygging i 2002 er nå oppjustert til 14,3 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 1,1 milliarder kroner fra forrige kvartal. Som nevnt i forrige avsnitt er det godkjent flere nye felt i løpet av høsten 2001. Disse vil kunne medføre økte investeringer i 2002, i forhold til det som er rapportert nå.

I november ble utbyggingsprosjektet Valhall flanker godkjent for utbygging. Produksjonen fra de to nye ubemannede flankeplattformene på Valhallfeltet skal etter planen starte produksjonen i 1. kvartal 2003. BP Amoco, som er operatør på Valhall, anslår de totale investeringene i tilknytning til prosjektet til 4,2 milliarder kroner. Det er mulig at deler av disse investeringene vil bli knyttet til Valhallplattformen, for å knytte flankene til den eksisterende infrastrukturen.

17. desember ble også Kristinfeltet godkjent for utbygging. Feltet har en planlagt driftsstart i 2005, og i utbyggingsperioden forventes investeringer i størrelsesorden 17 milliarder kroner. Det andre store gassprosjektet som er på trappene er Snøhvit. Et vedtak om en eventuell utbygging av Snøhvitfeltet, og dermed et klarsignal til aktivitet i Barentshavet, forventes i løpet av vårsesjonen på Stortinget.

**2.3 Felt i drift****Anslag for 2001**

Investeringsanslagene for felt i drift for 2001 er nå 26,9 milliarder kroner. Dette er 3,3 milliarder mer enn de påløpte investeringene til felt i drift i 2000. Sammenlignet med tall for forrige kvartal er anslagene for 2001 oppjustert med 0,5 milliarder kroner, eller 1,8 prosent.

### Anslag for 2002

For 2002 er investeringsanslagene for felt i drift oppjustert med hele 8,6 milliarder, eller 54 prosent. Det nye anslaget er på 24,4 milliarder kroner. Det er sannsynlig at vedtaket om utbygging av Valhall flanke, og utbyggingen av Kristin-feltet vil øke investeringene til felt i drift. Det viser seg at økningen i anslagene først og fremst skjer på Haltenbanken, hvor både Kristin og Mikkel skal bygges, men også andre områder oppjusterer anslagene for 2002. Investeringene til denne kategorien kan også økes ved at flere utbyggingsprosjekter er og blir ferdigstilt.

### 2.4 Landvirksomhet

#### Anslag for 2001

Investeringene til landvirksomheten anslås nå til 0,7 milliarder kroner i 2001. Dette er en oppjustering av investeringsanslaget med 0,1 milliarder kroner sammenlignet med forrige kvartal. Sammenlignet med endelige tall for 2000 er anslaget for 2001 0,6 milliarder kroner lavere. Nedgangen skyldes i all hovedsak at det ikke pågår noen store utbyggingsprosjekter i land.

#### Anslag for 2002

Investeringene til landvirksomheten i 2002 anslås nå til 1,1 milliarder kroner. Dette er en økning i investeringsanslagene med 0,7 milliarder kroner sammenlignet med forrige kvartal. Denne økningen for landvirksomheten skyldes hovedsakelig byggingen av et nytt ekstraksjonsanlegg på Kårstø. Anlegget skal være klart til gassleveransene fra Mikkel starter i oktober 2003. En utbygging av Snøhvit-feltet i Barentshavet kan komme til å øke investeringsnivået ytterligere.

### 2.5 Rørtransport

#### Anslag for 2001

For rørtransport er anslaget for 2001 nå 2,5 milliarder kroner. Dette er en økning på 1,8 milliarder sammenlignet med endelige tall for 2000. Økningen skyldes hovedsakelig utbyggingen av Grane oljerør og Vesterled. Sammenlignet med anslagene for forrige kvartal er anslaget oppjustert 0,7 milliarder kroner.

#### Anslag for 2002

For 2002 anslås investeringene til rørtransport til å bli 0,9 milliarder kroner. Dette er en oppjustering av anslaget med 0,1 milliarder sammenlignet med forrige kvartal. Investeringene til rørtransport vil øke noe dersom Snøhvit-feltet blir vedtatt utbygd. Gassen fra Snøhvit-feltet skal transporteres fra feltet i Barentshavet, til landanlegget på Melkøya, via rørledning. Det er usikkert om det vil påløpe nevneverdige investeringer i løpet av 2002. Dersom salgssavtalen for norsk gass til Polen blir godkjent av ESA, vil det bli bygget en rørledning for denne gasseksporten fra Norge til Polen. Hvis rørledningen blir fullt utbygd vil den ha avstikkerer til Grenland, Danmark og Sverige, og det vil koste rundt 10 milliarder kroner å legge rørledningen. Tidsperspektivet er foreløpig uklart.

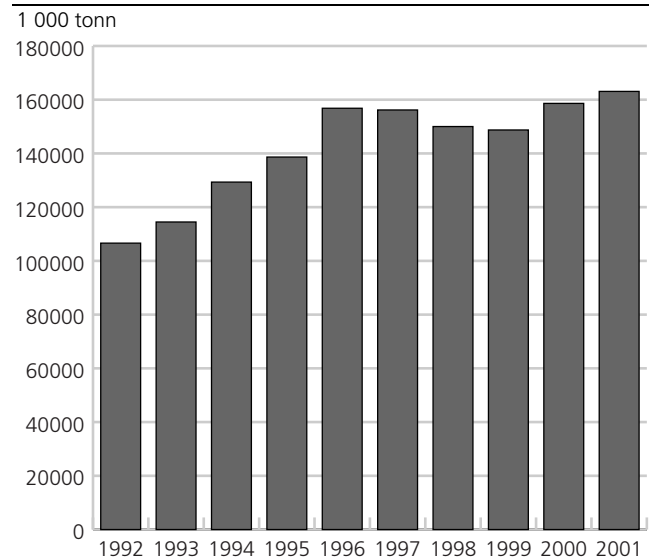
## 3. Produksjon

Den samlede produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel var i 2001 på 251,5 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e). Dette er en økning på 9,7 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter eller 4 prosent sammenlignet med 2000. Oljeproduksjonen inkludert NGL og kondensat utgjorde 194,1 millioner Sm<sup>3</sup> o.e mens produksjonen av naturgass var på 57,5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.

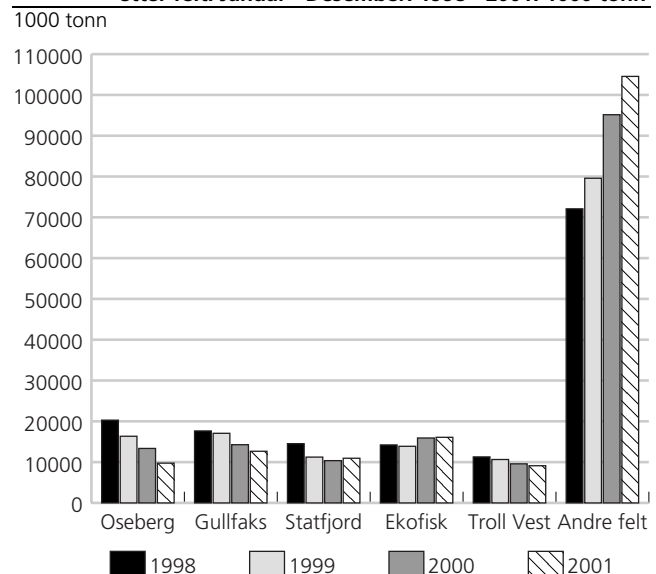
### 3.1 Råolje

Produksjonen av råolje i 2001 var 163,1 millioner tonn oljeekvivalenter, det tilsvarer 3,33 millioner fat per dag. Sammenlignet med året før representerer dette en økning i dagsproduksjonen på 91 200 fat per dag.

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



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



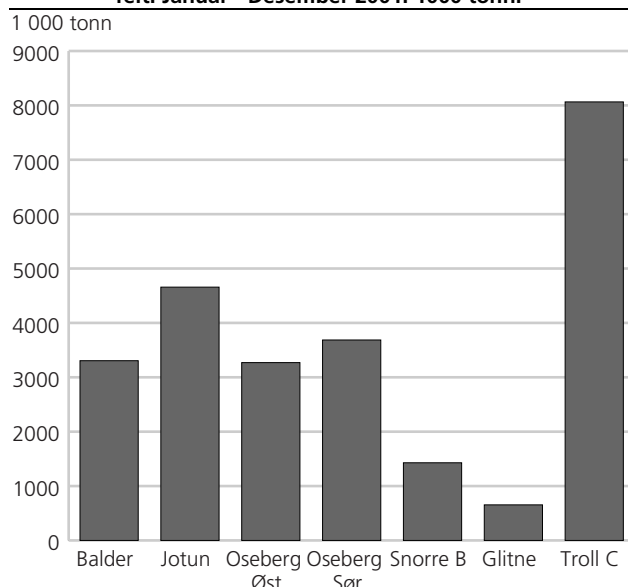
I Oljedirektoratets ressursrapport for 2001 anslås olje-produksjonen de neste fem årene til å være 3 millioner fat per dag. 17. desember 2001 vedtok Stortinget og regjeringen å redusere den norske oljeproduksjonen med 150 000 fat per dag i perioden 1. januar 2002 til 30. juni samme år. I utgangspunktet anslår Oljedirektoratet at produksjonen i første halvår 2002 vil ligge på 3,17 millioner fat per dag, og med det vedtatte kuttet vil det ikke være tillatt å produsere mer enn 3,02 millioner fat daglig.

I 1995 utgjorde produksjonen fra feltene Ekofisk, Oseberg, Gullfaks og Statfjord 88,5 mtoe og stod med dette for 63,8 prosent av total produksjon på norsk sokkel. Tilsvarende tall for 2001 viser en produksjon på til sammen 49,4 millioner tonn o.e. Dette utgjør 30,3 prosent av den totale årsproduksjonen. På tross av denne nedgangen, er fortsatt Ekofisk den største råoljeprodusenten på norsk sokkel med årsproduksjon på 16,1 millioner tonn o.e. tilsvarende 328 700 fat per dag. Dette er en liten økning fra året før. Phillips Petroleum meldte nylig at produksjonsprognosene for Ekofisk-feltet er oppgradert. Utvinningsgraden har passert 50 prosent, feltet har produsert olje i 30 år og forventes nå å produsere olje i 50 år til.

De nye feltene Balder, Jotun, Oseberg Øst, Oseberg Sør, Snorre B, Glitne og Troll C har hatt en samlet produksjon på 25,1 millioner tonn o.e., eller 512 000 fat daglig i 2001. Den høyeste dagsproduksjonen var på Troll C og Jotun med henholdsvis 164 800 og 95 200 fat.

Av de 36 produserende oljefeltene på norsk sokkel, var det 13 felt som kunne vise til en økning i produksjonen fra 2000 til 2001. I tillegg har Oseberg Øst, Oseberg Sør, Snorre B og Glitne begynt å produsere olje.

**Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Desember 2001. 1000 tonn.**

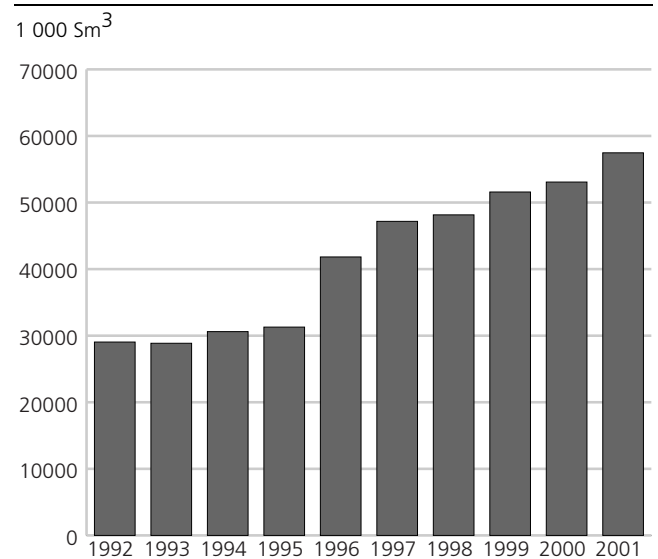


### 3.2 Naturgass

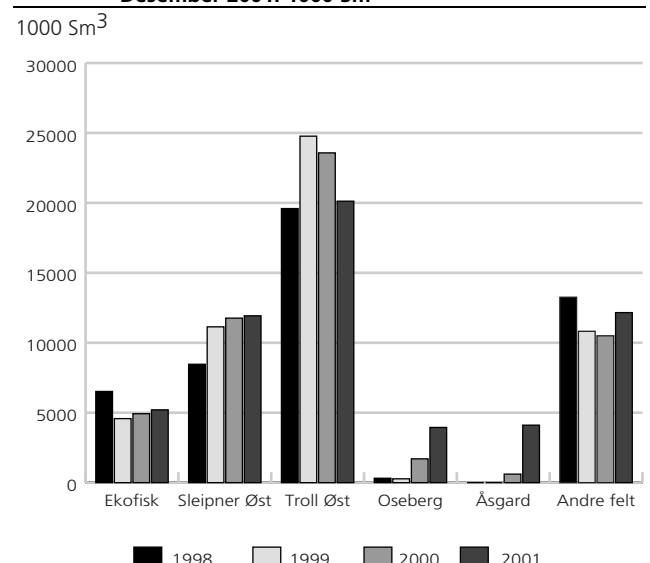
I 2001 var mengde naturgass produsert 57,5 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Dette representerer en økning fra året før på 8,3 prosent.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er dominert av de store feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I 2001 produserte disse to feltene henholdsvis 20,1 og 11,9 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass. Tallene fra 2000 viser at mens Troll Øst har hatt en nedgang i produksjon på 14,7 prosent det siste året, har Sleipner en svak stigning på 1,4 prosent. Nedgangen på Troll Øst skjedde i all hovedsak i 1. halvår. I 2. halvår lå produksjonen i overkant av produksjonen i 2. halvår 2000.

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



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





Disse to feltene står nå for 55,8 prosent av den totale norske gassproduksjonen. Dette er en klar nedgang fra 2000 da de to feltene sto for 66,6 % av produksjonen. Noe av grunnen til at andelen er redusert, er at 2001 var det første hele året Åsgard var i produksjon. Totalt i 2001 produserte Åsgard 4,1 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, på tross av produksjonsstans fra september og ut året. Åsgårds prosentandel av total norsk gassproduksjon utgjør med dette 7,2%.

Ved å legge sammen produksjonen fra de fire største gassfeltene på norsk sokkel; Sleipner Øst, Troll Øst, Åsgård og Ekofisk, finner vi en produsert mengde på 41,4 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, som utgjør hele 72% av den norske produksjonen av naturgass.

Av de 26 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 14 felt som kunne vise til en produksjonsøkning fra 2000 til 2001, mens produksjonen ble redusert ved 11 av feltene. Ett felt, Norne, var nytt og startet produksjon i 2001.

## 4. Markedet

### 4.1 Prisutvikling på Brent Blend

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 4. kvartal 2001 19,52 dollar per fat, mens den i 4. kvartal 2000 var på 29,61 dollar per fat. Totalt for 2001 var den gjennomsnittlige spotprisen 24,44 dollar per fat, mot 28,39 dollar per fat i 2000. Gjennomsnittsprisen hittil i 2002 (t.o.m. uke 3) er 19,42 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.

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 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 per dag til 3,5 millioner fat per dag ved utgangen av året. Samtidig reduserte det internasjonale energi-byrået (IEA) sine prognoser for vekst i oljeforbruket neste år. Dette, sammen med lageroppbygging av olje, og det faktum at andre kvartal er en periode der for-

bruket av olje går nedover, skapte forventinger 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 beholdt 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 brukt som forklaring.

I mai spådde flere analytikere økte oljepriser utover sommeren. I USA fastslo visepresident Dick Cheney at landet 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 skulle oppheve sanksjonene mot de to oljeprodusentene Iran og Libya. I tillegg til energikrisen 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 gjort vedtak om produksjonsøkninger på OPECs møte 6. juni. OPEC-prisen nærmet seg da 27 dollar per fat, og var innenfor prisbåndet. Prisen på Brent Blend ligger normalt ca. en dollar høyere enn OPEC-oljen. Oljeprisen varierer mellom ulike kvaliteter på oljen.

I begynnelsen av juli signaliserte Kuwaits 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 fyltes 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 skulle gjelde fram til 30 november. To da-



ger senere startet Irak sin oljeproduksjon igjen, etter fem ukers stopp. Produksjonen ble satt til 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 var den laveste prisen så langt i 2001.

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 finnes sted, men de aller fleste analytikerne anslo før møtet at produksjonen ville forbli uendret. Det å øke kuttet i produksjonen mens oljeprisen lå innenfor prisbåndet var et brudd med OPECs egen prisbåndstrategi. Det ble raskt stilt spørsmål om den troverdigheten OPEC har bygget opp det siste året ville bli alvorlig svekket av denne produksjonsreguleringen. Ingen av landene utenfor OPEC reduserte sin produksjon, med unntak av Mexico som kutter produksjonen med 70 000 fat per dag på grunn av planlagt vedlikehold. Etter at produksjonskuttene ble vedtatt steg oljeprisen til 25 dollar per fat i begynnelsen av august, og holdt seg stabil rundt 26 dollar per fat fram til 11. september.

Faktorer som påvirker oljeprisen, lagersituasjon, etterspørsel og lignende, som gir grunnlag for analyser og anslag for prisutviklingen, viste seg å bli svært underordnet den nye verdenssituasjonene etter 11. september. Etter terrorangrepene på USA den 11. september begynte oljeprisen å stige. Frykten for krig økte etterspørselen etter olje. Flere analytikere hevdet at pristigningen ville bli midlertidig. Hovedspørsmålet var om en amerikansk militær gjengjeldelsesaksjon ville ramme et oljeproduserende land, for hvis det skulle vise seg å være for eksempel Irak som stod bak, ville tilgangen på olje bli redusert. Prisen steg jevnt fram til 17. september, en uke etter terroranslaget. Da lå spotprisen på 29,40 dollar per fat.

I løpet av ni dager, fra 17. til 26. september, falt prisen fra 29,40 dollar per fat til en foreløpig bunn på 20,74 dollar per fat. Det viste seg å være Afghanistan som ble hovedmålet for et militært angrep. Landet produserer ikke olje. Oljemeglere som hadde kjøpt olje på langsiktige kontrakter den siste uken, kvittet seg med disse. I tillegg gitt terrorangrepet ut over flytrafikken. Verdens flyflåte bruker mellom 7 og 8 millioner fat olje per dag, og en nedgang her bidro til sterk økning av oljelagrene. Frykten for en global nedgang i økonomien demper aktiviteten og etterspørselen etter olje.

Den fallende oljeprisen satte press på OPEC. Det ble forventet produksjonskutt for å holde oljeprisen oppe. 26. september vedtok OPEC å holde produksjonen uendret. Det spekuleres i at OPEC midlertidig gav fra seg kontrollen over oljeprisen til USA, for på den måten, på lang sikt, og få et minst mulig tap. Et produksjonskutt ville kunne gi økt oljepris på kort sikt, men

det kunne også skade forholdet til Vesten, og tolkes som en støtte til terrorismen. USA bad OPEC om ikke å kutte i produksjonen. Uten kutt var det ventet at oljeprisen skulle ligge rundt 20 dollar per fat ut året. Dette avviket fra prisbåndet er et signal på at OPEC kom USA i møte. Aktørene avventet også en militær aksjon.

Oljeprisen la seg en tid stabilt rundt 21 dollar per fat, før man 18. oktober for første gang siden august 1999 fikk en notering under 20 dollar per fat. I slutten av oktober deltok Norge i et møte med OPEC, hvor OPEC la press på landene utenfor OPEC for å kutte produksjonen. I tillegg til Norge gjaldt dette først og fremst Russland og Mexico. Norge avviste slike kutt.

Den 2. november falt oljeprisen under 19 dollar per fat etter at OPEC kunngjorde at de ikke hadde klart å få med seg ikke-Opec landene på produksjonskutt. Både Qatar og De Forente Arabiske Emirater understreket at en priskrig på råolje var overhengende, på grunn av merkbar nedgang i etterspørselen og mangel på samarbeid mellom eksportørene.

Før Opec-møtet 14. november besøkte Saudi-Arabias oljeminister Ali al-Naimi Norge og Russland for å legge ytterligere press på de to landene. Sammen med Saudi-Arabia er de to landene verdens tre største eksportører av råolje.

På møtet 14. november vedtok Opec å kutte produksjonen med 1,5 millioner fat per dag fra årsskifte. Dette forutsatte imidlertid at landene utenfor Opec reduserer sin produksjon med til sammen 500 000 fat per dag. Presset mot landene utenfor Opec økte.

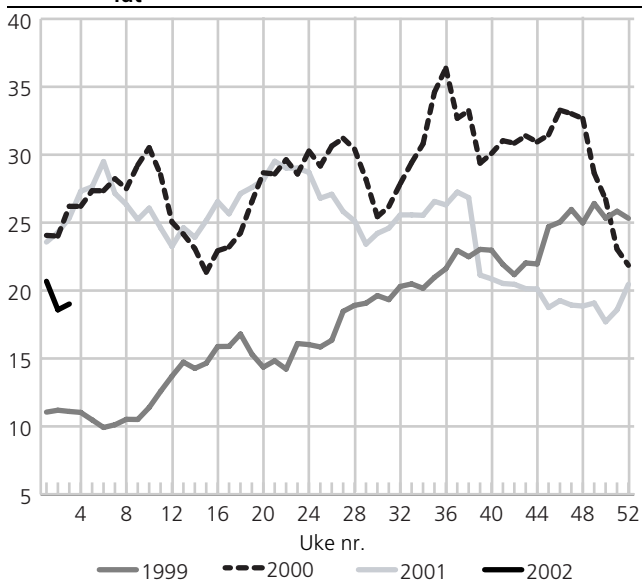
19. november, bare en uke etter Opec-møtet, nådde oljeprisen sitt foreløpige bunn-nivå da spotprisen var 16,49 dollar per fat.

I slutten av november kom signalene Opec ventet på. Mexico tilbød å kutte 100 000 fat per dag, Oman 50 000 fat per dag, og Norge 100 000 - 200 000 fat per dag. Kuttene forutsatte at Opec og Russland også kuttet, og kuttene gjelder for et halvt år. Russland, på sin side, kuttet bare 30 000 fat per dag. Presset på Russland fortsatte for å redusere produksjonen i landet. Russlands problem er at de tre store oljeselskapene i landet ikke har klart definerte eierforhold til ressursene. De vet ikke hvor lenge de kan produsere på dagens nivå, og de er dermed interessert i å produsere mest mulig.

Etter offentliggjørelsen av disse produksjonskuttene steg oljeprisen til rundt 19 dollar per fat. Realismen i forventningene om oljekutt ble styrket, og tiltroen til eksportørene økte.

I begynnelsen av desember kom det russiske kuttet. Den russiske eksporten reduseres med 150 000 fat per

Figur 12. Prisutvikling for Brent Blend. 1999 - 2002. Dollar per fat



dag fra årsskiftet. Det er viktig å være klar over at det ikke er produksjonen som kuttes, men eksporten. De russiske myndighetene har kontroll over rørledningene, og kan kontrollere kuttet, men lagrene fylles.

I slutten av desember kom de formelle vedtakene som satte kuttene ut i livet fra 1. januar. Prisen ved årsskiftet var ca. 20 dollar per fat. I begynnelsen av januar kunngjorde OPEC at prisbåndet fravikes de neste seks månedene, og at man ønsket å fokusere på balanse mellom tilbud og etterspørsel fremfor å tviholde på prisbåndet.

Gjennom januar var prisen stabil på mellom 19 og 21 dollar per fat. Det kan se ut til at kuttene har stabilisert oljeprisen. Hvordan utviklingen vil gå videre er vanskelig å si, og mye avhenger av Irak. Dersom USA gjør alvor av sin trussel om et angrep mot Irak som et ledd i krigen mot terror, vil det kunne medføre økte oljepriser. Derimot kan økt produksjon fra Iraks side medføre fall i prisene. En annen usikkerhetsfaktor er Russland. Hvor store blir de reelle kuttene, når kuttene gjøres i eksporten og ikke i produksjonen?

I begynnelsen av februar steg oljeprisen noe. Årsaker til dette er blant annet at Kuwait har fått en rekke produksjonsvansker som følge av en ulykke. I tillegg forsterker USA utfallet mot Irak, og det ser ut til at produksjonskuttene som ble iverksatt 1. januar ser ut til å virke.

Enkelte analytikere tror oljeprisen vil stige de neste månedene. Deres argument er at etterspørselen vil øke med en kald vinter, samt at den amerikanske "Summer season" vil medføre høyere forbruk igjen. Prisen kan også øke etter hvert dersom produksjonskuttene fra land i og utenfor OPEC fører til mindre lageroppbygging av olje. Andre analytikere tror oljeprisen vil falle.

Deres argument er at etterspørselen nå er rekordlav, og at en fortsatt nedgang i økonomien ikke vil endre på dette.

#### 4.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis.

Produksjonen av råolje på verdensbasis var i 4. kvartal 76,6 millioner fat per dag ifølge januarutgaven av International Energy Association (IEA) Monthly Oil Market Report. Dette er en nedgang på 1,6 millioner fat per dag, eller 2 prosent, sammenlignet med samme periode i 2000. Opec-landene reduserte sin produksjon fra 31,9 millioner fat per dag i 4. kvartal 2000, til 29,2 millioner fat per dag i 4. kvartal 2001. Dette er en nedgang på 8,5 prosent, eller 2,7 millioner fat per dag. Den største produsenten innenfor OPEC er Saudi-Arabia som i 4. kvartal produserte 7,23 millioner fat per dag.

I 4. kvartal 2001 var produksjonen i OECD-landene på 22,3 millioner fat per dag. Dette er 0,5 millioner fat per dag mer enn i tilsvarende periode i 2000. Av OECD-landene er det USA, Mexico og Norge som har høyest produksjon med henholdsvis 8,28, 3,53 og 3,52 millioner fat per dag. Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 0,5 millioner fat per dag fra 4. kvartal 2000 til 4. kvartal 2001. Dette representerer en økning på 2,2 prosent. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen, som økte sin dagsproduksjon med 0,6 millioner fat per dag fra 4. kvartal 2000 til 4. kvartal 2001.

Hvordan produksjonen på verdensbasis vil utvikle seg i 2002 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noe anslag for Opecs produksjon. Produksjonen utenfor Opec antas å stige med 0,8 millioner fat per dag fra 2001 til 2002.

#### 4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis.

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 76,3 millioner fat per dag i 4. kvartal 2001. Dette er 0,5 millioner fat per dag mindre enn i tilsvarende periode i 2000. Reduksjonen finner hovedsakelig sted i Nord Amerika.

For 2001 anslår IEA etterspørselen til å være 76,0 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,1 millioner fat per dag sammenlignet med endelige tall for 2000. For 2002 forventes etterspørselen å bli 76,5 millioner fat per dag, altså 0,6 millioner fat mer per dag enn i 2001.

## 5. Mer informasjon

Dersom du ønsker mer informasjon kan du kontakte:  
Atle Tostensen. Tlf: 21 09 47 67,  
e-post: atle.tostensen@ssb.no  
Sunniva Wang Areklett. Tlf: 21 09 47 70  
e-post: sunniva.wang.areklett@ssb.no

## 1. Level of investments maintained

During the latest months the price of crude oil has fallen due to the terrorist attack in New York. Despite of this, there seems to be no change in the investment strategy in the Norwegian oil companies. The estimated investments for 2001 are now NOK 56.9 billion. This is an upward adjustment by 6.1 per cent compared with the final investments in 2000.

### Estimates 2001

The total investments in oil and gas extraction and pipeline transportation for 2001 are now estimated at NOK 56.9 billion. This is an increase of 0.6 billion, or 1.1 per cent compared with the previous quarter. Signals from the oil companies indicate that the investment programmes will not be changed, unless the price of crude oil drops below 14 dollars per barrel.

Investments in exploration activity for 2001 are now estimated at NOK 6.7 billion. This is the highest level of exploration investments since 1998, and the estimates are upward adjusted by NOK 0.1 billion compared with the previous quarter. The final figures for the 3<sup>rd</sup> quarter 2001 are NOK 1.4 billion.

Investments for field development have a clear declining development. The estimates for field development are now NOK 20.0 billion. Compared with the 3<sup>rd</sup> quarter, this represents a downward adjustment of 3.5 per cent.

Investments for fields on stream are now estimated to be NOK 26.9 billion in 2001. This is slightly higher than the estimate given in the 3<sup>rd</sup> quarter. There seems to be a connection between the decrease in investments for field development and the increase in investments for fields on stream. What happens is that new fields to a larger extent are built in connection with an existing installation in order to reduce investments for infrastructure. This gives lower investments for field development and higher investments for fields on stream.

### Estimates 2002

The total investments for 2002 are now estimated at NOK 46.7 billion. This is an increase of 8.7 billion compared with the previous quarter. The estimates for 2002 are now NOK 5.3 billion above the investments estimate for 2001 given in the 4<sup>th</sup> quarter 2000. This underlines that the investment strategy is unchanged.

Investments for exploration activity are downward adjusted by 1.8 billion to NOK 5.9 billion. Normally the estimates for exploration activity are stable from the 3<sup>rd</sup> to the 4<sup>th</sup> quarter, and then there is a downward adjustment of about 25 per cent from the 4<sup>th</sup> to the 1<sup>st</sup> quarter. This is due to the budgetary procedure in the exploration licenses. It is possible that the budgetary process was finished earlier this year. It will be very interesting to see the development of the 2002 estimates for exploration activity in the 1<sup>st</sup> quarter, in order to see if there is a significant change in the investments.

Concerning the investments for field development, these are estimated at NOK 14.3 billion. Investments for fields on stream are estimated at NOK 24.4 billion. This is a strong increase in the estimates compared with the 3<sup>rd</sup> quarter. The increase of 8.6 billion, or 54.2 per cent, is mainly reported in the Haltenbanken area. This is the area where the fields Kristin and Mikkel are being built. It is possible that the field development investments will increase after the approval of the Kristin development. If the authorities approve the Snøhvit field, in the Barents Sea, the investments will increase additionally, though not till 2003.

## 2. Further information

For further information please contact:  
Mr. Atle Tostensen, tel 21 09 47 67,  
e-mail: atle.tostensen@ssb.no  
Miss Sunniva Wang Areklett, tel 21 09 47 70  
e-mail: sunniva.wang.areklett@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 Phillips.	TotalFinaElf TotalFinaElf.	Statoil Statoil.	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited.	BP Amoco BP Amoco.	Norsk Hydro Norsk Hydro.
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	15 stål, 1 betong- plattform 15 steel, 4 steel, 3 concrete 1 concrete platform.	4 stål, 3 betong- plattformer 4 steel, 3 concrete platforms.	3 betongplatt- former 3 concrete platforms.	1 stålplattform 1 steel platform.	3 stålplattformer + en brønnhode- plattform 3 steel platforms + 1 wellheadplat- form.	1 stålplattform + 1 stigerørsplatt- form 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 Fergus.</i>	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Em- den <i>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>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	70	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i> . . . . .	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</i> <sup>1</sup>						
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</i> <sup>2</sup> . . . . .	373	44	217	-	98	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	97	11	78	-	42	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i> . . . . .	5,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>3 4</sup> <i>Investments. Bill. NOK</i> <sup>3 4</sup>	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. 31. november 2001. *As of 31 November 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: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60.82 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> og <http://odin.dep.no/oen/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**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>Onstream</i> . . . . .	1986	1986	1988	1989	1990	1990
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</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 stålplattformer <i>3 steel plat- forms.</i>	3 betongplatt- former <i>3 concrete plat- forms.</i>	3 stål, 1 betong- plattform <i>3 steel, 1 con- crete platform.</i>	Flytende platt- form med bunnfast brønnhode- plattform i stål <i>Floating . platform with steel jacket.</i>	Ubemannet brønnhode- plattform <i>Unmanned well- headplatform.</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 Oseberg til Sture. Gass via Statpipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipe- line to Valhall.</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Tees- side. Gass til Em- den via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside Gas pipeline to . Emden 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> . . . . .	31	172	138	35	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	8	83	43	11	4	10
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i> . . . . .	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner <sup>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. 31. november 2001. *As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**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>Onstream</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> . . . . .	Strekkestagsplattform i stå med havbunnsinstallasjon <i>Tension Leg Platform (TLP), steel and seafloor installation.</i>	Betongplattform <i>Concrete platform.</i>	Bunnfast betonginnetning med integrert dekk <i>Concrete subsea system with integrated deck.</i>	Bunnfast plattform i stål <i>SteelPlatform.</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 Statpipe. <i>Oil in Pipeline 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> . . . . .	58	24	19	52	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	19	12	7	22	6	7
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. 31. november 2001. *As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**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>Onstream</i> . . . . .	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i> . . . . .	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i> . . . . .	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . . . .	Strekstags- plattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende be- tongplattform <i>Floating con- crete platform.</i>	Oppjekkbar Plattform <i>Jackup.</i>	Betong platt- form <i>Concrete plat- form.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .				Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zee- brugge via Zee- pipe. Oil piped to Mongstad</i>		Gass/konden- sat i rør til Koll- snes/Sture. Gass til Zeebrugge via Zeepipe <i>Gas/condensat piped to Koll- snes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i> . . . . .	350	250-290	120	300-340	80-90	330
Opprinnelige salgbarer 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> . . . . .	61	13	12	139	17	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	19	8	4	33	4	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. 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. 31. november 2001. *As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/oed/> . **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/> .

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

	Sleipner Vest <sup>17</sup>	Vigdis	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> . . . . .	Brønnhodeplatt- form i stål, ubemannet behandlings- plattform <i>Steel wellhead platform, unmanned processing platform.</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subseainstalla- tion connection to Snorre.</i>	Produksjonsskip <i>Production ship.</i>	Flytende stål- plattform <i>Floating steel platform.</i>	Havbunnsinstal- asjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea connec- tion to Gullfaks A.</i>	Produksjonsskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Gass i rør til Em- den og Zee- brügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zee- brügge. Con- densate via Sleipner East to Kårstø.</i>	Olje i rør til Gull- faks A <i>Oil piped to Gull- faks A.</i>	Lasting til tank- skip. Gass til Ås- gard transport. <i>Loading to tank- ers. Gas to Ås- gard Transport.].</i>	Lasting til tank- skip <i>Loading to tank- ers.</i>	Olje i rør til Gull- faks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tank- skip. <i>Loading to tank- ers.</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare 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	14	25	18	40	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	12	5	6	6	4	4
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. 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. 31. november 2001. *As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.



**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>	Synga
Produksjonsstart <i>On stream</i> . . . . .	1999	1999	1999/2000	1999	1999	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 in- stallasjon for oljefasen. <i>Semi-sub. installation for oil phase.</i>	Stålplatt- form <i>Steel . platform.</i>	Produksjon- sskip for oljefasen, Semi for gassfasen <i>Production- ship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	Produk- sjonsskip <i>Production ship.</i>	Produk- sjonsskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Stålplattform <i>Steel plat- form.</i>	Satellitt til Sleipner Øst <i>Satellite. Sleipner Øst</i>	Havbunns installasjon knyttet til Statfjord C <i>Subsea . connec- tion to . Statfjord C.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . . . .	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipe- line to Gull- faks A for storage and loading to tankers.</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gas- sen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>The gas is first inject- ed. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og vi- dere til kon- tinentet. Olje lastes til skytte- tanker. <i>Gas in pipe- line to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers.</i>	Olje lastes til er. Gass via Statpipe. <i>Oil loaded to tankers. Gas via Statpipe.</i>	Olje via Ose- berg til Sture. <i>Oil pipeline til Sture.</i>	Se Sleipner Øst <i>See Sleipner Øst.</i>	
Vannndybde, 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. Mil- lion 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> . <i>Condensate. Mil- lion Sm<sup>3</sup></i> . . . . .	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner <sup>2</sup> <i>Production wells drilled<sup>2</sup></i> . . . . .	17	22	52	34	15	20	1	1
Av dette i drift <i>Of which producing</i> . . . . .	1	3	0	0	0	0	1	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Cen- tral 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. 31. november 2001. As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**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 installasjon 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 utskipping. Gass til Statpipe. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment. Gas to statpipe.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>	..	..
Vandybde, meter <i>Water depth, metres</i> . . . . .	135-216	300-350	125	..	..
Opprinnelige salgare reserver <sup>1</sup> <i>Initially recoverable reserves</i> <sup>1</sup> . . . . .					
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>Productionwells drilled</i> <sup>2</sup> . . . . .	-	6	6	2	7
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	..	-
Statensdirekteøkonomiskeengasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Percent</i> . . . . .	73,00	31,40	31,96	50,00	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner <sup>3</sup> <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> <sup>3</sup> . . . . .	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. 31. november 2001. *As of 31 November 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 salgare reserver er inkludert under Gullfaks Sør i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Gullfaks Sør in table 1.* <sup>5</sup> Opprinnelige salgare 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> og <http://odin.dep.no/oed/> . **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/> .

**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 salgbar 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>Productionwells drilled<sup>2</sup></i> .....	3	-	-	2	-
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> .....	-	-	..	..	..
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Percent</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. 31. november 2001. *As of 31 November 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> og <http://odin.dep.no/loed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/loed/lengelsk/>.

### 3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000

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

### 3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000

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

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

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

### 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	Sygna	Tune	Gungne	Gullfaks Sør Fase 2	Grane	Ring-horne	Kvittebjørn	Tambar	Glitne	Valhall Vannin-jeksjon
Statoil	19,66	13,00	15,28	-	18,20	18,00	-	-	40,00	-	38,90	-
SDØE	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> og <http://odin.dep.no/oed/>. **More information:** <http://www.npd.no> and <http://odin.dep.no/oed/engelsk/>.

**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>62 494</b>	<b>79 216</b>	<b>69 096</b>	<b>53 589</b>	<b>56 863</b>
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>								
Leting <i>Exploration</i> .....	46 042	42 496	41 886	54 327	70 829	64 403	52 898	54 346
Leting <i>Exploration</i> .....	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 992	5 272	6 704
Feltutbygging <i>Field development</i> .....	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 032
Varer <i>Commodities</i> .....	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	11 129
Tjenester <i>Services</i> .....	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 419
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 490	6 484
Felt i drift <i>Fields on stream</i> .....	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	26 888
Varer <i>Commodities</i> .....	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 820
Tjenester <i>Services</i> .....	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	5 550
Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 517
Landvirksomhet <sup>2</sup> <i>Onshore activities</i> .....	5 694	3 940	2 065	1 501	5 661	4 297	1 287	722
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i> .....	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 517

<sup>1</sup> Registrert 4. kvartal 2001. *Registered 4th 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>8 137</b>	<b>7 680</b>	<b>5 433</b>	<b>5 011</b>	<b>4 647</b>	<b>5 456</b>	<b>8 300</b>	<b>7 577</b>	<b>4 992</b>	<b>5 272</b>
Generelle undersøkelser <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	488	474	344	269
Seismikk <i>Seismic</i> . . . . .	611	629	524	981	273	644	407	554	153	289
Spesielle studier <i>Special studies</i> . . . . .	31	44	40	38	33	58	96	136	87	50
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i> . . . . .	849	363	585	655	768	431	626	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> . . . . .	0	0	-	-	0	-	-	8	0	1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i> . . . . .	16	12	7	4	1	1	3	20	1	1
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> . . . . .	959	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	562	550	529	476
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i> . . . . .	46	68	18	23	22	121	40	29	18	15
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i> . . . . .	5 306	5 150	2 868	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	2 149	1 872	1 374	1 089
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> . . . . .	1 769	1 658	975	530	631	851	1 908	1 459	1 197	955
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> . . . . .	143	188	133	176	112	144	242	413	176	134
Transportkostnader <i>Transport costs</i> . . . . .	661	569	345	214	206	282	615	409	212	265
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> . . . . .	211	181	140	60	56	53	102	93	39	68
Båter <i>Vessels</i> . . . . .	450	388	205	154	150	229	512	317	173	197
Varer <i>Commodities</i> . . . . .	925	616	407	313	368	413	669	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	39	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. 1981-2001. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. 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
2001	..	1 598	1 657	1 423	..

**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. 3. kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK*

	1999		2000				2001		
	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i> .....</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>	<b>1 598</b>	<b>1 657</b>	<b>1 423</b>
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i> .....	768	569	523	707	668	1 212	869	1 131	1 145
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i> .....	302	320	292	146	261	389	312	690	601
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> .....	265	261	244	138	220	354	204	677	564
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i> .....	37	59	48	9	41	36	108	13	37
Transportkostnader <i>Transportation costs</i> .....	38	54	37	64	48	117	66	40	57
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> .....	8	8	8	16	12	32	14	7	5
Båter <i>Vessels</i> .....	30	46	29	48	36	84	52	32	52
Varer <i>Commodities</i> .....	140	4	27	102	101	97	99	143	104
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i> .....	28	8	5	26	36	26	47	63	42
Sement <i>Cement</i> .....	6	8	2	7	6	5	10	2	10
Boreslam <i>Drilling mud</i> .....	13	15	2	21	31	16	9	31	29
Drivstoff <i>Fuel</i> .....	8	7	7	18	23	42	11	17	16
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> .....	81	-39	6	26	4	2	20	22	7
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> .....	5	5	5	5	2	7	3	7	0
Tekniske tjenester <i>Technical services</i> .....	289	191	168	395	261	609	392	259	382
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	4	4	6	4	10	7	10	17	13
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	6	8	0	7	6	8	7	11	7
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> .....	7	7	1	10	9	5	6	16	11
Logging <i>Logging</i> .....	29	27	4	40	43	56	92	55	88
Testing <i>Testing</i> .....	18	6	1	6	-2	11	18	17	35
Dykking <i>Diving</i> .....	8	5	1	11	5	3	13	15	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i> .....	97	-70	10	20	17	90	32	30	18
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> .....	120	203	145	299	174	428	214	97	201
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i> .....	134	179	76	117	176	238	95	123	363
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i> .....	85	81	47	71	80	71	71	79	89
Seismikk <i>Seismic</i> .....	30	66	12	34	90	153	11	24	257
Spesielle studier <i>Special studies</i> .....	19	32	18	12	7	14	13	20	17
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i> .....	63	217	42	102	212	276	202	263	-36
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> .....	105	306	406	140	201	176	433	140	-49
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i> .....	46	80	8	45	52	36	43	44	-145
Annen administrasjon <i>Other administration</i> .....	25	192	37	43	123	104	63	57	72
Arealavgift <i>Area fee</i> .....	34	33	362	53	26	35	327	39	24

**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. 4. kvartal 2000 - 3. kvartal 2001. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 2000 - Q3 2001. Million NOK*

	I alt <i>Total</i>	Sør for 62° <i>South of 62°</i>	Nord for 62° North of 62°		
			I alt <i>Total</i>	Norskehavet <i>Norwegian Sea</i>	Barentshavet <i>Barents Sea</i>
<b>Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i> .....</b>	<b>6 490</b>	<b>2 910</b>	<b>3 580</b>	<b>2 868</b>	<b>711</b>
Undersøkelingsboring <i>Exploration drilling</i> .....	4 357	1 350	3 007	2 387	619
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i> .....	734	279	455	404	51
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i> .....	705	707	-1	-1	0
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i> .....	694	574	120	79	41

**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. 1985-2002**  
*Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2002*

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før i 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- kostnader <i>Accrued in- vestment costs</i>		
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>		November <i>November</i>	
	Mill. kr <i>Million NOK</i>								
1985	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834	
1986	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735	
1987	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951	
1988	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161	
1989	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008	
1990	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138	
1991	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141	
1992	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680	
1993	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433	
1994	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011	
1995	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647	
1996	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940	6 333	5 888	5 455	
1997	5 705	7 258	7 818	7 537	7 655	9 723	8 372	8 300	
1998	7 733	8 917	9 876	9 895	8 746	8 977	7 940	7 577	
1999	9 573	8 813	7 340	5 215	5 322	5 030	5 183	4 993	
2000	4 275	3 654	7 106	5 664	4 777	4 733	5 528	5 274	
2001	2 967	5 422	5 520	5 319	5 951	6 564	6 704	...	
2002	2 927	7 745	5 929	...	...	...	...	...	
				Prosent <i>Per cent</i>					
1985	66	89	89	74	96	111	114	100	
1986	143	173	173	155	131	123	104	100	
1987	158	122	125	94	79	102	100	100	
1988	137	120	110	110	107	110	101	100	
1989	82	98	90	74	88	82	102	100	
1990	88	125	129	88	88	90	99	100	
1991	50	74	93	72	97	111	105	100	
1992	81	128	126	100	102	99	98	100	
1993	130	165	141	101	104	112	118	100	
1994	122	157	145	129	113	117	108	100	
1995	131	126	116	95	119	126	112	100	
1996	107	109	119	105	109	116	108	100	
1997	69	87	94	91	92	117	101	100	
1998	102	118	130	131	115	118	105	100	
1999	192	177	147	104	107	101	104	100	
2000	81	69	135	107	91	90	105	100	

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

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

**10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2001. 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	1 598
2. kv Q2.....	1 398	1 657
3. kv Q3.....	1 695	1 423
4. kv Q4.....	2 026	

**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- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkeshull 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	34	6	3	3	3	6	1	11	1

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	1 364	287	409	266	402

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	93 486	23 323	16 837	19 276	34 050

<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. 1987-2001. 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>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	5,67	8,83	9,83	5,67	11,00	13,67
2.kv.	Q2	6,83	9,17	9,83	7,00	12,33	15,17
3.kv.	Q3	6,50	7,75	10,34	7,80	13,00	17,13
4.kv.	Q4	6,50	9,48	10,10	7,80	13,08	12,95

<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.

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

**15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 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 <i>Field development, total</i> .....</b>	<b>22 264</b>	<b>28 863</b>	<b>35 209</b>	<b>28 584</b>	<b>26 961</b>	<b>25 342</b>	<b>35 286</b>	<b>45 145</b>	<b>35 191</b>	<b>22 799</b>
<b>Byggekontrakter <i>Building contracts</i> .....</b>	<b>9 457</b>	<b>11 587</b>	<b>12 968</b>	<b>12 010</b>	<b>10 312</b>	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 322</b>	<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	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	-	-	-	-	-	-	381	804	955	724
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 <i>Operators own expenditure</i> .....</b>	<b>2 635</b>	<b>3 083</b>	<b>5 466</b>	<b>3 812</b>	<b>2 413</b>	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>	<b>1 745</b>	<b>642</b>
<b>Utbyggingstjenester <i>Field development services</i> ..</b>	<b>5 345</b>	<b>8 628</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	0
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 arbeider <i>Operators own work</i> ..</b>	<b>1 910</b>	<b>2 421</b>	<b>2 613</b>	<b>2 043</b>	<b>2 284</b>	<b>1 582</b>	<b>1 624</b>	<b>1 925</b>	<b>1 883</b>	<b>1 220</b>
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i> .....</b>	<b>1 167</b>	<b>2 127</b>	<b>3 006</b>	<b>2 721</b>	<b>2 316</b>	<b>2 674</b>	<b>5 176</b>	<b>8 881</b>	<b>4 899</b>	<b>4 490</b>
<b>Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i> .....</b>	<b>1 751</b>	<b>1 018</b>	<b>1 049</b>	<b>650</b>	<b>633</b>	<b>603</b>	<b>1 075</b>	<b>1 198</b>	<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. 1982-2001. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2001. 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
2001 .....	..	4 435	5 048	5 315	..

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. 3.kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Millioner kroner**  
*Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK*

	1999		2000				2001		
	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3
<b>Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i> ...</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>4 435</b>	<b>5 048</b>	<b>5 315</b>
<b>Varer <i>Commodities</i>.....</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>	<b>2 326</b>	<b>2 961</b>	<b>2 641</b>
Bærestrukturer <i>Platform structures</i> .....	852	792	366	313	341	341	304	339	345
Dekk <i>Decks</i> .....	92	63	62	37	222	298	405	478	422
Moduler <i>Modules</i> .....	2 806	3 354	2 406	1 665	1 419	1 815	1 047	1 506	1 303
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	157	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	152	175	33	44	34	81	94	137	9
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	906	844	832	1 325	526	677	467	480	578
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	113	30	74	-46	9	20	8	20	-15
<b>Tjenester <i>Services</i>.....</b>	<b>2 524</b>	<b>1 262</b>	<b>852</b>	<b>1 790</b>	<b>1 637</b>	<b>980</b>	<b>521</b>	<b>684</b>	<b>601</b>
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> .....	510	252	35	367	264	76	59	54	28
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i> .....	1	1	1	0	0	4	3	4	2
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i> .....	4	21	54	10	3	24	12	83	63
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i> .....	521	76	126	327	140	94	70	80	30
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i> .....	196	96	151	246	425	116	75	54	41
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	457	14	20	126	350	125	7	10	94
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i> .....	18	1	0	-	-	-	-	-	-
Båter <i>Vessels</i> .....	17	1	-	-	-	-	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i> .....	69	176	-56	12	0	24	-	-	-
Forsikringspremier <i>Insurances</i> .....	3	2	5	8	14	22	9	4	4
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	151	118	60	174	143	157	54	53	5
egne arbeider <i>Own work</i> .....	578	505	456	518	298	339	249	341	334
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.....</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>1 589</b>	<b>1 404</b>	<b>2 073</b>
<b>Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i> .....</b>	<b>5 064</b>	<b>4 486</b>	<b>5 049</b>	<b>6 035</b>	<b>5 968</b>	<b>6 488</b>	<b>5 801</b>	<b>6 329</b>	<b>6 744</b>
<b>Varer <i>Commodities</i>.....</b>	<b>982</b>	<b>1 151</b>	<b>448</b>	<b>644</b>	<b>634</b>	<b>605</b>	<b>419</b>	<b>580</b>	<b>879</b>
Moduler <i>Modules</i> .....	-37	376	-11	11	-	-	-	-	-
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i> .....	14	134	-	-	-	-	25	-	68
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i> .....	269	302	385	602	150	47	27	67	-
Andre varer <i>Other commodities</i> .....	736	339	73	31	484	558	367	513	811
<b>Tjenester <i>Services</i>.....</b>	<b>641</b>	<b>296</b>	<b>852</b>	<b>1 248</b>	<b>1 058</b>	<b>1 440</b>	<b>1 111</b>	<b>1 583</b>	<b>1 458</b>
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i> ....	83	49	14	48	98	81	89	208	150
Legging av rør <i>Pipeline construction</i> .....	-	-	19	238	116	3	16	46	1
Maritime tjenester <i>Maritime services</i> .....	48	12	-2	0	2	5	0	1	23
Transport <i>Transport</i> .....	39	49	57	54	61	51	-9	-26	40
Forpleining <i>Catering</i> .....	12	17	16	10	11	10	17	21	19
Andre tjenester <i>Other services</i> .....	371	58	622	779	591	1 096	792	1 212	1 049
egne arbeider <i>Own work</i> .....	87	111	126	119	179	196	207	121	176
<b>Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.....</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>4 271</b>	<b>4 166</b>	<b>4 408</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, 1985-2002**  
*Estimated and accrued investment costs for field development, 1985-2002*

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- kostnader. <i>Accrued investment costs</i>	
	Mai	August	November	Februar	Mai	August		November
	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	18 618	20 760	20 032	...
2002	10 541	13 173	14 319	...	...	...	...	...
	Prosent <i>Percent</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	13 051	2 083	16,0	

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>. 1996-2001. Mill.kr.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1996-2001. Million NOK.*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>I alt Total</b> .....	<b>22 066</b>	<b>29 035</b>	<b>35 067</b>	<b>29 375</b>	<b>17 833</b>	<b>2 797</b>	<b>3 492</b>	<b>3 113</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>12 685</b>	<b>19 315</b>	<b>25 322</b>	<b>19 971</b>	<b>12 409</b>	<b>2 186</b>	<b>2 749</b>	<b>2 597</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	4 255	5 207	5 353	1 890	559	194	251	230
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	50	-	-	-	-	83	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	1 966	2 209	5 101	1 633	39	-15	55	67
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	9	155	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	-	381	804	955	724	42	29	38
Dekk <i>Decks</i> .....	1 004	1 420	2 388	639	615	405	478	422
Moduler <i>Modules</i> .....	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011	1 011	1 463	1 265
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	7	56	54	10	157	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304	466	474	576
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>2 866</b>	<b>2 369</b>	<b>990</b>	<b>1 745</b>	<b>642</b>	<b>140</b>	<b>211</b>	<b>44</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>6 515</b>	<b>7 352</b>	<b>8 754</b>	<b>7 659</b>	<b>4 782</b>	<b>471</b>	<b>532</b>	<b>472</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	829	1 192	1 602	1 128	353	15	14	25
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	433	511	602	245	96	16	87	65
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248	152	144	165
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	2 451	3 291	3 417	3 744	2 086	306	287	218

<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>. 1996-2001. Millioner kroner.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. Accrued abroad. 1996-2001. Million NOK.*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>I alt Total</b> .....	<b>6 769</b>	<b>7 685</b>	<b>8 826</b>	<b>6 810</b>	<b>2 826</b>	<b>431</b>	<b>231</b>	<b>172</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>3 626</b>	<b>5 246</b>	<b>6 523</b>	<b>4 462</b>	<b>1 948</b>	<b>335</b>	<b>169</b>	<b>129</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	639	752	1 984	829	19	9	2	1
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	1 705	1 138	1 103	643	13	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	173	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	-	249	658	662	63	40	18	-
Dekk <i>Decks</i> .....	438	681	452	78	7	3	-	-
Moduler <i>Modules</i> .....	521	955	1 010	1 482	1 246	50	58	16
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	323	1 298	1 316	768	602	233	92	112
<b>Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>1 331</b>	<b>884</b>	<b>921</b>	<b>663</b>	<b>134</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>1 813</b>	<b>1 555</b>	<b>1 382</b>	<b>1 685</b>	<b>743</b>	<b>92</b>	<b>56</b>	<b>38</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	27	46	302	62	5	2	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	9	-	55	175	3	1	2	2
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	1 365	1 258	632	983	667	69	44	26
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	411	250	393	466	68	20	10	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* .

**20.c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet<sup>1</sup>. 1996-2001. Prosent.**  
*Commodity and service costs<sup>1</sup>. Field development. 1996-2001. Per cent.*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>I alt Total</b> .....	<b>30,7</b>	<b>26,5</b>	<b>25,2</b>	<b>23,2</b>	<b>15,8</b>	<b>15,4</b>	<b>6,6</b>	<b>5,5</b>
<b>Byggekontrakter Contacts on construction</b> .....	<b>28,6</b>	<b>27,2</b>	<b>25,8</b>	<b>22,3</b>	<b>15,7</b>	<b>15,3</b>	<b>6,2</b>	<b>5,0</b>
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i> .....	15,0	14,4	37,1	43,9	3,5	4,5	1,0	0,5
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i> .....	86,7	51,5	21,6	39,4	32,6	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i> .....	-	111,4	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i> .....	-	65,6	81,9	69,2	8,7	94,8	61,8	-
Dekk <i>Decks</i> .....	43,6	47,9	18,9	12,2	1,1	0,9	-	-
Moduler <i>Modules</i> .....	18,6	18,0	14,2	13,5	17,8	5,0	3,9	1,3
Lastebøyer <i>Loading buoys</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> .....	12,5	28,4	29,1	20,0	18,2	49,9	19,3	19,4
<b>Egne varekjøp i alt</b> <b>Operators own expenditure on equipment</b> .....	<b>46,4</b>	<b>37,3</b>	<b>93,0</b>	<b>38,0</b>	<b>20,9</b>	<b>2,7</b>	<b>2,4</b>	<b>12,3</b>
<b>Tjenester Services</b> .....	<b>27,8</b>	<b>21,2</b>	<b>15,8</b>	<b>22,0</b>	<b>15,5</b>	<b>19,5</b>	<b>10,6</b>	<b>8,0</b>
Engineering <i>Engineering</i> .....	3,3	3,9	18,8	5,5	1,4	10,4	-	-
Oppkobling ved land <i>Hook up onshore</i> .....	2,2	-	9,1	71,2	3,6	8,7	2,3	3,5
Arbeider til havs <i>Services offshore</i> .....	48,7	53,4	20,2	38,7	29,7	45,4	30,8	16,0
Andre tjenester <i>Other Services</i> .....	16,8	7,6	11,5	12,4	3,3	6,6	3,5	4,2

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

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

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

**21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 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>4 436</b>	<b>5 826</b>	<b>8 165</b>	<b>8 294</b>	<b>7 643</b>	<b>9 360</b>	<b>12 140</b>	<b>17 408</b>	<b>19 268</b>	<b>21 100</b>
<b>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	5 072	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>1 280</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>1 600</b>	<b>2 049</b>	<b>2 654</b>	<b>2 586</b>	<b>2 094</b>	<b>2 335</b>	<b>2 709</b>	<b>3 417</b>	<b>4 125</b>	<b>4 544</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, well-heads, 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>3 336</b>	<b>3 232</b>	<b>3 640</b>	<b>4 666</b>	<b>6 689</b>	<b>7 452</b>	<b>7 686</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	39	35	6	0	0	4	105	8	89	122
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	51	39	107	93	43	57	95	140	117	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	280	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	5 656	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. 3. kvartal 1999 - 3. kvartal 2001. Mill.kr**  
*Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 1999 - Q3 2001. Million NOK*

	1999			2000			2001		
	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
<b>Feltutbygging <i>Field development</i></b>									
<b>Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i></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>1 589</b>	<b>1 404</b>	<b>2 073</b>
<b>Borefartøyer <i>Drilling rigs</i></b> .....	<b>271</b>	<b>538</b>	<b>493</b>	<b>388</b>	<b>426</b>	<b>713</b>	<b>682</b>	<b>451</b>	<b>913</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> .....	225	339	409	328	399	601	579	456	665
Andre kostnader <i>Other costs</i> .....	46	199	84	60	27	112	103	-5	247
<b>Transportkostnader <i>Transportation costs</i></b> .....	<b>97</b>	<b>150</b>	<b>115</b>	<b>122</b>	<b>9</b>	<b>98</b>	<b>162</b>	<b>140</b>	<b>148</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> .....	37	48	23	17	14	15	22	32	3
Båter <i>Vessels</i> .....	60	101	92	105	-5	83	140	108	145
<b>Varer <i>Commodities</i></b> .....	<b>235</b>	<b>302</b>	<b>255</b>	<b>207</b>	<b>237</b>	<b>188</b>	<b>227</b>	<b>231</b>	<b>267</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> .....	136	167	105	78	107	54	117	82	82
Sement <i>Cement</i> .....	13	7	25	11	7	13	17	20	18
Boreslam <i>Drilling mud</i> .....	59	51	36	27	39	48	53	39	61
Drivstoff <i>Fuel</i> .....	12	9	20	19	16	19	18	18	13
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> .....	11	47	19	13	14	6	6	10	8
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> .....	3	22	50	60	54	50	15	62	87
<b>Tjenester <i>Services</i></b> .....	<b>523</b>	<b>457</b>	<b>299</b>	<b>153</b>	<b>336</b>	<b>449</b>	<b>518</b>	<b>582</b>	<b>745</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	7	32	25	0	-	-	2	2	0
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	7	11	10	9	12	9	14	18	18
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> .....	5	18	28	16	10	16	27	39	33
Logging <i>Logging</i> .....	-60	97	-40	52	41	-81	199	56	144
Testing <i>Testing</i> .....	106	19	0	6	2	10	6	8	12
Dykking <i>Diving</i> .....	8	13	13	14	7	18	15	25	20
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i> .....	18	27	21	11	7	20	26	21	19
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> .....	431	239	240	45	257	457	230	413	500
<b>Felt i drift <i>Fields on stream</i></b>									
<b>Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i></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>4 271</b>	<b>4 166</b>	<b>4 408</b>
<b>Borefartøyer <i>Drilling rigs</i></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>	<b>1 249</b>	<b>1 329</b>	<b>1 549</b>
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i> .....	1 067	941	1 000	1 108	1 044	1 084	916	1 313	1 228
Andre kostnader <i>Other costs</i> .....	172	293	535	60	235	354	333	17	322
<b>Transportkostnader <i>Transportation costs</i></b> .....	<b>179</b>	<b>189</b>	<b>253</b>	<b>282</b>	<b>227</b>	<b>323</b>	<b>244</b>	<b>267</b>	<b>288</b>
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i> .....	63	48	72	60	52	60	68	60	56
Båter <i>Vessels</i> .....	116	141	181	223	175	262	177	207	232
<b>Varer <i>Commodities</i></b> .....	<b>698</b>	<b>686</b>	<b>700</b>	<b>941</b>	<b>1 133</b>	<b>883</b>	<b>1 032</b>	<b>772</b>	<b>861</b>
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> .....	325	489	383	513	644	545	665	457	433
Sement <i>Cement</i> .....	55	33	31	46	109	-21	30	35	34
Boreslam <i>Drilling mud</i> .....	178	81	118	186	182	167	154	173	218
Drivstoff <i>Fuel</i> .....	21	18	48	41	56	63	41	50	32
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> .....	127	53	72	101	106	89	89	69	76
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i> .....	-7	13	49	53	36	40	52	-12	68
<b>Tjenester <i>Services</i></b> .....	<b>1 326</b>	<b>931</b>	<b>1 261</b>	<b>1 751</b>	<b>1 637</b>	<b>1 798</b>	<b>1 746</b>	<b>1 798</b>	<b>1 710</b>
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i> .....	2	7	53	18	15	11	10	14	18
Sementtjenester <i>Cement services</i> .....	30	25	31	44	40	50	57	44	41
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i> .....	23	28	39	70	89	72	59	63	56
Logging <i>Logging</i> .....	125	241	227	262	314	395	285	272	331
Testing <i>Testing</i> .....	37	14	9	12	21	27	9	30	16
Dykking <i>Diving</i> .....	26	36	27	60	36	41	29	35	22
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i> .....	40	47	84	103	99	94	46	66	64
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i> .....	1 043	532	790	1 182	1 023	1 108	1 251	1 274	1 161

**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.*

Ar / måned Year/month	I alt <sup>2</sup>	Ekofisk <sup>7</sup>	Frigg <sup>3,4,5</sup>	Statfjord <sup>5</sup>	Murchison <sup>5</sup>	Valhall	Heimdal <sup>3</sup>	Oseberg <sup>6</sup>	Ula
1971	301	301	-	-	-	-	-	-	-
1972	1 626	1 626	-	-	-	-	-	-	-
1973	1 577	1 577	-	-	-	-	-	-	-
1974	1 700	1 700	-	-	-	-	-	-	-
1975	9 241	9 241	-	-	-	-	-	-	-
1976	13 799	13 799	-	-	-	-	-	-	-
1977	13 544	13 544	-	-	-	-	-	-	-
1978	16 957	16 957	-	-	-	-	-	-	-
1979	18 819	18 604	-	215	-	-	-	-	-
1980	24 451	21 531	-	2 839	81	-	-	-	-
1981	23 450	16 273	-	6 575	602	-	-	-	-
1982	24 515	14 150	-	9 441	857	67	-	-	-
1983	30 482	13 031	-	15 803	880	769	-	-	-
1984	34 682	11 172	34	18 610	2 447	2 419	-	-	-
1985	38 342	10 419	74	23 872	1 458	2 401	-	-	-
1986	42 483	8 746	57	29 420	815	2 182	248	241	738
1987	49 316	7 515	45	30 100	298	3 009	398	676	3 725
1988	56 125	9 388	21	29 678	430	3 204	429	960	4 395
1989	74 528	10 775	23	29 146	409	3 442	371	11 492	4 371
1990	81 745	10 915	21	28 738	247	3 619	377	14 717	4 747
1991	94 181	10 754	35	29 646	320	3 241	361	17 814	5 781
1992	106 977	10 821	36	31 483	386	3 471	370	22 204	6 237
1993	114 184	11 388	22	28 498	247	3 048	378	24 196	6 237
1994	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1996	156 788	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1997	156 215	15 691	99	17 487	224	4 034	324	23 004	1 924
1998	150 006	14 213	55	14 509	246	4 489	161	20 287	1 442
1999	148 728	13 877	10	11 231	234	4 595	104	16 341	1 254
2000	158 625	15 914	0	10 363	140	3 911	0	13 355	1 001
2001	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
Januar - Desember 2000 <i>January - December 2000</i>	158 625	15 914	0	10 363	140	3 911	0	13 355	1 001
Januar - Desember 2001 <i>January - December 2001</i>	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	13 823	1 371	-	868	15	394	-	1 316	93
Feb. <i>Feb.</i>	13 116	1 257	-	898	15	307	-	1 173	84
Mars <i>March</i>	13 639	1 318	-	821	15	337	-	1 293	82
April <i>April</i>	12 481	1 310	-	770	15	326	-	1 144	88
Mai <i>May</i>	13 200	1 361	-	772	10	278	-	1 108	84
Juni <i>June</i>	12 531	1 325	-	736	10	336	-	1 139	82
Juli <i>July</i>	14 363	1 386	-	878	10	352	-	1 223	87
Aug. <i>Aug.</i>	12 673	1 314	-	954	10	275	-	1 062	84
Sep. <i>Sep.</i>	12 085	1 158	0	923	10	244	-	1 004	77
Okt. <i>Oct.</i>	13 429	1 392	-	901	10	369	-	1 017	67
Nov. <i>Nov.</i>	13 459	1 336	-	903	10	339	-	917	82
Des. <i>Dec.</i>	13 824	1 387	0	937	10	355	-	957	92
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. <i>Feb.</i>	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars <i>March</i>	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113
April <i>April</i>	13 718	1 425	0	935	10	316	-	855	111
Mai <i>May</i>	12 993	1 437	0	945	10	326	-	834	66
Juni <i>June</i>	12 614	1 343	0	733	10	310	-	499	81
Juli <i>July</i>	14 473	1 428	-	970	10	316	0	781	142
Aug. <i>Aug.</i>	12 992	693	0	983	10	186	3	809	80
Sep. <i>Sep.</i>	13 209	1 266	0	899	10	329	6	834	161
Okt. <i>Oct.</i>	14 552	1 473	0	945	10	337	8	823	200
Nov. <i>Nov.</i>	13 334	1 413	0	887	10	294	9	892	214
Des. <i>Dec.</i>	14 472	1 444	0	937	10	285	7	887	248

<sup>1</sup> Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* <sup>2</sup> Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på 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>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
2001	12 660	0	1 629	952	316	0	3 305	8 651	10 196
Januar - Desember 2000 <i>January - December 2000</i>	14 266	0	2 022	952	79	0	3 416	7 420	9 991
Januar - Desember 2001 <i>January - December 2001</i>	12 660	0	1 629	952	316	0	3 305	8 651	10 196
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	1 355	-	225	94	6	-	314	605	740
Feb. <i>Feb.</i>	1 332	-	177	90	7	-	289	609	795
Mars <i>March</i>	1 231	-	206	76	7	-	318	568	839
April <i>April</i>	1 056	-	208	88	6	-	306	435	896
Mai <i>May</i>	1 315	-	178	81	9	-	306	641	905
Juni <i>June</i>	1 273	-	157	86	6	-	291	697	499
Juli <i>July</i>	1 321	-	171	88	9	-	270	790	910
Aug. <i>Aug.</i>	704	-	59	74	5	-	266	710	927
Sep. <i>Sep.</i>	1 218	-	162	51	6	-	251	305	840
Okt. <i>Oct.</i>	1 042	-	152	77	11	-	287	633	911
Nov. <i>Nov.</i>	1 205	-	159	76	4	-	250	675	895
Des. <i>Dec.</i>	1 214	-	167	71	3	-	268	751	835
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	1 133	-	171	78	24	-	256	747	942
Feb. <i>Feb.</i>	1 042	-	154	80	25	-	193	606	548
Mars <i>March</i>	1 088	-	142	100	28	-	209	607	929
April <i>April</i>	1 109	-	160	97	27	-	285	693	900
Mai <i>May</i>	862	-	159	95	32	-	295	671	475
Juni <i>June</i>	1 044	-	83	90	26	-	304	744	908
Juli <i>July</i>	1 052	-	62	91	25	-	253	847	936
Aug. <i>Aug.</i>	894	-	146	39	15	-	288	831	932
Sep. <i>Sep.</i>	1 062	-	143	61	24	-	303	709	890
Okt. <i>Oct.</i>	1 175	-	142	74	37	-	326	718	943
Nov. <i>Nov.</i>	967	-	137	75	27	-	294	690	849
Des. <i>Dec.</i>	1 234	-	131	70	27	-	299	788	945

<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
2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
Januar - Desember 2000 January - December 2000	2 256	4 992	3 447	2 589	3 388	222	9 303	9 579	1 173
Januar - Desember 2001 January - December 2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
2000									
Jan. Jan.	198	498	336	246	279	24	905	891	139
Feb. Feb.	203	402	305	249	287	22	816	798	105
Mars March	187	467	332	256	301	21	825	850	99
April April	182	460	105	243	300	20	778	806	95
Mai May	208	460	341	233	328	22	388	783	105
Juni June	197	468	331	175	51	20	771	743	118
Juli July	196	479	343	221	319	20	848	807	123
Aug Aug.	196	195	304	236	330	19	790	770	107
Sep Sep	170	223	317	203	312	16	772	751	53
Okt Oct.	166	471	122	187	315	13	787	764	96
Nov Nov	178	431	244	174	286	12	816	771	80
Des Dec	174	440	368	166	280	12	807	844	54
2001									
Jan. Jan.	199	440	363	170	253	11	757	809	60
Feb. Feb.	168	399	312	155	213	8	691	682	65
Mars March	174	430	368	169	239	3	733	744	88
April April	178	252	371	176	219	-	693	785	28
Mai May	187	454	117	176	213	-	731	781	-
Juni June	96	406	372	167	199	-	724	639	-
Juli July	156	438	385	168	197	-	673	915	-
Aug Aug.	169	437	335	159	181	-	859	682	-
Sep Sep	162	423	375	151	168	-	896	409	-
Okt Oct.	161	436	394	142	184	-	868	916	-
Nov Nov	145	426	346	140	148	-	822	867	-
Des Dec	132	407	406	152	186	-	830	879	-

<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 Vigdis	Togi Togi	Gamma Nord Gamma Nord	Njord Njord	Norne Norne	Varg Varg	Visund Visund
1975	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	1 120	26	92	224	353	-	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-	-
1999	4 339	-	-	3 465	6 441	1 394	527
2000	3 894	-	-	3 187	8 857	1 469	1 931
2001	3 280	0	0	2 368	9 960	1 029	2 191
Januar - Desember 2000 January - December 2000	3 894	0	0	3 187	8 857	1 469	1 931
Januar - Desember 2001 January - December 2001	3 280	0	0	2 368	9 960	1 029	2 191
2000							
Jan. Jan.	383	-	-	261	704	139	139
Feb. Feb.	363	-	-	234	692	87	130
Mars March	377	-	-	271	725	179	217
April April	224	-	-	274	453	124	167
Mai May	382	-	-	208	763	96	185
Juni June	307	-	-	292	718	91	166
Juli July	426	-	-	294	767	140	153
Aug Aug.	273	-	-	276	733	140	75
Sep Sep	82	-	-	162	794	128	215
Okt Oct.	329	-	-	310	882	110	191
Nov Nov.	357	-	-	293	809	115	151
Des Dec	391	-	-	310	817	120	143
2001							
Jan. Jan.	367	-	-	295	754	109	164
Feb. Feb.	323	-	-	216	742	96	174
Mars March	308	-	-	211	878	109	172
April April	295	-	-	187	895	100	152
Mai May	285	-	-	189	907	72	167
Juni June	249	-	-	170	843	90	169
Juli July	287	-	-	213	822	85	286
Aug Aug.	278	-	-	189	851	67	222
Sep Sep	250	-	-	176	625	66	188
Okt Oct.	250	-	-	188	943	73	172
Nov Nov.	208	-	-	165	815	66	110
Des Dec	180	-	-	169	885	96	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/>.



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

År / måned Year/month	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Snorre B	Glitne
1975	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-
1999	3 053	697	472	-	-	-	-
2000	6 842	6 090	6 577	-	-	-	-
2001	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
Januar -Desember 2000 <i>January - December 2000</i>	6 842	6 090	6 577	0	0	0	0
Januar -Desember 2001 <i>January - December 2001</i>	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
2000							
Jan. <i>Jan.</i>	525	386	375	-	-	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	598	385	407	-	-	-	-
Mars <i>March</i>	527	461	432	-	-	-	-
April <i>April</i>	617	480	507	-	-	-	-
Mai <i>May</i>	625	499	528	-	-	-	-
Juni <i>June</i>	357	521	570	-	-	-	-
Juli <i>July</i>	569	535	628	-	-	-	-
Aug. <i>Aug.</i>	565	591	629	-	-	-	-
Sep <i>Sep</i>	517	522	599	-	-	-	-
Okt <i>Oct.</i>	578	584	653	-	-	-	-
Nov <i>Nov.</i>	699	568	622	-	-	-	-
Des <i>Dec</i>	667	559	626	-	-	-	-
2001 2001							
Jan. <i>Jan.</i>	806	551	631	285	330	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	674	473	605	246	221	-	-
Mars <i>March</i>	807	508	689	273	215	-	-
April <i>April</i>	804	468	666	269	256	-	-
Mai <i>May</i>	736	443	734	311	281	-	-
Juni <i>June</i>	855	361	668	183	248	-	-
Juli <i>July</i>	970	383	678	272	337	295	-
Aug. <i>Aug.</i>	722	349	649	350	290	293	-
Sep <i>Sep</i>	536	307	698	267	380	285	147
Okt <i>Oct.</i>	546	295	764	267	366	195	180
Nov <i>Nov.</i>	511	261	536	275	381	200	155
Des <i>Dec</i>	633	258	746	272	382	160	171

<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>	Ekofisk <sup>4</sup>	Frigg <sup>2,3</sup>	Statfjord <sup>3</sup>	Murchison <sup>3</sup>	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks <sup>5</sup>
1977	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-	-
1978	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-	-
1979	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-	-
1980	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-	-
1981	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-	-
1982	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-	-
1983	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-	-
1984	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-	-
1985	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-	-
1986	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50	-
1987	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345	225
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448	821
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440	1 338
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438	1 288
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559	1 649
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592	2 189
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609	2 471
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457	2 514
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331	2 249
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249	1 994
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218	1 780
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81	1 764
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49	1 294
2000	53 076	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
Januar - Desember 2000 January - December 2000	53 076	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
Januar - Desember 2001 January - December 2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
2000									
Jan. Jan.	5 190	418	68	186	1	74	-	4	105
Feb. Feb.	4 898	403	61	199	1	71	-	3	112
Mars March	5 295	423	65	181	1	81	-	3	106
April April	4 325	400	60	143	1	77	-	3	177
Mai May	3 717	419	47	145	1	65	-	4	103
Juni June	3 209	416	17	259	1	79	-	2	69
Juli July	3 413	447	19	142	1	81	-	3	193
Aug Aug.	3 143	402	41	215	1	62	-	5	71
Sep Sep	3 692	336	63	183	1	49	-	5	300
Okt Oct.	4 713	433	73	127	1	85	-	3	294
Nov Nov.	5 638	409	72	184	1	78	-	4	203
Des Dec	5 842	425	78	217	1	84	-	5	175
2001									
Jan. Jan.	5 756	422	69	149	1	82	-	5	147
Feb. Feb.	4 092	371	69	144	1	72	-	4	111
Mars March	4 458	423	84	160	1	75	-	5	103
April April	4 138	481	65	136	1	70	-	5	104
Mai May	4 199	465	69	201	1	76	-	3	98
Juni June	4 001	467	66	140	1	75	-	4	94
Juli July	4 854	510	1	145	1	76	0	5	83
Aug Aug.	4 568	248	69	162	1	47	19	3	102
Sep Sep	4 490	368	67	113	1	76	52	10	100
Okt Oct.	4 670	481	62	158	1	85	69	5	251
Nov Nov.	5 881	472	83	165	1	76	97	5	294
Des Dec	6 359	495	81	186	1	72	92	4	314

<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	Tommel- iten	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	-	1 702	288	322	11	-	493	190	11 761
2001	0	3 947	138	272	43	0	800	206	11 927
Januar - Desember 2000									
January - December 2000	-	1 702	288	322	11	0	493	190	11 761
Januar - Desember 2001									
January - December 2001	-	3 947	138	272	43	0	800	206	11 927
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
April April	-	330	7	29	3	-	61	20	536
Mai May	-	156	9	28	5	-	58	24	1 122
Juni June	-	50	4	26	4	-	54	12	779
Juli July	-	241	3	27	4	-	81	14	942
Aug Aug.	-	349	22	12	2	-	90	17	951
Sep Sep	-	326	7	20	3	-	69	18	973
Okt Oct.	-	395	7	20	5	-	63	16	959
Nov Nov.	-	591	6	19	4	-	91	15	1 272
Des Dec	-	584	8	19	4	-	68	12	1 261

<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
2001	355	378	140	43	1 442	20 120	764
Januar - Desember 2000 <i>January - December 2000</i>	283	428	151	355	1 124	23 574	117
Januar - Desember 2001 <i>January - December 2001</i>	355	378	140	43	1 442	20 120	764
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
April <i>April</i>	35	35	11	-	128	1 244	68
Mai <i>May</i>	11	35	11	-	122	1 176	51
Juni <i>June</i>	30	34	11	-	70	1 208	86
Juli <i>July</i>	38	36	12	-	132	1 527	61
Aug. <i>Aug.</i>	32	34	11	-	105	1 857	34
Sep. <i>Sep.</i>	36	36	12	-	100	1 880	86
Okt. <i>Oct.</i>	35	17	11	-	157	1 653	61
Nov. <i>Nov.</i>	30	17	11	-	190	2 197	91
Des. <i>Dec.</i>	37	17	11	-	170	2 657	78

**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 Yme	Draugen Draugen	Vigdis Vigdis	Jotun Jotun	Åsgard Åsgard	Norne Norne
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	314	611	-
2001	0	629	0	199	4 110	1 021
Januar - Desember 2000 <i>January - December 2000</i>	28	671	30	314	611	0
Januar - Desember 2001 <i>January - December 2001</i>	-	629	0	199	4 110	1 021
2000						
Jan. <i>Jan.</i>	5	49	30	14	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	5	53	-	24	-	-
Mars <i>March</i>	4	57	-	20	-	-
April <i>April</i>	4	60	-	25	-	-
Mai <i>May</i>	4	61	-	24	-	-
Juni <i>June</i>	5	33	-	26	-	-
Juli <i>July</i>	-	61	-	27	-	-
Aug. <i>Aug.</i>	-	63	-	30	-	-
Sep <i>Sep</i>	-	57	-	26	-	-
Okt <i>Oct.</i>	-	62	-	31	95	-
Nov <i>Nov.</i>	-	58	-	36	343	-
Des <i>Dec</i>	-	56	-	32	173	-
2001						
Jan. <i>Jan.</i>	-	71	-	27	539	-
Feb. <i>Feb.</i>	-	38	-	23	453	81
Mars <i>March</i>	-	50	-	23	547	117
April <i>April</i>	-	57	-	21	583	108
Mai <i>May</i>	-	31	-	18	351	77
Juni <i>June</i>	-	55	-	15	614	100
Juli <i>July</i>	-	56	-	16	732	109
Aug. <i>Aug.</i>	-	61	-	14	290	38
Sep <i>Sep</i>	-	54	-	12	-	73
Okt <i>Oct.</i>	-	53	-	11	-	97
Nov <i>Nov.</i>	-	49	-	9	-	96
Des <i>Dec</i>	-	54	-	10	-	125

**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	143 433	36 165	33 551	34 844	38 874	232 443	61 346	61 735	58 956	50 407

Kilde: tenriksandel, 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*

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>					Millioner kroner Million NOK				
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	45 479	13 209	11 401	8 808	12 061	27 504	8 034	6 840	5 331	7 299
1999	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	52 928	12 869	11 393	12 761	15 905	61 278	12 805	11 342	16 537	20 595

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

Kilde: tenriksandel, 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 <sup>3</sup>	Naturgass <sup>1</sup> Natural Gas <sup>1</sup>			
		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
		Kr/tonn NOK/ton					Kroner/Sm <sup>3</sup> NOK/Sm			
1981	1 517	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 545	1 440	1 392	1 616	1 730	0,89	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,94	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 717	1 650	1 658	1 754	1 804	1,02	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 727	1 870	1 767	1 647	1 625	1,16	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	805	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	890	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	705	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	1 076	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,64	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	901	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	828	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	805	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	992	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	692	782	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 028	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 877	1 654	1 770	2 009	2 075	0,99	0,81	0,82	1,16	1,16
2001	1 631	1 696	1 840	1 692	1 297	1,15	1,00	1,00	1,30	1,29

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

**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. 1. kvartal 2000 - 4. kvartal 2001**  
*Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 2000 - Q4 2001*

Land Country	2000							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>34 037</b>	<b>56 292</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>
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	-	-	140	293	-	-
Belgia <i>Belgium</i> .....	415	682	494	921	967	2 002	1 495	3 148
Canada <i>Canada</i> .....	4 087	6 454	3 832	6 421	4 018	7 750	3 654	7 208
Danmark <i>Denmark</i> .....	597	985	387	716	666	1 406	634	1 309
Finland <i>Finland</i> .....	314	475	447	786	625	1 198	1 120	2 349
Frankrike <i>France</i> .....	4 292	7 140	2 638	4 770	3 728	7 639	3 966	8 452
Irland <i>Ireland</i> .....	745	1 230	662	1 238	733	1 550	735	1 530
Italia <i>Italy</i> .....	579	904	451	712	287	529	702	1 368
Japan <i>Japan</i> .....	-	-	134	219	-	-	-	-
Kina <i>China</i> .....	-	-	-	-	264	538	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	5 880	9 881	4 752	8 498	5 207	10 589	5 940	12 628
Portugal <i>Portugal</i> .....	-	-	168	323	156	332	81 726	180
Singapore <i>Singapore</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> ..	10 534	17 896	10 981	19 702	10 788	21 854	11 289	23 434
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 592	4 286	2 417	4 312	1 959	4 035	2 041	4 237
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	-	-	960	1 762	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i> .....	1 055	1 772	1 089	1 941	1 829	3 806	1 581	3 396
USA <i>USA</i> .....	2 946	4 588	3 706	6 288	3 613	6 750	2 264	4 425
	2001*							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>36 165</b>	<b>61 346</b>	<b>33 551</b>	<b>61 735</b>	<b>34 844</b>	<b>58 956</b>	<b>38 874</b>	<b>50 407</b>
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	-	-	-	-	435	575
Belgia <i>Belgium</i> .....	524	915	1 045	1 953	279	482	1 041	1 381
Canada <i>Canada</i> .....	3 301	5 460	2 991	5 326	3 420	5 553	3 113	3 906
Danmark <i>Denmark</i> .....	767	1 331	170	318	434	748	337	444
Finland <i>Finland</i> .....	568	977	209	390	629	1 059	797	1 083
Frankrike <i>France</i> .....	3 793	6 550	2 931	5 469	3 939	6 759	3 364	4 436
Irland <i>Ireland</i> .....	988	1 695	740	1 388	648	1 116	548	727
Italia <i>Italy</i> .....	288	435	425	750	541	833	1 090	1 333
Kina <i>China</i> .....	884	1 381	803	1 437	-	-	698	889
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	5 464	9 427	4 714	8 763	5 505	9 400	5 124	6 664
Portugal <i>Portugal</i> .....	78	146	308	576	167	276	164	208
Singapore <i>Singapore</i> .....	82	135	-	-	-	-	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i> ..	11 852	19 957	10 757	19 841	11 729	19 958	13 270	17 161
Sverige <i>Sweden</i> .....	2 203	3 798	2 242	4 205	1 560	2 675	2 669	3 540
Sør-Korea <i>South Korea</i> .....	-	-	-	-	-	-	373	480
Tyskland <i>Germany</i> .....	2 520	4 382	2 003	3 801	2 248	3 931	2 434	3 271
USA .....	2 854	4 758	4 214	7 517	3 745	6 164	3 418	4 308

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/*.



**29. Eksport av norskprodusert naturgass<sup>1</sup> fordelt på land. 1. kvartal 2000-4. kvartal 2001**  
*Exports of Norwegian produced natural gas<sup>1</sup> . By destination. Q1 2000-Q4 2001*

Land Country	2000							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>14 581</b>	<b>11 874</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>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 519	1 254	1 257	1 038	1 058	1 238	1 717	2 009
Frankrike <i>France</i> .....	3 872	3 197	2 399	1 981	1 938	2 266	3 793	4 438
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	1 472	1 216	1 204	994	1 042	1 219	1 367	1 599
Polen <i>Poland</i> .....							51	59
Spania <i>Spain</i> .....	625	516	617	509	630	737	632	739
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> .....	824	515	232	145	220	213	816	791
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> .....	440	363	440	364	427	499	560	655
Tyskland <i>Germany</i> .....	5 829	4 813	4 117	3 399	3 568	4 173	5 856	6 851

	2001*							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm <sup>3</sup> Million Sm <sup>3</sup>	Millioner kroner Million NOK
<b>I alt Total</b> .....	<b>12 869</b>	<b>12 805</b>	<b>11 393</b>	<b>11 342</b>	<b>12 761</b>	<b>16 537</b>	<b>15 905</b>	<b>20 595</b>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 539	1 539	1 157	1 157	1 164	1 514	1 491	1 938
Frankrike <i>France</i> .....	5 144	5 144	4 666	4 666	5 476	7 119	7 294	9 482
Nederland <i>The Netherlands</i> .....	796	796	753	753	776	1 009	895	1 163
Polen <i>Poland</i> .....	-	-	-	-	-	-	-	-
Spania <i>Spain</i> .....	569	569	538	538	554	721	639	831
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> .....	320	256	255	204	177	177	271	271
Tsjekkia <i>Czech Republic</i> .....	228	228	215	215	222	288	256	332
Tyskland <i>Germany</i> .....	4 272	4 272	3 808	3 808	4 392	5 709	5 060	6 578

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

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

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

**30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske 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>
Belgia <i>Belgium</i> .....	1 637	1 645	3 537	6 999
Danmark <i>Denmark</i> .....	3 320	3 295	2 283	4 415
Finland <i>Finland</i> .....	2 517	2 749	2 514	4 827
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
Sverige <i>Sweden</i> .....	8 940	9 285	9 009	16 870
Tyskland <i>Germany</i> .....	9 781	10 226	8 680	16 605
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	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i> .....	503	430	-	-
Aruba <i>Aruba</i> .....	147	198	-	-
Bahamas <i>Bahamas</i> .....	-	-	140	293
Canada <i>Canada</i> .....	14 594	15 497	15 592	27 835
USA <i>USA</i> .....	13 445	13 447	14 626	26 065

<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. Norwegian 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>. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. 1 000 tonn**  
**Shipments<sup>1</sup> of Norwegian produced NGL<sup>2</sup>, by receiving country<sup>3</sup>. Q 4 1999 - Q 4 2001. 1 000 tonnes**

	1999	2000				2001			
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
<b>Skipninger i alt Total shipments.....</b>	<b>897</b>	<b>803</b>	<b>728</b>	<b>625</b>	<b>848</b>	<b>1 125</b>	<b>1 193</b>	<b>1 199</b>	<b>1 311</b>
Norge Norway .....	175	202	146	156	148	226	230	253	211
Australia Australia .....	-	-	-	-	-	-	-	-	32
Belgia Belgium .....	124	87	78	51	63	100	104	67	8
Brasil Brazil .....	-	-	20	20	-	31	-	-	-
Chile Chile .....	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Kina China .....	-	-	-	-	-	-	-	43	-
Columbia Columbia .....	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Danmark Denmark .....	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Ecuador Ecuador .....	-	-	-	-	-	-	16	-	-
Finland Finland .....	20	11	24	26	16	1	27	47	-
Frankrike France .....	47	113	55	37	38	90	79	94	112
India India .....	-	-	-	-	-	-	-	7	5
Irland Ireland .....	-	-	-	-	-	1	-	-	2
Island Iceland .....	-	-	0	0	-	0	-	-	-
Italia Italy .....	21	-	-	-	-	-	-	-	-
Marokko Morocco .....	1	2	-	-	5	4	-	1	7
Mexico Mexico .....	-	-	42	-	118	50	-	104	81
Nederland The Netherlands .....	58	39	64	52	59	101	46	78	127
Nigeria Nigeria .....	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Polen Poland .....	24	18	-	13	41	8	-	5	25
Portugal Portugal .....	20	15	17	18	28	39	26	9	45
Spania Spain .....	47	52	31	31	42	70	9	4	74
Storbritannia og Nord-Irland United Kingdom .....	96	65	29	42	34	43	126	79	85
Sverige Sweden .....	49	-	94	90	49	61	272	268	117
Tunisia Tunisia .....	-	-	-	-	7	-	-	-	-
Tyrkia Turkey .....	119	107	79	18	152	173	96	17	177
Tyskland Germany .....	52	61	11	12	9	32	26	24	24
USA USA .....	45	32	4	4	32	93	101	66	114
Andre Others .....	-	-	32	55	7	-	13	32	64

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

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

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

**32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1992-2002. US dollar/fat**  
*Brent Blend price. Weekly. 1992-2002. USD/barrel*

Uke Week	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	18,15	17,95	13,05	16,05	19,15	24,15	15,20	11,05	24,06	23,57	20,68
2	17,80	17,50	14,10	15,90	18,60	24,70	14,90	11,19	24,01	24,28	18,58
3	18,40	17,00	13,90	16,20	17,65	23,25	14,65	11,10	26,20	25,35	19,01
4	18,15	16,75	14,20	16,90	17,30	22,85	15,65	11,03	26,20	27,31	
5	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64	
6	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50	
7	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15	
8	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33	
9	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23	
10	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07	
11	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62	
12	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25	
13	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63	
14	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92	
15	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15	
16	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55	
17	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65	
18	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14	
19	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59	
20	19,80	18,85	16,20	18,50	19,10	20,00	14,50	14,36	28,67	28,14	
21	19,45	18,10	16,20	18,35	18,60	19,35	14,70	14,83	28,58	29,52	
22	20,70	18,20	16,40	17,70	18,80	18,30	13,60	14,22	29,63	29,02	
23	21,05	18,35	16,30	18,05	18,35	16,90	12,10	16,10	28,58	29,01	
24	21,20	18,20	16,15	17,70	18,15	17,30	10,95	16,02	30,28	28,70	
25	21,20	17,40	16,65	16,75	18,45	17,80	12,15	15,85	29,17	26,80	
26	21,35	17,20	17,40	16,70	18,70	18,40	11,85	16,34	30,64	27,09	
27	20,60	17,25	17,20	16,10	19,60	18,20	11,55	18,47	31,21	25,82	
28	19,95	16,80	17,05	15,95	19,85	18,20	11,95	18,91	30,41	25,12	
29	20,15	16,55	18,15	15,70	20,00	18,60	12,20	19,07	28,18	23,42	
30	20,20	16,65	17,35	15,65	19,40	19,00	12,65	19,63	25,44	24,21	
31	20,65	17,10	17,65	16,00	18,95	19,10	11,95	19,33	26,18	24,59	
32	19,90	16,55	18,50	16,05	19,80	18,50	11,60	20,30	27,86	25,57	
33	19,60	16,60	17,55	15,85	20,95	18,55	12,10	20,49	29,42	25,57	
34	19,80	16,75	16,55	16,20	21,15	18,00	12,25	20,17	30,80	25,54	
35	19,65	16,80	15,55	16,15	20,70	18,15	12,40	20,97	34,60	26,56	
36	19,90	16,70	15,85	16,60	22,20	18,05	12,50	21,61	36,37	26,31	
37	20,25	15,80	15,90	16,80	23,10	18,20	13,10	22,95	32,68	27,25	
38	20,50	15,40	15,55	16,90	22,05	18,85	14,50	22,49	33,24	26,84	
39	20,50	15,95	15,70	16,30	22,85	20,30	14,55	23,03	29,38	20,52	
40	20,20	15,95	16,25	16,35	23,45	20,75	13,50	22,97	30,09	20,46	
41	20,25	16,80	16,65	15,90	24,25	19,60	12,30	21,92	31,03	20,14	
42	20,75	17,00	15,95	15,95	24,70	19,55	11,65	21,17	30,85	20,12	
43	19,40	16,65	16,15	16,00	24,70	19,25	12,30	22,03	31,39	18,75	
44	19,75	15,90	16,70	16,65	23,15	19,05	11,70	21,96	30,94	20,12	
45	19,20	15,80	17,55	16,80	22,00	19,50	11,30	24,70	31,46	18,75	
46	19,30	15,20	17,45	16,70	22,85	19,45	10,45	25,04	33,28	19,26	
47	19,25	15,35	16,80	16,80	23,10	18,90	10,60	25,97	33,02	18,93	
48	19,20	14,80	17,15	17,20	23,10	18,00	9,90	24,98	32,66	18,86	
49	18,60	14,20	17,00	17,55	24,20	17,20	9,45	26,41	28,64	19,08	
50	18,10	13,70	16,00	17,65	23,30	17,00	10,00	25,33	26,71	17,70	
51	18,05	13,75	15,70	18,10	24,05	17,00	9,50	25,84	23,05	18,58	
52	18,35	13,50	15,65	18,60	23,55	16,05	10,60	25,32	21,86	20,46	
Gjennomsnitt for året Yearly average	19,31	17,07	15,76	16,98	20,61	19,11	12,71	17,88	28,39	24,38	..

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													Spot-pris 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	.	.	.	.	.	.	.	.	.	18,85
3. kv. Q3..	19,97	19,93	19,35	.	19,60	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,10
4. kv. Q4..	21,30	21,30	20,97	.	21,18	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,68
<b>1992</b>															
1. kv. Q1..	18,27	18,28	17,85	.	18,10	.	.	.	.	.	.	.	.	.	17,93
2. kv. Q2..	19,93	19,76	19,45	.	19,33	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,92
3. kv. Q3..	20,37	20,33	20,12	.	20,27	.	.	.	.	.	.	.	.	.	20,13
4. kv. Q4..	19,65	19,65	19,48	.	19,64	.	.	.	.	.	.	.	.	.	19,26
<b>1993</b>															
1. kv. Q1..	18,37	18,32	18,07	.	18,28	..	.	.	.	.	.	.	.	.	18,16
2. kv. Q2..	18,51	18,53	18,26	.	18,38	..	.	.	.	.	.	.	.	.	18,33
3. kv. Q3..	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	..	.	.	.	.	.	.	.	.	16,53
4. kv. Q4..	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	..	..	.	.	.	.	.	.	.	15,28
<b>1994</b>															
1. kv. Q1..	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	..	..	.	.	.	.	.	.	.	13,90
2. kv. Q2..	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	..	..	..	.	.	.	.	.	.	15,79
3. kv. Q3..	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	..	..	..	.	.	.	.	.	.	16,81
4. kv. Q4..	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	..	..	..	.	.	.	.	.	.	16,54
<b>1995</b>															
1. kv. Q1..	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	..	16,82	.	.	.	.	.	.	16,71
2. kv. Q2..	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	.	.	.	.	.	.	18,08
3. kv. Q3..	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	..	.	.	.	.	.	16,17
4. kv. Q4..	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	..	.	.	.	.	.	16,94
<b>1996</b>															
1. kv. Q1..	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	.	.	.	.	.	18,56
2. kv. Q2..	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	.	.	.	.	.	19,48
3. kv. Q3..	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	.	.	.	.	.	20,82
4. kv. Q4..	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	.	.	.	.	.	23,57
<b>1997</b>															
1. kv. Q1..	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	.	.	.	.	.	21,15
2. kv. Q2..	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	.	.	.	.	.	18,13
3. kv. Q3..	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	.	.	.	.	.	18,59
4. kv. Q4..	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	.	.	.	.	.	18,56
<b>1998</b>															
1. kv. Q1..	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	.	.	.	.	.	14,02
2. kv. Q2..	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	.	.	.	.	.	13,26
3. kv. Q3..	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	.	.	.	.	.	12,56
4. kv. Q4..	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	.	.	.	.	.	11,02
<b>1999</b>															
1. kv. Q1..	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	.	.	.	.	.	11,41
2. kv. Q2..	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	.	.	.	.	.	15,43
3. kv. Q3..	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	.	.	.	.	.	20,57
4. kv. Q4..	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	.	.	.	.	.	24,13
<b>2000</b>															
1. kv. Q1..	27,25	27,35	26,77	27,25	27,30	27,35	27,20	27,25	26,82	26,65	27,57	.	.	.	26,80
2. kv. Q2..	26,97	27,07	26,50	26,82	27,03	27,07	27,00	26,82	26,65	26,47	27,68	25,90	26,58	27,15	26,68
3. kv. Q3..	29,80	30,27	29,98	30,17	29,82	30,27	30,05	30,17	29,50	29,45	29,78	28,78	29,77	30,38	30,44
4. kv. Q4..	29,48	30,05	29,55	29,70	29,85	30,03	29,98	29,70	29,43	29,43	30,67	28,80	29,70	30,32	29,61
<b>2001</b>															
1. kv. Q1..	25,85	26,23	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
2. kv. Q2..	27,33	27,35	26,92	27,10	27,38	27,35	27,47	27,10	26,32	27,08	28,15	25,35	27,27	27,85	27,25
3. kv. Q3..	25,08	24,52	24,78	25,13	25,10	25,18	24,82	25,13	24,57	24,80	25,75	23,35	24,73	25,60	25,23

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

**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			
	Eko- fisk <sup>1</sup>	Stat fjord <sup>3</sup>	Gull faks <sup>2,3</sup>	Gull- faks C <sup>3</sup>	Ose- berg <sup>4</sup>	Snorre <sup>3</sup>	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 January	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	.	.	.	.	.	.	16,42
Februar February	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	.	.	.	.	.	.	17,01
Mars March	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	.	.	.	.	.	.	16,76
April April	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	.	.	.	.	.	.	16,58
Mai May	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	.	.	.	.	.	.	18,24
Juni June	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	.	.	.	.	.	.	17,30
Juli July	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	.	.	.	.	.	.	15,85
August August	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	.	.	.	.	.	.	16,02
September September	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	..	.	.	.	.	.	16,55
Oktober October	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	..	.	.	.	.	.	16,05
November November	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	..	.	.	.	.	.	16,74
Desember December	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	..	.	.	.	.	.	17,82
<b>1996</b>															
Januar January	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	.	.	.	.	.	17,86
Februar February	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	.	.	.	.	.	18,08
Mars March	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	.	.	.	.	.	19,93
April April	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	.	.	.	.	.	20,70
Mai May	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	.	.	.	.	.	19,01
Juni June	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	.	.	.	.	.	18,41
Juli July	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	.	.	.	.	.	19,71
August August	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	.	.	.	.	.	20,31
September September	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	.	.	.	.	.	22,55
Oktober October	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	.	.	.	.	.	24,05
November November	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	.	.	.	.	.	22,76
Desember December	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	.	.	.	.	.	23,64
<b>1997</b>															
Januar January	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	.	.	.	.	.	23,58
Februar February	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	.	.	.	.	.	20,53
Mars March	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	.	.	.	.	.	18,74
April April	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	.	.	.	.	.	17,67
Mai May	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	.	.	.	.	.	19,25
Juni June	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	.	.	.	.	.	17,59
Juli July	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	.	.	.	.	.	18,50
August August	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	.	.	.	.	.	18,46
September September	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	.	.	.	.	.	18,85
Oktober October	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	.	.	.	.	.	19,64
November November	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	.	.	.	.	.	18,96
Desember December	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	.	.	.	.	.	16,86
<b>1998</b>															
Januar January	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	.	.	.	.	.	15,04
Februar February	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	.	.	.	.	.	13,54
Mars March	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	.	.	.	.	.	13,23
April April	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	.	.	.	.	.	13,62
Mai May	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	.	.	.	.	.	14,30
Juni June	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	.	.	.	.	.	11,76
Juli July	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	.	.	.	.	.	12,09
August August	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	.	.	.	.	.	12,06
September September	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	.	.	.	.	.	13,66
Oktober October	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	.	.	.	.	.	15,36
November November	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	.	.	.	.	.	10,56
Desember December	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	.	.	.	.	.	9,89
<b>1999</b>															
Januar January	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	.	.	.	.	.	11,09
Februar February	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	.	.	.	.	.	10,26
Mars March	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	.	.	.	.	.	12,58
April April	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	.	.	.	.	.	15,50

**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>	Gullfaks <sup>2,3</sup>	Gullfaks <sup>C</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
Mai May	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	.	.	.	.	.	14,68
Juni June	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	.	.	.	.	.	16,56
Juli July	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	.	.	.	.	.	19,23
August August	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	.	.	.	.	.	20,48
September September	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	.	.	.	.	.	22,61
Oktober October	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	.	.	.	.	.	21,77
November November	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	.	.	.	.	.	25,17
Desember December	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	.	.	.	.	.	25,73
<b>2000</b>															
Januar January	25,90	25,95	25,60	26,00	26,05	25,95	25,70	26,00	25,65	25,35	26,00	.	.	.	25,12
Februar February	28,20	28,35	27,65	28,15	28,30	28,35	28,20	28,15	27,90	27,50	28,50	.	.	.	27,61
Mars March	27,65	27,75	27,05	27,60	27,55	27,75	27,70	27,60	26,90	27,10	28,20	.	.	.	27,50
April April	22,85	23,10	22,40	22,75	23,30	23,10	23,00	22,75	22,55	22,30	23,50	21,75	22,15	23,10	22,64
Mai May	27,95	27,95	27,50	27,75	27,95	27,95	27,95	27,75	27,60	27,50	28,65	26,90	27,75	28,00	27,53
Juni June	30,10	30,15	29,60	29,95	29,85	30,15	30,05	29,95	29,80	29,60	30,90	29,05	29,85	30,25	29,67
Juli July	28,15	28,65	28,00	28,25	27,90	28,65	28,15	28,25	27,65	28,10	28,70	27,35	28,55	29,00	28,81
August August	29,60	30,20	29,75	29,95	29,60	30,20	30,15	29,95	29,30	29,70	30,00	28,30	29,70	30,40	29,77
September September	31,65	31,95	32,20	32,30	31,95	31,95	31,85	32,30	31,55	30,55	30,65	30,70	31,05	31,75	32,92
Oktober October	30,80	31,45	30,70	30,45	31,30	31,45	31,40	30,45	30,75	30,80	31,85	30,20	31,00	31,50	30,84
November November	32,45	32,95	32,65	33,10	32,90	32,95	32,90	33,10	32,25	32,40	33,70	31,80	32,80	33,20	32,27
Desember December	25,20	25,75	25,30	25,55	25,35	25,75	25,65	25,55	25,30	25,10	26,45	24,40	25,30	26,25	25,07
<b>2001</b>															
Januar January	25,65	26,20	25,75	26,10	25,90	26,20	26,20	26,10	25,40	25,70	26,85	24,80	25,90	26,75	25,13
Februar February	27,65	28,05	27,35	27,70	27,70	28,05	28,05	27,70	26,65	27,20	28,65	26,65	27,25	28,30	27,66
Mars March	24,25	24,45	24,10	24,25	24,45	24,45	24,55	24,25	23,20	24,10	24,70	23,20	24,25	24,80	24,76
April April	25,45	25,75	25,20	25,40	25,55	25,75	25,60	25,40	24,35	25,35	26,35	23,95	25,70	25,95	25,32
Mai May	28,75	28,80	28,35	28,50	28,60	28,80	28,70	28,50	27,65	28,25	29,30	26,60	28,60	29,35	28,28
Juni June	27,80	27,50	27,20	27,40	28,00	27,50	28,10	27,40	26,95	27,65	28,80	25,50	27,50	28,25	27,90
Juli July	24,15	24,30	23,95	24,15	24,30	24,30	23,95	24,15	23,65	23,85	24,70	22,35	23,55	24,65	24,64
August August	25,75	25,80	25,30	25,75	25,55	25,80	25,40	25,75	25,10	25,45	26,30	23,75	25,60	26,15	25,57
September September	25,35	25,45	25,10	25,50	25,45	25,45	25,10	25,50	24,95	25,10	26,25	23,95	25,05	26,00	25,39

<sup>1</sup> FOB Teeside. *FOB Teeside.* <sup>2</sup> Før 3.kv.1993 er Gullfaks C innkludert 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://odin.dep.no/oed/> og <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. **More information:** <http://odin.dep.no/oed/engelsk/> and <http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/>.

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

År og måned <i>Year and month</i>	150000 dvt. og over for råolje <i>Very large/ ultra large crude carriers</i>	70 000 - 149 999 dvt. for råolje <i>Medium sized crude carriers</i>	35 000 - 69 999 dvt. for råolje <i>Small crude/ product carriers</i>	Opptil 34 999 dvt. for råolje <i>Handy size/ dirty</i>	Opptil alle størrelser for raffinert <i>Handy size/ clean</i>
1976	29	..	..	..	..
1977	25	..	..	..	..
1978	29	..	..	..	..
1979	47	..	..	..	..
1980	37	..	..	..	..
1981	28	..	..	..	..
1982	26	..	..	..	..
1983	29	..	..	..	..
1984	35	..	..	..	..
1985	32	..	..	..	..
1986	33	..	..	..	..
1987	42	..	..	..	..
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
2000	98	153	207	208	219
<b>2000</b>					
Januar <i>January</i>	48	93	126	146	148
Februar <i>February</i>	53	108	141	154	170
Mars <i>March</i>	58	116	164	167	189
April <i>April</i>	70	135	196	179	197
Mai <i>May</i>	81	127	177	187	205
Juni <i>June</i>	96	136	174	194	210
Juli <i>July</i>	101	153	245	261	218
August <i>August</i>	106	197	266	243	234
September <i>September</i>	129	191	269	230	255
Oktober <i>October</i>	136	165	194	217	265
November <i>November</i>	134	205	267	241	258
Desember <i>December</i>	160	210	265	272	283
<b>2001</b>					
Januar <i>January</i>	152	217	346	277	371
Februar <i>February</i>	117	206	231	323	400
Mars <i>March</i>	87	158	239	295	348
April <i>April</i>	94	171	272	299	264
Mai <i>May</i>	81	160	191	296	263
Juni <i>June</i>	48	106	168	221	258
Juli/August <i>July/August</i>	52	114	130	224	214
September <i>September</i>	51	111	148	204	208
Oktober <i>October</i>	74	111	154	210	187

<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. 1998-2002**  
*World oil supply and demand. Million barrels per day. 1998-2002*

	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>73,6</b>	<b>75,2</b>	<b>75,9</b>	<b>76,0</b>	<b>76,6</b>	<b>75,9</b>	<b>74,4</b>	<b>76,4</b>	<b>76,8</b>	<b>76,9</b>	<b>75,2</b>	<b>r75,5</b>	<b>76,3</b>	<b>76,6</b>	<b>75,0</b>	<b>76,3</b>	<b>78,2</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>46,8</b>	<b>47,7</b>	<b>47,8</b>	<b>47,7</b>	<b>47,8</b>	<b>48,2</b>	<b>46,6</b>	<b>48,0</b>	<b>48,6</b>	<b>48,8</b>	<b>46,5</b>	<b>47,5</b>	<b>48,0</b>	<b>48,2</b>	<b>46,2</b>	<b>47,7</b>	<b>49,2</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	23,1	23,8	24,1	24,0	24,2	23,7	23,8	24,5	24,4	24,2	23,7	24,0	24,0	24,0	23,7	24,3	24,8
Europa <i>Europe</i>	15,3	15,2	15,1	15,2	15,2	15,2	14,6	15,2	15,4	15,2	r14,8	15,4	15,3	15,0	14,6	15,4	15,6
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,4	8,7	8,7	8,5	8,5	9,4	8,1	8,3	8,8	9,4	8,0	8,1	8,7	9,2	7,9	8,0	8,8
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>26,8</b>	<b>27,6</b>	<b>28,1</b>	<b>28,3</b>	<b>28,7</b>	<b>27,8</b>	<b>27,8</b>	<b>28,5</b>	<b>28,2</b>	<b>28,1</b>	<b>28,7</b>	<b>r28,0</b>	<b>28,3</b>	<b>28,4</b>	<b>28,8</b>	<b>28,6</b>	<b>29,0</b>
Tidligere Sovjet <sup>2</sup> <i>Former USSR</i>	3,7	3,7	3,6	3,7	3,7	3,6	3,5	3,6	3,8	3,8	3,6	3,6	3,8	3,8	3,7	3,6	3,8
Europa <i>Europe</i>	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
Kina <sup>3</sup> <i>China</i>	4,2	4,5	4,8	4,9	5,0	4,7	4,6	5,1	4,8	4,7	5,2	4,7	5,0	4,9	5,1	4,9	5,3
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,8	7,2	7,3	7,3	7,4	7,2	7,4	7,4	7,3	7,4	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,3	7,3
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,8	4,8	4,9	4,8	4,8	4,7	4,9	5,0	4,9	4,7	r4,8	r4,8	4,7	4,6	4,8	4,9	4,8
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,3	4,4	4,5	4,3	4,4	4,6	4,7	4,4	4,5	4,7	4,8	4,5
Afrika <i>Africa</i>	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>Samlet tilbud<sup>4</sup> Total supply<sup>4</sup></b>	<b>r75,6</b>	<b>74,2</b>	<b>76,7</b>	<b>76,8</b>	...	<b>r75,3</b>	<b>76,2</b>	<b>77,1</b>	<b>78,2</b>	<b>77,7</b>	<b>76,0</b>	<b>r77,0</b>	<b>76,6</b>	...	...	...	...
<b>Sum ikke-OPEC Total non-OPEC</b>	<b>44,8</b>	<b>r44,8</b>	<b>45,9</b>	<b>46,6</b>	<b>47,4</b>	<b>r46,0</b>	<b>45,6</b>	<b>45,8</b>	<b>46,3</b>	<b>46,4</b>	<b>46,1</b>	<b>r46,7</b>	<b>47,4</b>	<b>47,5</b>	<b>47,1</b>	<b>47,4</b>	<b>47,8</b>
<b>OECD OECD</b>	<b>21,9</b>	<b>21,4</b>	<b>21,9</b>	<b>21,8</b>	<b>22,0</b>	<b>22,3</b>	<b>21,8</b>	<b>21,7</b>	<b>21,8</b>	<b>21,8</b>	<b>21,5</b>	<b>r21,8</b>	<b>22,3</b>	<b>22,2</b>	<b>21,8</b>	<b>21,9</b>	<b>22,2</b>
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,5	14,0	14,3	14,4	14,7	14,3	14,4	14,3	14,1	14,2	14,2	14,4	14,6	14,7	14,5	14,6	14,8
Europa <i>Europe</i>	6,7	6,8	6,8	6,7	6,8	7,1	6,6	6,6	6,9	6,8	6,5	6,5	6,9	6,7	6,5	6,6	6,7
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	r0,9	0,8	0,7	0,9	0,9	r0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
<b>Ikke OECD Non OECD</b>	<b>21,3</b>	<b>r21,7</b>	<b>22,3</b>	<b>23,0</b>	<b>23,6</b>	<b>21,9</b>	<b>22,0</b>	<b>22,4</b>	<b>22,8</b>	<b>22,8</b>	<b>r22,8</b>	<b>23,2</b>	<b>23,3</b>	<b>23,4</b>	<b>23,5</b>	<b>23,7</b>	<b>23,8</b>
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,3	7,5	7,9	8,6	9,1	7,7	7,8	8,0	8,2	8,3	8,5	8,7	8,8	8,9	9,0	9,2	9,3
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	3,4	3,3	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	r2,3	2,4	2,4	r2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	r3,8	3,7	3,8	3,9	r3,8	3,7	3,9	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Afrika <i>Africa</i>	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8
Nettotilvekst prosessering <sup>5</sup> <i>Processing Gains<sup>5</sup></i>	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 OPEC</b>	<b>r30,8</b>	<b>29,4</b>	<b>30,8</b>	<b>30,2</b>	...	<b>29,3</b>	<b>30,7</b>	<b>31,3</b>	<b>31,9</b>	<b>31,3</b>	<b>r29,9</b>	<b>30,3</b>	<b>29,2</b>	...	...	...	...
Råolje <i>Crude oil</i>	r28,0	26,6	27,9	27,2	...	26,5	27,8	28,4	29,0	r28,3	r27,0	27,3	26,2	...	...	...	...
NGL <i>NGLs</i>	2,8	2,8	2,9	2,9	3,2	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2
LAGERENDRING OG ANNET <sup>6</sup> <i>STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS<sup>6</sup></i>	r2,0	r(-1,1)	0,8	0,8	...	(-0,7)	1,9	r0,7	1,4	r0,7	0,8	r1,4	0,3	...	...	...	...

<sup>1</sup> Leveranser fra raffineriene pluss bunkers, raffineriføde og brensel. Inkluderer olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Deliveries from refineries plus international marine bunkers, refinery fuel and crude for direct burning. Includes oil from non-conventional sources and other sources of supply.* <sup>2</sup> Tall for det tidligere Sovjet er beregnet ved hjelp av offisielle produksjons- og kvartalsvise handelstall. *Figures for former USSR are derived from official production figures and quarterly trade data.* <sup>3</sup> Årlige tall for Kinas etterspørsel er beregnet fra produksjons- og handelstall, mens kvartalsvise tall er beregnet utfra innenlandske oljeleveranser. *Annual Chinese demand is estimated from production and (adjusted) trade; quarterly figures represent estimates of domestic oil deliveries.* <sup>4</sup> Består av råolje, kondensat, NGL, olje fra ikke-konvensjonelle kilder og andre kilder. *Comprises crude oil, condensates, NGLs, oil from non-conventional sources and other sources of supply.* <sup>5</sup> Nettotilvekst i volum gjennom raffineringprosessen (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 tapt råolje til havs. *Includes changes in non-reported stocks and crude ocean losses.*

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

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

**37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 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	CO2 -avgift CO2 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://odin.dep.no/oed/> . *More information: http://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://odin.dep.no/oed/> . *More information: http://odin.dep.no/oed/engelsk/* .

# 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 gassreserverne. Vareinnsats og lønnskostnader for Frigg og Statfjord tas med i sin helhet. For at bearbeidingsverdien og driftsresultatet skal bli riktig, inntektsføres den delen av kostnadene som belastes britiske andelshavere og føres som eksport av tjenester fra Norge til Storbritannia. For Murchison registreres bare den delen av vareinnsatsen som belastes norske andels-

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

## 2. Næringsklassifisering

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

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

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

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

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

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

#### SN-nr. 5023 Oljeboring

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

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

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

#### SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

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

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

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

## 2.2. Næringsklassifisering av oljevirksomheten NACE Rev. 1

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

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

#### 11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

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

#### 11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

Denne næringskoden omfatter boring av lete-, avgrensings- og produksjonsbrønner på kontrakt m.m. og teknisk tjenesteyting knyttet til oljevirksomheten. Denne koden erstatter SN-nr 5023 "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 unitisering-savtale mellom alle rettighetshaverne om en samlet utbygging av feltet. Den nye enheten blir opprettet som en ny bedrift med operatøren som oppgavegiver.

### 3.3. Hjelpeavdeling

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

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

## 4. Kjennemerker

### 4.1. Investering

#### Omfang

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

#### Periodisering

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

### 4.2. Eksport

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

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

### 4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

#### Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

#### Inntekt av leiearbeid

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

#### Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

#### Beregnet inntekt for grensefelt

For grensefelt som opereres fra norsk side (Frigg og Statfjord), tas vareinnsats og lønnskostnader i sin helhet med i norsk statistikk, mens produksjonsverdien bare omfatter norsk andel. For at bear-

beidingsverdi 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 "Operation of Financing Institutions connected with Crude Petroleum and Natural Gas Production". In SIC the industries 22 and 81021 were not linked together in such a way.

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

This industry-code includes drilling of exploration, appraisal and production wells on contract etc. and technical consultancy related to oil activity. This code

replaces SIC no. 5023 "Oil well drilling" and SIC no. 83249 "Other technical services". Earlier these codes were not linked with SIC no. 22.

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

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

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

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

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

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

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

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

## **3. Statistical units**

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

### **3.1. Enterprise**

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

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



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

### 3.2. Establishment

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

### 3.3. Ancillary units

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

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

## 4. Characteristics

### 4.1. Investment

#### Content

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

#### Periodisation

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

### 4.2. Exports

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

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

### 4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

#### Value of produced oil and gas

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

#### Contract work

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

#### Calculated production value from ancillary units

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

**Calculated income from border areas**

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

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

**Own-account investment work**

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

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

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

**4.5. Value added**

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

**4.6. Value added at factor prices**

Value added at market prices less royalty.

**Vedlegg A**

Annex A

**Måleenheter**

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

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

**Vanlige enheter:**

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

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

For gass:

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

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

Gass:

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

Olje:

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

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

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

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1998:

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

**Units of measurement**

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

## Tidligere utgitt på emneområdet

### *Previously issued on the subject*

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

- C 671 Statistisk årbok 2001  
C 619 Elektrisitetsstatistikk 1998  
C 595 Energistatistikk 1998

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

- 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.  
01/31 F. R. Aune, T. A. Johnsen og E. Lund Sagen: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.

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

- 37 Natural Resources and the Environment 2000  
46 Naturressurser og miljø 2001

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

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

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

- 98/38 F. Aune, T. Bye og M. I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020.  
99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandling.  
00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energi bruk.  
00/16 B. Halvorsen og .Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.  
01/17 T. Martinsen: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralbyrå - evaluering, brukerbehov og forutsetninger.  
01/59 A. Krüger Enge, V. Hansen og B. Tornsjo: Planlegging av et statistikkssystem for energibruk i næringsbygg.  
02/14 V. Hansen, H. Madsen: Månedlig og kvartalsvis elektrisitetsstatistikk. Dokumentasjon av produktjonsrutiner og systembeskrivelse.

#### **Documents**

- 99/4 K. Rypdal og B. Tornsjo: Construction of Environmental Pressure Information System (EPIS) for the Norwegian Offshore Oil and Gas Production.  
01/14 K. Rypdal: CO<sub>2</sub> Emission Estimates for Norway. Methodological Difficulties.

#### **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 673 Svalbardstatistikk 2001. 2001. 166s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4969-4
- C 674 Sjølvmeldingsstatistikk 1999 *Tax Return Statistics 1999*. 2001. 77s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4972-4
- C 675 Utenrikshandel 2000 *External Trade 2000*. 2001. 150s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4973-2
- C 676 Norsk standard for utdanningsgruppering. Revidert 2000. Nynorsk versjon. 2001. 189s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4848-5
- C 677 Standard for gruppering av familier og husholdninger. 2001. 31s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4976-7
- C 678 Olje- og gassvirksomhet 1. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 1st Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2001. 98s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4978-3
- C 679 Dødsårsaker 1989-1998 *Causes of Death 1989-1998*. 2001. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4979-1
- C 680 Konsumprisindeksen 1995-2000. 2001. 50s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4980-5
- C 682 Jaktstatistikk 2000 *Hunting Statistics 2000*. 2001. 58s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4985-6
- C 683 Fiskeristatistikk 1997-1998 *Fishery Statistics 1997-1998*. 2001. 107s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4988-0
- C 684 Barnehager 2000 *Kindergartens 2000*. 2001. 56s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4991-0
- C 685 Lakse- og sjøaufisne 2000 *Salmon and Sea Trout Fisheries 2000*. 2001. 39s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4996-1
- C 686 Statistikk over eiendomsdrift, forretningsmessig tjenesteyting og utleievirksomhet 1999 *Real Estate, Renting and Business Activities 1999*. 2001. 59s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4998-8
- C 687 Varehandelsstatistikk 1999 *Wholesale and Retail Trade Statistics 1999*. 2001. 91s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4999-6
- C 688 Byggearealstatistikk 2000 *Building Statistics 2000*. 2001. 55s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5001-3
- C 689 Bygge- og anleggsstatistikk 1999 *Construction Statistics 1999*. 2001. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5004-8
- C 690 Olje- og gassvirksomhet 2. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 2nd Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2001. 85s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5006-4
- C 691 Elektrisitetsstatistikk 1999 *Electricity Statistics 1999*. 2001. 68s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5011-0
- C 692 Kulturstatistikk 2000 *Culture Statistics 2000*. 2002. 125s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5015-3
- C 694 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2002. 119s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5019-6
- C 695 Veitrafikkulykker 2000 *Road Traffic Accidents 2000*. 2002. 27s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5022-6
- C 696 Pleie- og omsorgsstatistikk 1994-2000 *Nursing and Care Statistics 1994-2000*. 2002. 53s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5023-4
- C 697 Kommunehelsetenesta 1990-2000. Førebyggjande tenester, lege- og fysioterapitenester *Municipal Health Service 1990-2000. Preventive Services, General Medical Practise and Physiotherapists*. 2002. 43s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5025-0
- C 698 Fiskeristatistikk 1998-1999 *Fishery Statistics 1998-1999*. 2002. 106s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5026-9
- C 699 Spesialisthelsetjenesten 1990-2000. Somatiske sykehus, psykiatriske institusjoner m.m. *Specialist Health Service 1990-2000. General Hospitals, Psychiatric Institutions, etc.* 2002. 89s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5030-7
- C 700 Fiskeoppdrett 1999 *Fish Farming 1999*. 2002. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5037-4