



Olje- og gassvirksomhet
1. kvartal 2002
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
1st Quarter 2002
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, juli 2002

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

ISBN 82-537-5102-8 Trykt versjon

ISBN 82-537-5103-6 Elektronisk versjon

ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design

Trykk: Statistisk sentralbyrå/420

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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
Foreløpig tall	Provisional or preliminary figure	*
Brudd i den loddrette serien	Break in the homogeneity of a vertical series	—
Brudd i den vannrette serien	Break in the homogeneity of a horizontal series	

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 19. juni 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, 21. juni 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 19 June 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, 21 June 2002

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister.....	7
Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2001	
1. Hovedpunkter.....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen.....	15
4. Markedet.....	17
Engelsk tekst	20
Tabelldel.....	22
Statistisk behandling av oljevirkosomheten.....	71
1. Nasjonal avgrensing.....	71
2. Næringsklassifisering.....	71
3. Statistiske enheter	72
4. Kjennemerker	72
Engelsk tekst.....	74
Vedlegg	
A. Måleenheter	77
Tidligere utgitt på emneområdet.....	79
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	80

Contents

List of tables	9
Oil activity 3rd quarter 2001 (in Norwegian only)	11
1. Increased investments in 2002	20
2. Marked upswing in value added	20
3. Further information	21
Tables	22
The statistical treatment of the oil activity	74
1. National border.....	74
2. Industrial classification.....	74
3. Statistical units.....	75
4. Characteristics	75
Appendices	
A. Units of measurement	77
Previously issued on the subject	79
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	80

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.....	13
4.	Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv.1993-4. kv.2001.....	13
5.	Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 4.kv.2001. Tusen kroner	13
6.	Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner.....	14
7.	Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Mars. 1992-2002. 1000 tonn.....	15
8.	Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Mars. 1999 - 2002. 1000 tonn	15
9.	Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Mars 2002. 1000 tonn	16
10.	Samlet produksjon av naturgass. Januar - Mars. 1992 - 2002. 1000 Sm ³	16
11.	Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Mars 2002. 1000 Sm ³	16
12.	Prisutvikling for Brent Blend. 1999 - 2002. Dollar per fat.....	17

Tabellregister

Feltoversikter

1.	Felt i produksjon. 1. januar 2002	22
2.	Felt under utbygging. 31. mars 2002	28
3.	Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2002	30

Investeringer i alt

4.	Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2002. Mill.kr	32
----	--	----

Letevirksomhet

5.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	33
6.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2001. Mill.kr	34
7.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Mill.kr	35
8.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2001 - 4. kvartal 2001. Mill.kr	35
9.	Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2002	36
10.	Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr	37
11.	Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	38
12.	Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2001 - 4. kvartal 2001. Mill.kr	38
13.	Boremeter1 på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002.	39
14.	Gjennomsnittlige rater for forsyningsskip. Kvartal. 1988-2002. 1 000 GBP/dag	40

Feltutbygging og felt i drift

15.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1992-2001. Millioner kroner	41
16.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2001. Millioner kroner	41
17.	Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4.kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Millioner kroner	42
18.	Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2002	43
19.	Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2001.	43
20.	Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging1. 1997-2001. Mill.kr.	44
21.	Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	45
22.	Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Mill.kr	46

Produksjon

23.	Produksjon av råolje etter felt. 1 000 metriske tonn.	47
24.	Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm ³	52

Eksport

25.	Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2002	55
26.	Eksport av norskprodusert naturgass1. Kvartal. 1981 - 2002	56
27.	Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2002	56
28.	Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 2. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002	57
29.	Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 2. kvartal 2000-1. kvartal 2002	58
30.	Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler. Reviderte tall. 1999-2000	59
31.	Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. 1 000 tonn	60

Priser

32.	Prisen på Brent Blend. Uke. 1992-2002. US dollar/fat	61
33.	Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2001. US dollar/fat	62
34.	Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2001. US dollar/fat	63
35.	Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2002	65

Internasjonale markedsforhold

36.	Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1998-2002	66
-----	---	----

Nøkkeltall

37.	Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2001. Milliarder 2002-kroner	67
38.	Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2001.	67
39.	Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1996-2000	68
40.	Vareinnsats for felt i drift. 1996-2000. Mill. kr	68
41.	Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1996-2000	69
42.	Hovedtall for rørtransport. 1996-2000. Mill.kr	69
43.	Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2000	69
44.	Ikke operatørkostnader1 1995-2000. Mill.kr	70
45.	Syssetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2000	70

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Nøkkeltall for rettighetshaverne på norsk kontinentalsokkel. 1987-1999	1/01	2/02
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1998 og 1999.	1/01	2/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1995-1998	1/01	2/02
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999. Identiske foretak 1998 og 1999	1/01	2/02
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1999	1/01	2/02
Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak . 1998 og 1999	1/01	2/02
Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1999	1/01	2/02
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. 1 January 2002	22
2.	Fields under development. 31 March 2002	28
3.	Licenses on fields on stream and under development. 1 January 2002	30

Total investments

4.	Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2002. Million NOK	32
----	---	----

Exploration

5.	Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK	33
6.	Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2001. Million NOK	34
7.	Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK	35
8.	Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 2001 - Q4 2001. Million NOK	35
9.	Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2002	36
10.	Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. Million NOK	37
11.	Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	38
12.	Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	38
13.	Drilling metres ¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002.	39
14.	Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2002. 1 000 GBP/day	40

Field development and field on stream

15.	Accrued investment costs for field development, by cost category. 1992-2001. Million NOK	41
16.	Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2001. Million NOK	41
17.	Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK	42
18.	Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2002	43
19.	Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2001.	43
20.	Commodity and service costs. Field development. 1997-2001. Million NOK.	44
21.	Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK	45
22.	Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK	46

Production

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

Exports

25.	Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002	55
26.	Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . Quarterly. 1981-2002	56
27.	Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2002.	56
28.	Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q2 2000 - Q1 2002	57
29.	Exports of Norwegian produced natural gas. By destination. Q2 2000-Q1 2002	58
30.	Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1999-2000	59
31.	Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 1 2000 - Q 1 2002. 1 000 tonnes	60

Prices

32.	Brent Blend price. Weekly. 1992-2002. USD/barrel	61
33.	Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2001. USD/barrel	62
34.	Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2001. USD/barrel	63
35.	Shipping freight indices ¹ for crude carriers by size. 1976 - 2002	65

International oil markets

36.	World oil supply and demand. Million barrels per day. 1998-2002	66
-----	---	----

Key figures

37.	Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2001. Billion 2002-NOK	67
38.	Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2001.	67
39.	Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1996-2000	68
40.	Intermediate consumption for fields on stream. 1996-2000. Million NOK	68
41.	Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1996-2000	69
42.	Principal figures for transport via pipelines. 1996-2000. Million NOK	69
43.	Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2000	69
44.	Non-Operator costs 1995-2000. Million NOK	70
45.	Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-2000	70

Tables not published in this issue

	Last publ- ished	Next publ- ishing
Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1999	1/01	2/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, including the state's direct financial interest. 1998 and 1999.	1/01	2/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1995-1998	1/01	2/02
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999. Identical enterprises 1998 and 1999.	1/01	2/02
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1999.	1/01	2/02
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1998 and 1999.	1/01	2/02
Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1999	1/01	2/02
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

Investeringene til olje- og gassvirksomheten for 2002 er nå 55,7 milliarder kroner, og det ser ut til at investeringsnivået i 2002 vil ligge noe over investeringsnivået i 2001.

Anslaget ligger 5,0 milliarder over anslaget for 2001 gitt i 1. kvartal 2001. Dette siste anslaget for 2002 representerer også en økning på 9,1 milliarder sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2001.

Investeringstatistikken er basert på innhenting av opplysninger for tildelte leteliser, og felt med godkjent plan for utbygging og drift (PUD). Utbyggingkostnadene i 2002 for Snøhvit er derfor ikke medregnet, da Snøhvit først ble godkjent i Stortinget 7. mars 2002. Ved godkjenningen av Snøhvit vil investeringsanslaget for 2002 øke med ytterligere et par milliarder kroner.

Påløpte investeringer i 2001: 6,6 prosent mer enn i 2000.

De totale investeringene i olje- og gassvirksomheten i 2001 inkludert rørtransport er 57,1 milliarder kroner. Dette er 0,3 milliarder kroner høyere enn anslaget gitt i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med investeringene i 2000 er investeringene i 2001 3,6 milliarder, eller 6,6 prosent, høyere.

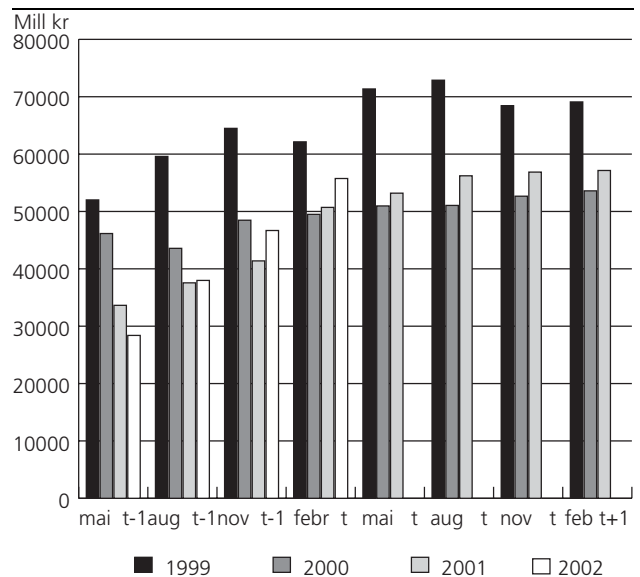
De påløpte investeringene til letevirksomheten endte på 6,8 milliarder kroner. Dette er 0,1 milliarder kroner høyere enn det som ble anslått i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med 2000 var leteinvesteringene 1,5 milliarder kroner høyere i 2001. Dette er en økning på hele 29,3 prosent.

Investeringene til feltutbygging har de siste årene hatt en klart fallende tendens, men denne ser nå ut til å flate ut. I 2001 ble det investert 20,2 milliarder kroner til feltutbygging. Fra 1999 til 2000 falt investeringen med hele 35 prosent, mens fallet var redusert til 11,5 prosent, eller 2,6 milliarder kroner, fra 2000 til 2001. Samtidig ser anslagene for 2002 ut til å øke.

I 2001 ble det investert 27,2 milliarder kroner i felt i drift. Dette er det høyeste nivået på investeringene til felt i drift som er registrert. Sammenlignet med tallene for 2000 er investeringsøkningen på 3,7 milliarder kroner, eller 15,6 prosent. Vi ser at de økte investeringene først og fremst skjer innenfor tjenester og produksjonsboring. Dersom man legger sammen investeringene for feltutbygging og felt i drift ligger investeringene i 2001 1,0 milliarder over investeringene i 2000.

For landvirksomheten og rørtransport er de påløpte investeringene henholdsvis 0,8 og 2,2 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.



kroner. Dette innebærer en nedgang på 0,5 milliarder for landvirksomheten og en økning på 1,5 milliarder for rørtransport. Nedgangen for landvirksomheten skyldes at det ikke har vært noen store prosjekter i arbeid i 2001. For rørtransport skyldes økningen delvis bedre rapporteringer, og delvis økt aktivitet.

Anslag for 2002: Mindre til letevirksomhet, mer til felt i drift.

De totale investeringene for 2002 er nå anslått til 55,7 milliarder kroner. Dette anslaget ligger 9,1 milliarder kroner over anslaget gitt i 4. kvartal 2001, og 5,0 milliarder kroner over anslaget for 2001 gitt i 1. kvartal 2001. Snøhvit er ikke inkludert i anslaget, da feltet ikke ble godkjent før 7. mars 2002. Ved godkjenningen av Snøhvit er det sannsynlig at investeringene i 2002 vil øke med ytterligere et par milliarder kroner. Det ser ut til at investeringsnivået i 2002 vil ligge noe over nivået i 2001.

Investeringene til letevirksomhet faller noe. Sammenlignet med anslagene fra 4. kvartal nedjusteres investeringene med 0,8 milliarder kroner. Fra 3. kvartal til 4. kvartal falt også investeringsanslagene for letevirksomheten, da med 1,8 milliarder kroner. Fallet fra 4. kvartal til 1. kvartal skyldes i hovedsak budsjetteringsprosessen i lisensene. Tallene rapportert i 1. kvartal 2002 er endelige budsjett-tall for lisensene. Investeringene til leteaktivitet i 2002 anslås nå til 5,1 milliarder kroner. Dette er 0,3 milliarder kroner lavere enn anslaget for 2001 gitt i 1. kvartal 2001. Dette tyder på noe lavere leteaktivitet i 2002. Nordsjøtildelingene 2001 og tildelingen av 17. konsesjonsrunde kan imidlertid øke disse investeringene noe.

Investeringene til feltutbygging anslås nå til 17,3 milliarder kroner. Sammenlignet med anslaget fra

førrige kvartal er dette en oppjustering med 3,0 milliarder. Noe av økningen skyldes de nye feltene Siggyn, Valhall flanke og Kristin. Nivået kan også bli enda høyere som følge av vedtaket om utbygging av Snøhvitfeltet. Sammenlignet med anslaget for 2001 gitt i 1. kvartal 2001 er investeringsanslagene for 2002 0,2 milliarder kroner høyere.

Investeringene til felt i drift anslås nå til rekordhøye 30,0 milliarder kroner. Sammenlignet med førrige kvartal er dette en økning på 5,6 milliarder kroner, eller 23 prosent. Økningen skyldes en generell oppjustering på en rekke felt, både i Nordsjøen og på Haltenbanken. I førrige NOS så vi at den største økningen var på Haltenbanken, i området der både Kristin og Mikkell bygges.

For landvirksomheten oppjusteres anslagene fra 1,1 til 1,8 milliarder kroner. Dette skyldes hovedsakelig byggingen av et nytt ekstraksjonsanlegg på Kårstø, som skal stå klart til gassleveransene fra Mikkell i oktober 2003. For rørtransport oppjusteres anslagene fra 0,9 til 1,6 milliarder kroner. Det er mulig investeringene øker noe mer ved godkjenningen av Snøhvitfeltet.

2. Investeringer

2.1 Leting

Påløpte investeringer i 2001

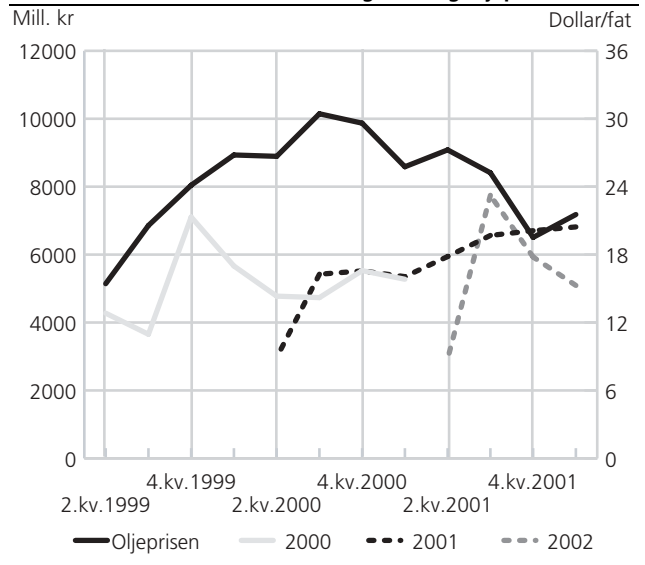
I 2001 ble det investert 6,8 milliarder kroner i lettevirksomheten på norsk sokkel. Dette er en oppjustering på 0,1 milliarder, eller 1,7 prosent, fra anslaget gitt i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med endelige investeringer for 2000 øke investeringene til lettevirksomheten med 1,5 milliarder kroner, eller hele 29,3 prosent.

Tabell 1 Nye funn på norsk sokkel i 2001

Brønn	Område	Operatør	Hydrokarbontype	Olje/kondensat millioner Sm ³	Gass milliarder Sm ³
15/12-12	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje/gass	6-7	2-3
30/6-26	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje	3-5	
30/6-27	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje	1-2	
34/7-31	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje	6	
34/8-12	Nordsjøen	Norsk Hydro	olje	3	
34/10-43	Nordsjøen	Statoil	olje	<1	
34/10-44	Nordsjøen	Statoil	olje	<1	
6406/1-1	Norskehavet	Statoil	olje/gass	<1	1
6506/11-7	Norskehavet	Statoil	olje/gass	10	5
6507/7-13	Norskehavet	Conoco	olje	1-2	
6507/11-6	Norskehavet	Norsk Hydro	olje/gass	<1	2-3
7228/7-1	Barentshavet	Statoil	olje/gass	<1	5-10
Totalt				33-38	15-22

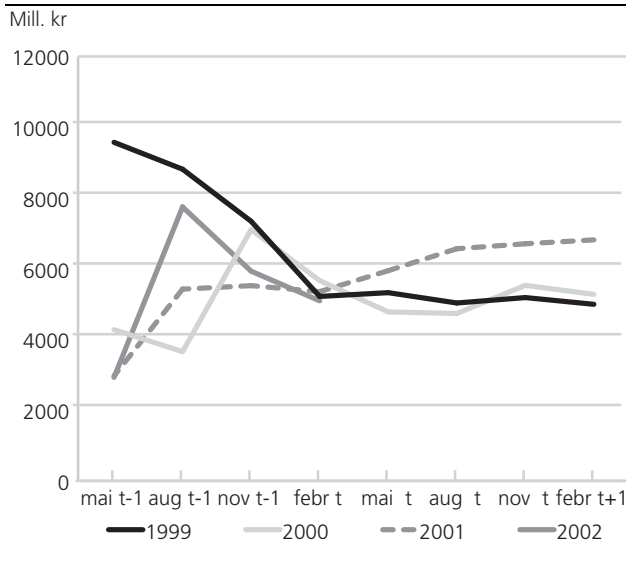
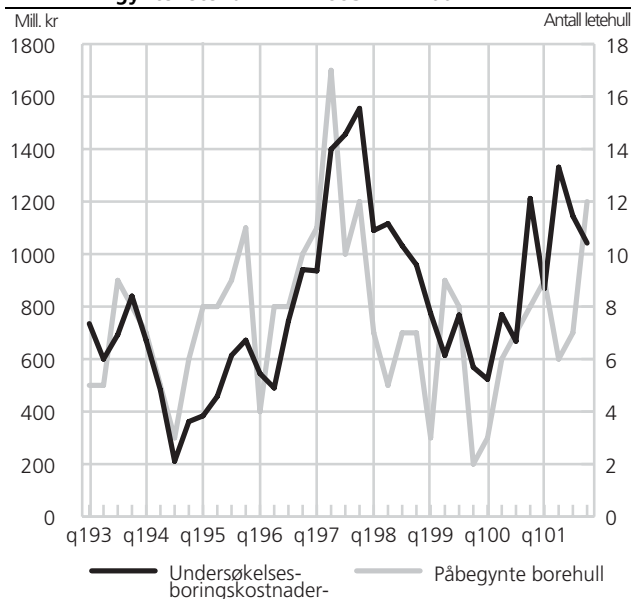
Kilde: Olje- og energidepartementet.

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



I 2001 ble totalt 29 lettebrønner avsluttet eller midlertidig forlatt, fordelt på 22 undersøkelsesbrønner og 7 avgrensingsbrønner. 14 brønner ble boret i Nordsjøen, 10 i Norskehavet og fem i Barentshavet.

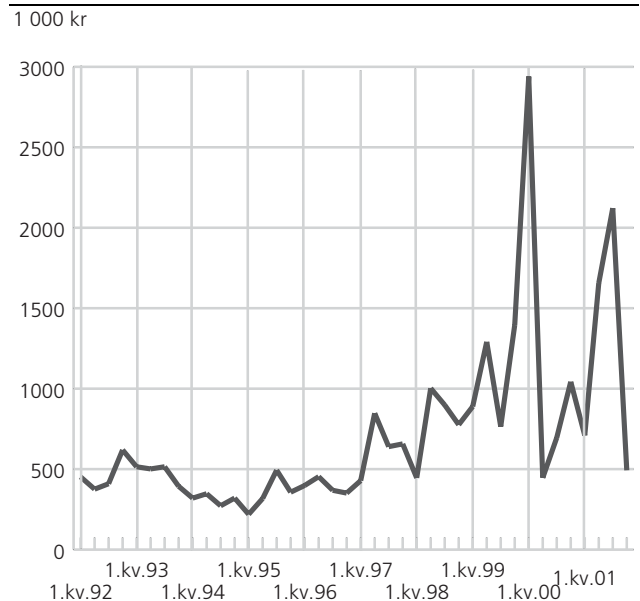
Det ble påvist olje eller gass i tolv av undersøkelsesbrønnene som ble boret i 2001. Det ble gjort 7 funn i Nordsjøen, fire i Norskehavet og ett i Barentshavet. De påviste oljereservene er i samme størrelsesorden som for 2000. De fleste funnene er gjort i nærheten av eksisterende infrastruktur, som medfører at flere av funnene er lønnsomme selv om de er små. Gassfunnene var mindre enn forventet, og for første gang var produksjonen av gass større enn de nye påviste reservene.

Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1999-2002. Millioner kroner**Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-4.kv.2001.**

I Tampenområdet, nord i Nordsjøen, har Norsk Hydro gjort to funn. Disse ligger like nord for Tordisfeltet og like sør for Vigdisfeltet. Begge funnene vurderes som lovende i forhold til eksisterende og planlagt infrastruktur i området, og gir håp om flere funn i samme området. Statoil gjorde også to små funn i Tampenområdet, begge nær Gullfaks. Funnet utgjør en liten tilleggsressurs til Gullfaks sør.

Vest for Oseberg har Norsk Hydro gjort to oljefunn, i tillegg til et olje/gass funn sør for Vargfeltet.

I Norskehavet ble det gjort fire funn. To av disse ble gjort av Statoil. I det største funnet i 2001 ble det

Figur 5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1.kv.1992 - 4.kv.2001. Tusen kroner

påvist lett olje nord for Kristin. Det andre Statoilfunnet er et mindre gassfunn i nærheten av Erlendfunnet. Conoco gjorde et mindre oljefunn nord for Heidrunfeltet, mens Norsk Hydro gjorde et lite gassfunn vest for Midgardfeltet.

I Barentshavet gjorde Statoil et funn i Nordkappbassenget. Funnet regnes som interessant i og med at det er den første brønnen som er boret i denne delen av bassenget. I tillegg har Norsk Agip boret en avgrensingsbrønn på "Goliat" med positivt resultat.

Anslag for 2002

Leteinvesteringene for 2002 er nå anslått til 5,1 milliarder kroner. Dette er en nedgang i investeringene på 0,8 milliarder sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 ligger anslaget for 2002 0,3 milliarder kroner lavere. Anslagene for letelisensene som blir gitt i 1. kvartal er endelige budsjett-tall.

I mars 2002 ble det tildelt 10 lisenser i Nordsjøen, i forbindelse med Nordsjøtildelingene. I mai ble det også tildelt seks lisenser i 17. konsesjonsrunde. Tildeler i denne runden skjer kun i Norskehavet, men området Nordland VI er holdt utenfor. Regjeringen har her ønsket mer informasjon før den vurderer utvidelse av oljevirksomheten i området. Tildelinger fra disse to rundene kan medføre økning i investeringene i løpet av 2002.

Letevirksomheten på norsk sokkel har til nå i år vært gjennom flere skuffelser. BP Amocos Havsule viste seg ved første forsøk å være tørr. Også Shells boring på Presidenten, som det var knyttet store forventninger til, ser ut til å inneholde mindre olje og gass enn det som var ventet. OD har bekreftet at det er

funnet hydrokarboner, men verken OD eller Shell vil si noe om størrelsen på funnet, og signalene som er kommet i etterkant tyder på at funnet så langt ikke er drivverdig.

Alt letehåp i 2002 er imidlertid ikke ute. Phillips, Agip og Enterprise, som er partnere i lisens 269, eller "Gullblokken" som de tre selskapene omtaler den som, skal starte leteboring i løpet av 2002. De tre rettighetshaverne har store forventninger til lisensen.

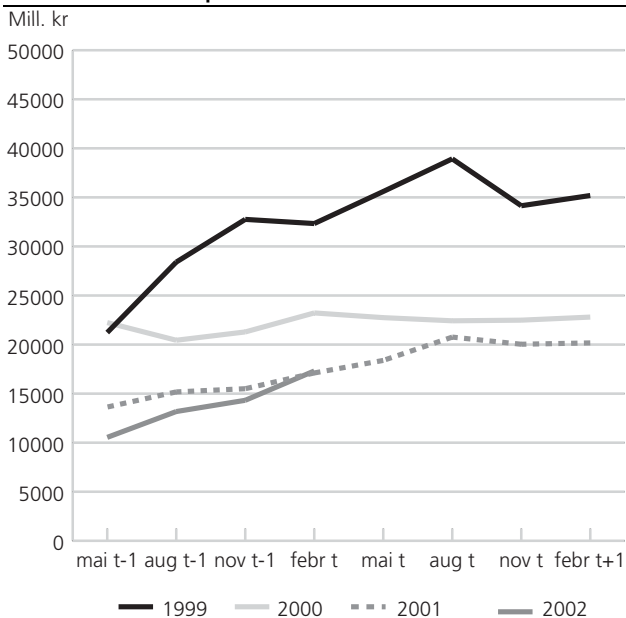
2.2 Feltutbygging

Påløpte investeringer i 2001

I løpet av 2001 ble det investert 20,2 milliarder kroner i feltutbygging. Dette er en svak oppjustering sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med påløpte investeringer fra 2000 ligger investeringene i 2001 2,6 milliarder kroner, eller 11,5 prosent, lavere. Nedgangen er mindre fra 2000 til 2001 enn den var fra 1999 til 2000 da nedgangen var på hele 35 prosent.

I løpet av 2001 ble feltene Snorre B, Glitne, Tambar og Huldra ferdigstilt og satt i produksjon. De feltene det ble investert mest i var Grane, Ringhorne og Kvitbjørn, alle med over 2 milliarder kroner i investeringer i 2001.

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



Anslag for 2002

Anslagene for feltutbygging i 2002 tyder på at den fallende tendensen for denne investeringskategorien flater ut. De anslåtte investeringene er nå 17,3 milliarder kroner, en økning på 3,0 milliarder kroner sammenlignet med anslaget fra 4. kvartal 2001. I tillegg kommer Snøhvitutbyggingen til å øke investeringene i 2002 noe.

I løpet av 2002 er det flere av utbyggingsprosjektene som nærmer seg avslutning. Dette gjelder blant annet utbyggingen av Essos Ringhorne/Balder og utbyggingen av Hydros Grane. Av de feltene som er godkjent for utbygging er det spesielt Snøhvit og Kristin som skiller seg ut. I tillegg har det kommet signaler fra Hydro om at selskapet vil søke om godkjenning for utbyggingen av Ormen Lange-feltet i løpet av 2002. En utbygging av Ormen Lange vil kreve opp mot 40 milliarder kroner. Det er også mulig at BP Amoco vil søke om godkjenning for utbygging av Skarv-feltet i løpet av året, dersom feltet kan erklæres drivverdig. En slik avklaring er ventet i løpet av sommeren.

2.3 Felt i drift

Påløpte investeringer i 2001

I 2001 ble det investert 27,2 milliarder kroner i felt i drift. Sammenlignet med de påløpte investeringene i 2000 er dette en økning på 3,7 milliarder, eller 15,6 prosent. Sammenlignet med anslaget for 2001 som ble gitt i 4. kvartal 2001 har investeringene økt med 0,3 milliarder kroner.

Det er fire felt som skiller seg ut spesielt når det gjelder investeringer i 2001. Troll, Ekofisk, Heidrun og Valhall hadde alle investeringer over 1,5 milliarder kroner.

Anslag for 2002

For 2002 er investeringsanslagene for felt i drift oppjustert til rekordhøye 30,0 milliarder kroner. Det vil si at investeringene til felt i drift alene ligger på et høyere nivå enn de samlede investeringene for olje og gassutvinningen inkludert rørtransport gjorde i 1988. Sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal er anslaget økt med 5,6 milliarder kroner, eller 23 prosent. Erfaringen viser at anslaget gitt i 1. kvartal i investeringsåret de siste årene har ligger noe lavere enn de påløpte investeringene for året. Byggingen av Valhall flanke, Mikkell og Kristin er med på å trekke opp investeringene til felt i drift, siden alle disse tre feltene skal knyttes sammen med allerede eksisterende installasjoner, enten direkte eller med felles transportløsninger.

2.4 Landvirksomhet

Påløpte investeringer i 2001

Investeringene til landvirksomheten i 2001 ble 0,8 milliarder kroner. Dette er en svak oppjustering sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal 2001. Sammenlignet med påløpte investeringer i 2000 er dette en nedgang på 0,5 milliarder kroner. Bakgrunnen for nedgangen er at det ikke var noen store landbaserte utbyggingsprosjekter i 2001.

Anslag for 2002

Investeringene til landvirksomheten i 2002 anslås nå til 1,8 milliarder kroner. Dette er en økning i ansla-

gene med 0,6 milliarder kroner fra 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. Utbyggingen av Snøhvitfeltet vil kunne øke investeringene noe.

2.5 Rørtransport

Påløpte investeringer i 2001

I 2001 ble det investert 2,2 milliarder kroner i rørtransportssystemer. Sammenlignet med anslaget gitt i 4. kvartal er dette en nedjustering med 0,3 milliarder kroner, eller 13,5 prosent. Sammenlignet med påløpte investeringer i 2000 ligger 2001 investeringene 1,5 milliarder kroner høyere. Bakgrunnen for dette er utbyggingen av Grane Oljerør og Vesterled.

Anslag for 2002

For 2002 anslås investeringene til å bli 1,6 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på 0,7 milliarder kroner sammenlignet med anslaget gitt i forrige kvartal. Det er mulig investeringene vil øke noe som følge av utbyggingen av Snøhvitfeltet. Gassen fra Snøhvitfeltet skal transporteres fra feltet i Barentshavet, til landanlegget på Melkøya, via rørledning.

3. Produksjon

Den samlede brutto produksjon¹ av petroleum på norsk kontinentalsokkel var i 1. kvartal 2002 på 63,3 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Dette er en økning på 0,5 millioner Sm³ oljeekvivalenter eller 0,9 prosent sammenlignet med 1. kvartal 2001. Oljeproduksjonen inkludert NGL og kondensat utgjorde 45,9 millioner Sm³ o.e. mens produksjonen av naturgass var på 17,4 millioner Sm³ o.e.

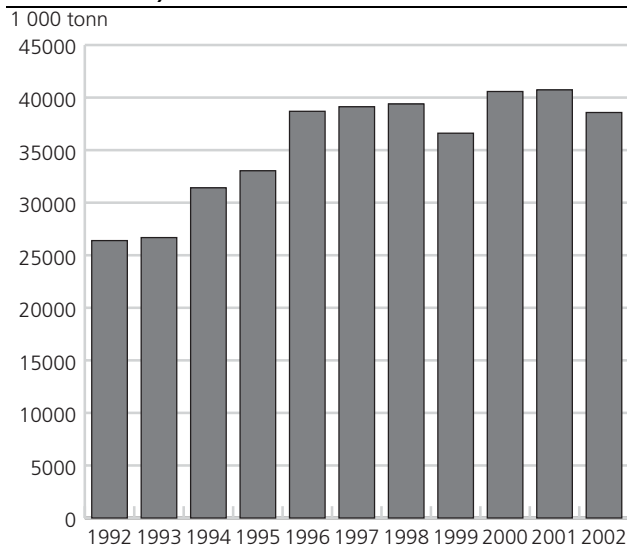
3.1 Råolje

Produksjonen av råolje i første kvartal 2002 var 38,6 millioner tonn oljeekvivalenter, som tilsvarer 3,16 millioner fat per dag. Sammenlignet med samme periode i 2001 representerer dette en nedgang i dagsproduksjonen på 175 000 fat per dag. Den vedtatte norske produksjonsbegrensningen skulle være 150 000 fat per dag i første halvår, og reduksjonen er så langt innenfor rammene av avtalen.

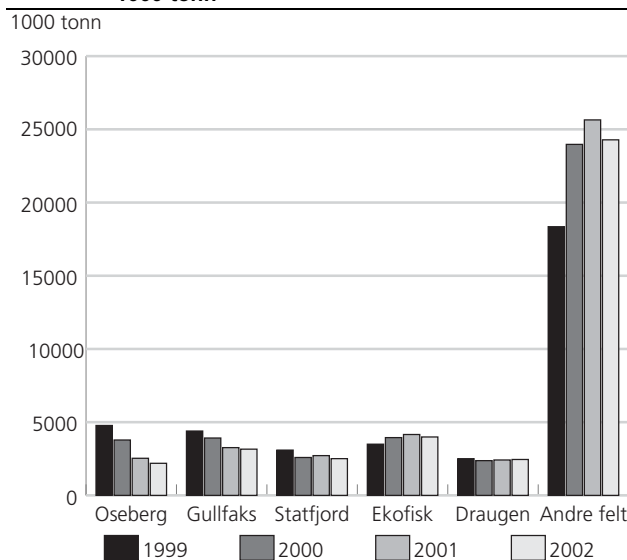
Produksjonskuttet gjelder i første omgang for første halvår, og vi kan dermed vente oss en produksjonsnedgang også i andre kvartal, sammenlignet med andre kvartal 2001. I sin ressursrapport for 2001 anslår Oljedirektoratet at oljeproduksjonen de neste fem årene vil være 3 millioner fat per dag.

¹ Alle tall er brutto produksjon, mens produksjonsbegrensningene regnes med netto salgbar mengde.

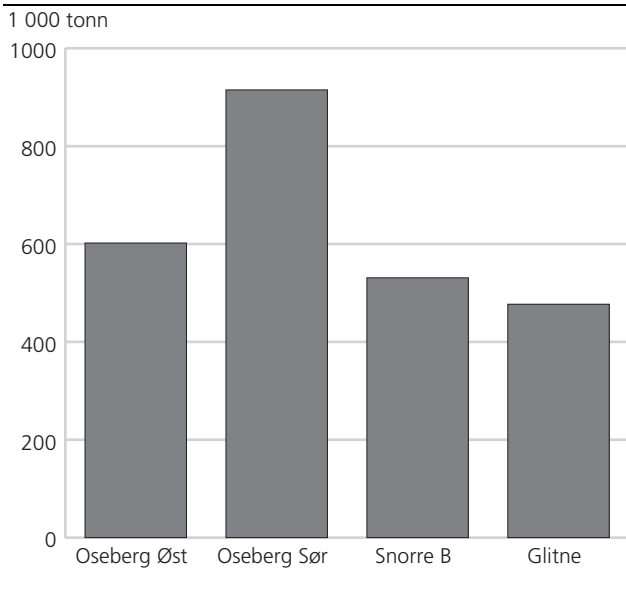
Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - Mars. 1992-2002. 1000 tonn



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Mars. 1999 - 2002. 1000 tonn



I første kvartal 1997 utgjorde produksjonen fra feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks 19,4 mtoe og stod med dette for halvparten av produksjonen på norsk sokkel. Produksjonen fra disse fire feltene i første kvartal 2002 utgjorde 11,8 millioner mtoe, eller 30,7 prosent av produksjonen. I samme periode har den samlede produksjonen gått ned med 0,5 millioner tonn o.e. På tross av nedgangen har Ekofisk styrket sin posisjon som det største oljeproduerende feltet på norsk sokkel. I første kvartal produserte feltet 4,0 millioner tonn o.e., noe som gir en gjennomsnittlig dagsproduksjon på 326 000 fat per dag. Sammenlignet med samme periode i fjor har imidlertid produksjonen falt noe. Utvinningsprognosene for feltet er nå forlenget, og man regner med at feltet,

Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Mars 2002. 1000 tonn

som har produsert olje i 30 år, skal produsere olje i ytterligere 50 år.

De nye feltene Øseberg Øst, Oseberg Sør, Snorre B og Glitne har hatt en samlet produksjon på 2,5 millioner tonn o.e., eller 206 000 fat per dag i første kvartal. Den høyeste dagsproduksjonen av disse har Øseberg Sør, med 75 000 fat per dag.

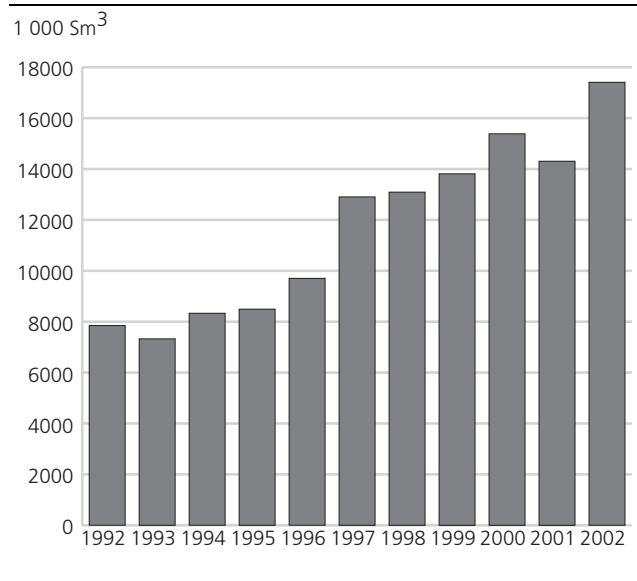
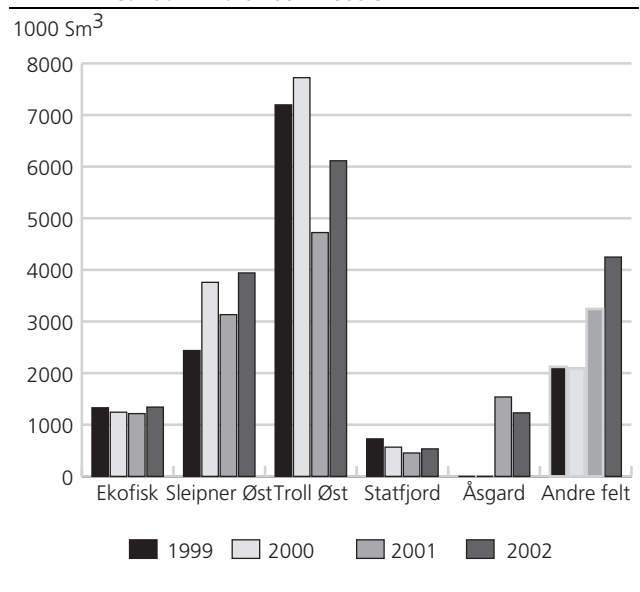
Av de 34 produserende oljefeltene på norsk sokkel, var det kun 10 felt som hadde økt produksjon i første kvartal 2002 sammenlignet med første kvartal 2001. I tillegg har Snorre B og Glitne begynt å produsere olje.

3.2 Naturgass

I første kvartal 2002 nådde gassproduksjonen en ny topp, med 17,4 milliarder Sm³ naturgass. Dette er en økning på 3,1 milliarder Sm³ naturgass sammenlignet med første kvartal 2001, noe som representerer en økning på hele 21,7 prosent.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er fortsatt dominert av de to store feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I første kvartal 2002 produserte disse to feltene henholdsvis 6,1 og 3,9 milliarder Sm³ naturgass. For begge feltene er dette en klar produksjonsøkning sammenlignet med første kvartal 2001.

Disse to feltene står nå for 57,8 prosent av den totale norske gassproduksjonen. Dette er faktisk en økning fra 55 prosent i første kvartal 2001. Noe av grunnen til denne svake økningen i produksjonsandelen er at Åsgardfeltet i første kvartal 2002 fortsatt var i oppstartfasen igjen, etter flere måneders stans for å få reparert sveiseskøyter på feltet.

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Mars. 1992 - 2002. 1000 Sm³**Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Mars 2002. 1000 Sm³**

Ved å legge sammen produksjonen fra de fire største gassfeltene på sokkelen: Sleipner Øst, Troll Øst, Ekofisk og Åsgard, finner vi en produksjon på 12,6 milliarder Sm³ naturgass, som utgjør 72,5 prosent av den norske produksjonen av naturgass.

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 13 felt som kunne vise til økt produksjon i første kvartal 2002 sammenlignet med første kvartal 2001.

4. Markedet

4.1 Prisutviklingen på Brent Blend

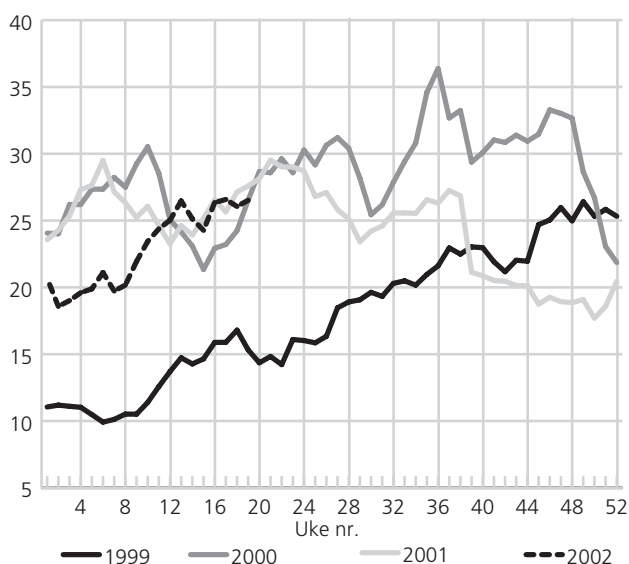
Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 1. kvartal 2002 21,54 dollar per fat, mens den i 1. kvartal 2001 var 25,76 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen hittil i 2002 (t.o.m uke 19) er 22,89 dollar per fat.

Ved inngangen til 2002 hadde OPEC et samlet produksjonskutt på 6,9 millioner fat per dag. Denne inkluderer kuttet på 1,5 millioner fat som ble iverksatt 1. januar 2002. Norge innførte fra samme dato en produksjonsbegrensning på 150 000 fat per dag, og sammen med Oman, Angola, Russland og Mexico kuttet landene utenfor OPEC produksjonen med 462 500 fat per dag. Kuttene skal ha en varighet frem til 1. juli.

Gjennom januar var prisen stabil på mellom 18,50 og 20,50 dollar per fat. Det kan se ut til at kuttene stabiliserte oljeprisen. Opecs generalsekretær gikk også ut og opphevet OPECs prisbåndstrategi for første halvår 2002.

Fra midten av februar begynte oljeprisen å stige, noe den fortsatte med frem til begynnelsen av april. Foreløpig topppris for 2002 kom 4. april med en spotpris på hele 27,36 dollar per fat. Det er flere årsaker til denne prisøkningen. For det første har USA i større og større grad utvist verbal aggressivitet i forholdet til Irak. Samtidig har Irak skapt problemer i diskusjonen om våpeninspektører, og FNs nye sanksjoner mot landet. Samtidig har oljelagrene i USA blitt reduserte. OPEC hadde ventet at lagerreduksjonen kom tidligere, men en mild vinter i Europa og USA har begrenset forbruket noe. Det at verdensøkonomien

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



ser ut til å ta seg mer opp igjen øker imidlertid forbruket, og dermed reduseres lagrene. OPECs mål er at lagrene skal ligge på et nivå som forsvarer en oljepris på 25 dollar per fat. Mot slutten av mars bidro også den tilspissede situasjonen mellom Israelerne og Palestinerne til at prisen steg ytterligere. Oljeanalytikere anslår "krigspremie", altså ekstraprisen på grunn av konflikten i Midtøsten, til å være 4 dollar per fat.

I månedsskiftet mars - april lanserte Irak et forslag om at araberverden burde bruke oljekutt som et politisk våpen, og som en protest mot Israels fremferd mot palestinerne på Vestbredden og i Gaza. Kun Iran støttet i utgangspunktet forslaget. Resten av OPEC avviste forslaget fullstendig.

9. april stengte Irak sin oljeeksport ensidig som en protest mot Israel. Kuttet skulle vare i en måned, men muligheten for en lenger stans var stor ettersom Irak skulle reforhandle olje- for mat avtalen i mai. Som en følge av Iraks kutt i eksporten bad Det internasjonale energibyrået (IEA) Norge om å oppheve sine produksjonsbegrensninger for å sikre tilgangen til olje på markedet. Dette ble avvist fra norsk side.

Oljeprisen lå stabilt i første del av april før den begynte å falle. Fra 9. til 18. april gjorde oljeprisen et kraftig dupp, fra 26 til 23 dollar per fat, for så å stige igjen til priser stabilt rundt 26 dollar per fat frem til midten av mai.

Turbulensen i oljeprisen midt i april skyldtes i all hovedsak kuppet og motkuppet i Venezuela der president Hugo Chavez ble avsatt og gjeninnsatt med få dagers mellomrom. Bakgrunnen for prisetallet var at streiker i forkant av kuppet hadde redusert eksporten kraftig, samtidig som landet i utgangspunktet kun produserte omtrent halvparten av sitt potensiale. Markedet forventet økt produksjon og økt eksport med de nye maktøverne i landet. Etter gjeninnsettelsen av Chavez steg prisen igjen.

8. mai startet Irak sin eksport av olje igjen, etter en måneds opphold. 15. mai annonserte Norge at så godt som hele det vedtatte kuttet i oljeproduksjonen for 2. kvartal ville komme i juni måned. Prisen steg moderat på disse informasjonene, og ble 16. mai notert til 27,01 dollar per fat, for så å falle mot 24 dollar per fat i månedsskiftet mai/juni.

Midt i juni gav Opec signaler om at det med all sannsynlighet vil bli videreførelse av kuttene også inn i 3. kvartal. I tillegg ble det meldt om kraftige lagertrekk på bensin i USA to uker på rad. Prisene steg fra rundt 22 til 24,76 dollar per fat den 18. juni.

Den videre oljeprisutviklingen er på det nåværende tidspunktet svært usikker. Mye avhenger av hva som skjer i forholdet mellom Irak og FN, og mellom Irak

og USA. Ved dempet konflikt kan det vise seg at prisen faller, mens enkelte analytikere har anslått en kortvarig oljepris på opp mot hele 45 dollar per fat dersom USA går til militær aksjon mot Irak.

En annen viktig faktor for den videre prisutviklingen er hva som skjer i forhold til kuttene som går ut juni måned. Blir produksjonsbegrensningen videreført, eller blir kuttene opphevet. Norske myndigheter har foreløpig gitt sprikende signaler.

4.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis.

Produksjonen av råolje på verdensbasis i 1. kvartal 2002 var 76,1 millioner fat per dag ifølge maiutgaven av International Energy Association (IEA) Monthly Oil Market Report. Dette er en nedgang på 1,7 millioner fat per dag, eller 2,2 prosent, sammenlignet med samme periode i 2001. Opec-landene reduserte sin produksjon fra 31,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 2001, til 28,3 millioner fat per dag i 1. kvartal 2002. Dette er en reduksjon på 9,6 prosent. Den største produsenten i Opec er Saudi-Arabia som produserte 7,01 millioner fat per dag.

Opec innførte 1. januar et ytterligere produksjonskutt på 1,5 millioner fat per dag. Dagsproduksjonen i 4. kvartal 2001 var 29,17 millioner fat per dag, mens den i 1. kvartal 2002 var sunket til 28,3 millioner fat per dag. Det vil si at produksjonen ble redusert med mindre enn 1 million fat per dag.

I 1. kvartal 2002 var produksjonen i OECD-landene på 22,1 millioner fat per dag. Dette er 0,3 millioner fat per dag i tilsvarende periode i 2001. Av OECD-landene er det USA, Mexico og Norge som har høyest produksjon, med henholdsvis 8,15, 3,60 og 3,32 millioner fat per dag. Norge har, ifølge IEA redusert sin dagsproduksjon fra 4. kvartal til 1. kvartal med 190 000 fat, og har dermed innfridd de lovede produksjonskutt.

Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 1 millioner fat per dag fra 1. kvartal 2001 til 1. kvartal 2002. Dette representerer en økning på 4,4 prosent. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen og i Afrika.

Hvordan produksjonen på verdensbasis vil utvikle seg i 2002 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noen anslag for Opecs produksjon. Produksjonen utenfor Opec antas å stige med 1 million fat per dag i 2002 sammenlignet med 2001.

4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis.

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 76,1 millioner fat per dag i 1. kvartal 2002. Dette er 0,9 millioner fat per dag mindre enn i tilsvarende periode i 2001. Reduksjonen finner hovedsakelig sted i Nord Amerika og i Oseania.

For 2002 anslår IEA etterspørselen til å bli 76,4 millioner fat per dag. Dette er en økning på 0,4 millioner fat per dag sammenlignet med etterspørselen i 2001.

5. Årsstatistikk

Oljenæringenes bearbeidingsverdi steg med hele 91,4 prosent til 345,5 milliarder kroner fra 1999 til 2000. Oppgangen skyldes i stor grad en vesentlig stigning i råoljeprisen og at samlet petroleumproduksjon økte med 12,7 millioner tonn eller 7 prosent. Bearbeidingsverdien bestemmes av de tre faktorene produksjon, priser og vareinnsats.

Oljenæringene omfatter operatørens og rettighets-havernes virksomhet knyttet til utvinning og rørtransport av råolje og naturgass, samt tjenesteytende virksomhet og oljeboring på kontraktbasis.

Fremfor alt var det utvinning av råolje og naturgass som medvirket til den betydelige økningen i oljenæringenes verdiskapning fra 1999 til 2000. Bearbeidingsverdien i utvinning av råolje og naturgass steg med 167,1 milliarder eller 105,8 prosent fra 1999 til 2000. Tjenester tilknyttet olje- og gassvirksomheten sank med 25,3 prosent, mens rørtransport hadde en liten økning i verdiskapningen på 0,1 milliard eller 0,6 prosent.

Salgsverdien av råolje- og gassproduksjonen i 2000 er beregnet til 348,8 milliarder kroner. Dette er en fordobling i forhold til 1999. Høyere priser på råolje, NGL (Natural Gas Liquids) og kondensat bidro sterkt til veksten i salgsverdien. Salgsprisen på råolje, NGL og kondensat økte med henholdsvis 76,4, 92,3 og 60,5 prosent fra 1999 til 2000. Prisen på naturgass steg med 45,8 prosent.

Oljenæringenes samlede vareinnsats sank med 17,3 prosent til 34,6 milliarder kroner i 2000. Dette er 6 milliarder kroner lavere enn i 1999. Ved de produserende olje- og gassfeltene beløp vareinnsatsen seg til 20,3 milliarder kroner. Dette er en vekst på 2,5 milliarder eller 13,8 prosent fra 1999 til 2000. Oppgangen skyldes i stor grad økning i leie av driftsmidler, vedlikehold samt kostnader til egne ansatte.

Det var sysselsatt 22 026 personer i oljenæringene unntatt rørtransport i 2000. Sammenlignet med året før er dette en nedgang på 3054 sysselsatte eller 12,2 prosent. År 2000 markerer seg med det laveste nivået på antall sysselsatte siden 1996. Det har vært en betydelig reduksjon i antall sysselsatte både i tjenester tilknyttet oljevirksomheten og i utvinning av olje- og gass.

Lønnskostnadene inkludert sosiale ytelser sank med 2,6 prosent fra 1999 til 2000. Mens lønnskostnadene tilknyttet utvinning av olje- og gassutvinning hadde en svak vekst på 0,3 prosent, sank lønnskostnader i tjenester tilknyttet oljevirkosomheten med 9,3 prosent.

Fra 1999 til 2000 steg lønnskostnadene per ansatt i olje og gassutvinning og tilknyttet tjenesteytende virksomhet og oljeboring på kontraktsbasis med 10,8 prosent til omkring 748 000 kroner.

6. 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. Increased investments in 2002

The estimated investments in oil and gas activity in 2002 are now NOK 55.7 billion, and the investments in 2002 will most likely be higher than the investments in 2001.

This is an increase of NOK 5.0 billion compared with the estimate for 2001 given in the first quarter last year. The estimate for 2002 is upward adjusted by NOK 9.1 billion compared with figures from the 4th quarter last year.

The investment statistics are based on information collected from licenses and fields with an approved Plan for development and operation (PDO). The field development costs in 2002 for Snøhvit are not included, since the formal approval is not ready yet. When Snøhvit is approved, the investments in 2002 may increase by another few billion.

Final figures for 2001: 6.6 higher investments than in 2000

The total investments in oil and gas extraction and pipeline transportation in 2001 were NOK 57.1 billion. Compared with the final investment figures for 2000, this is an increase of NOK 3.6 billion, 6.6 per cent.

The final investment figures for exploration activity for 2001 were NOK 6.8 billion. This is an upward adjustment of NOK 0.1 billion compared with figures from the previous quarter. Compared with the final exploration investments in 2000, the investments in 2001 were NOK 1.5 billion higher. This is an increase of 29.3 per cent.

Investments for field development have a clear declining tendency. The final investments for field development were NOK 20.2 billion, which is NOK 2.6 billion, 11.5 per cent, less than in 2000. The reduction in investments for field development seems to be temporary, because it is assumed that the investments will increase in 2002.

In 2001 NOK 27.2 billion were invested in fields on stream. This is the highest level of field on stream investments ever registered. Compared with the final investments in 2000, this represents an increase of NOK 3.7 billion, 15.6 per cent. If we add up the investments for fields on stream and field development, we find an increase of NOK 1.0 billion in 2001 compared with the 2000 figures.

Estimates for 2002: Less for exploration, more for fields on stream

The total investments for 2002 are now estimated at NOK 55.7 billion. This is an increase of NOK 9.1 billion compared with the previous quarter, and NOK 5.0 billion more than the investment estimates for 2001 given in the 1st quarter 2001. When the Storting approves Snøhvit, these estimates are expected to rise by a few billion. It seems that the total investments in 2002 will be somewhat higher than in 2001.

The estimated investments for exploration activity in 2002 are falling. Compared with the estimates in the previous quarter, the reduction amounts to NOK 0.8 billion. The estimated investments are now NOK 5.1 billion, and this indicates a lower level of exploration activity in 2002 than in 2001.

Concerning the investments for field development, these are estimated at NOK 17.3 billion. This is an increase of NOK 3.0 billion compared with the previous quarter. The increase is partly due to the new projects Sigyn, Valhall Flanke and Kristin.

Investments for fields on stream are estimated at NOK 30.0 billion. This is a considerable increase in the estimates compared with the figures from the 4th quarter. The increase of NOK 5.6 billion, 23 per cent, is due to a general upgrade on several fields, both in the North Sea, and in the Norwegian Sea.

2. Marked upswing in value added

The value added in the oil industries increased by 91.4 per cent, NOK 345.5 billion from 1999 to 2000. The rise is mainly a result of a rise in oil prices and an increase in overall petroleum production of 12.7 million tonnes or 7 per cent. The value added is determined by the three factors: production, prices and intermediate consumption.

The oil industries include operators' and licensees' activities related to the extraction and pipeline transport of crude oil and natural gas plus services and contract drilling.

The extraction of oil and natural gas was above all the reason for the considerable increase in the oil industries' value added from 1999 to 2000. In the extraction of oil and natural gas the value added rose by NOK 167.1 billion or 105.8 per cent. While services related to the oil and gas industry decreased by 25.3 per cent, pipeline transport of crude oil and natural gas increased by NOK 0.1 billion.

In 2000 the sales value of oil and gas production was calculated to NOK 348.8 billion. This represents a rise of 100.1 per cent compared with 1999. Higher prices of crude oil, NGL (Natural Gas liquids) and condensate contributed to the increase in sales value. From 1999 to 2000 the selling price of crude oil, NGL and condensate rose by 76.4%, 92.3% and 60.5 % respectively. The price of natural gas increased by 45.8 per cent.

The intermediate consumption in the oil industries went down by 17.3 per cent to NOK 34.6 billion in 2000. This is a fall of NOK 6 billion compared with 1999. The intermediate consumption in the producing oil and gas fields amounts to NOK 20.3 billion. From 1999 to 2000 this represents a rise of NOK 2.5 billion or 13.8 per cent. The rise is mainly due to an increase of the rental of operating equipment, maintenance and cost to own employees.

In 2000 22 026 persons occupied the oil industries, excluding pipeline transport of oil and gas. This is a decline of 3 054 employees or 12.2 per cent. Accordingly the year 2000 had the lowest level of employment since 1996.

A marked reduction of employees in both services associated with oil and gas industries and in extraction of oil and natural gas has taken place.

The wage costs, including social benefits, decreased by 2.6 per cent from 1999 to 2000. While wage costs in extraction of oil and natural gas industries experienced a minimal rise of 0.3 per cent, the wage costs in services related to the oil and gas industries fell by 9.3 per cent.

On average, the yearly wages per employee where NOK 748 000 in the oil and gas industries in 2000 – which is an increase of 10.8 per cent compared with 1999.

3. 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. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Ekofisk ⁵	Frigg ⁶	Statfjord ⁷	Murchison ⁸	Valhall ¹⁰	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979 ⁹	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1974	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>	Phillips Petroleum Company Norway Phillips Petroleum Company Norway	TotalFinaElf Exploration Norge AS TotalFinaElf Exploration Norge AS.	Statoil ASA Statoil ASA	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 betongplattform 15 steel, 1 concreteplatform.	4 stål, 3 betongplattform 4 steel, 3 concreteplatforms	3 betongplattform 3 concreteplatforms	1 stålplattform 1 steelplatform	3 stål plattformer + en brønnhode 3 steel platforms + 1 wellhead platform	1 stål plattform + 1 stigerørs plattform 2 steel platforms
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Teesside. Gass i rør til Emden. <i>Oil pipeline to Teesside. Gas pipeline to Emden.</i>	Gass i rør til St.Fergus. <i>Gas pipeline to St.Fergus</i>	Olje i bøyelaster. Gass i rør til Emden. <i>Buoy for loading stabilised oil into tankers. Gas pipeline to Emden</i>	Olje i rør via Brent til Sullom Voe. Gass til St. Fergus. <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe. Gas to St. Fergus</i>	Olje i rør til Teesside via Ekofisk. Gass til Emden via Norpipe. <i>Oil pipeline to Teesside via Ekofisk. Gas to Emden via Norpipe.</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70 - 75	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm.</i>	626,4	-	561,4	13,6	166,7	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	20,0	0,5	14,4	0,4	4,1	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	237,3	121,6	58,4	0,4	25,6	41,8
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	233,5	-	43,4	0,5	96,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	4,2	0,1	1,6	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	73,6	7,7	13,5	0,1	11,4	0,3
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	373	44	217	-	98	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	97	11	78	-	42	7
Statens direkte økonomiske engasjement, Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government, Petoro. Per cent.</i>	5,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	168,0	34,0	118,9	7,0	47,7	18,4

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.
² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ 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). ⁶ Norsk Andel: 60,82 prosent. Norwegian share: 60.82 per cent. ⁷ Norsk Andel: 85,47 prosent. Norwegian share: 85.47 per cent. ⁸ Norsk Andel: 22,2 prosent. Norwegian share: 22.2 per cent. ⁹ Produksjonsstart Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 og Statfjord C: 1985. On stream: Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 and Statfjord C: 1985. ¹⁰ Inkluderer Valhall flanker og Valhall vanninjeksjon. Includes Valhall flanks and Valhall waterinjection.

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

1.b. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Ula	Gullfaks ⁵	Oseberg ⁶	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1986	1986	1988	1989	1990	1990 ⁷
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1976	1978	1979	1981		1980
Operatør <i>Operator</i>	BP Amoco	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				Flytende plattform med bunnfast brønnhode	Ubemannet brønnhode-plattform	Stålplattform
	3 stål plattformer	3 betong plattformer	3 stål, 1 betong-plattform	plattform i stål	<i>Unmanned wellhead platform</i>	<i>Steel platform</i>
	3 steel platforms	3 concrete platforms	3 steel, 1 concrete platform	Floating platform with steel jacket		
Transportløsning <i>Transport solution</i>				Olje via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe	Olje, gass i rør til Valhall	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside. Gass til Emden via Ekofisk senter.
	Olje i rør via Ekofisk til Teesside	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye	Olje i rør til Sture	<i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>	<i>Oil, gas in pipeline to Valhall</i>	<i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk pipeline to Emden via Ekofisk center.</i>
	<i>Oil pipeline via Ekofisk to Teesside</i>	<i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	<i>Oil pipeline to Sture</i>			
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	130-220	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	77,9	335,2	348,0	54,6	7,8	34,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,0	-	1,1	0,2	1,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	22,2	95,0	3,1	1,6	5,8
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	15,6	49,2	55,0	14,3	0,9	3,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,3	0,5	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,7	90,1	1,1	0,3	0,6
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ² Av dette i drift <i>Of which producing</i>	31 8	172 83	138 43	35 11	13 4	36 10
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent</i>	-	30,00	37,67	37,00	-	-
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	18,8	89,3	73,6	16,3	2,0	13,5

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments. ⁵ Inkludert Gullfaks Vest. Included Gullfaks West. ⁶ Inkludert Oseberg Vest. Included Oseberg West. ⁷ Produksjonsstart på Gyda Sør i 1995. Production started at Gyda South in 1995.

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

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

1.c. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Snorre ⁵	Sleipner Øst ^{6,7}	Draugen ⁸	Brage	Tordis ⁹	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992	1993	1993	1993	1994 ¹⁰	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>	Strekstagsplatt- form i stål med havbunnsinstal- lasjon, samt en halvt nedsenk- bar plattform <i>Tension Leg Plat- form (TLP), steel and seafloor in- stallation. Semis- ub platform.</i>	Betong- platt- form, to havbunnsram- mer og en sigerørsplatt- form <i>Concrete plat- form, two sea- floor installation</i>	Bunnfast be- tonginnretning med integrert dekk <i>Concrete subsea and one steel system with inte- grated deck</i>	Bunnfast platt- form i stål <i>SteelPlatform</i>	Undervannsut- bygging <i>Subsea produc- tion</i>	Undervannsut- bygging <i>Subsea produc- tion</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>		Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zeebrügge <i>Condensate pipelined to Kårstø. Gas pipelined to Emden and to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas is pipelined to Kårstø</i>	Olje i rør via Ose- berg til Sture. Gass via Stat- pipe. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Rørledning til Gullfaks C <i>Pipeline to Gull- faks C</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statf- jord C</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	251	140	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	231,6	-	137,0	44,9	52,5	37,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,7	11,3	2,0	0,7	1,4	1,3
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	8,9	55,2	7,4	2,6	4,2	4,1
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	25,2	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	140,0	-	60,2	5,8	20,9	12,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	4,0	6,2	1,6	0,1	0,7	0,7
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	4,8	90,3	7,1	0,8	1,7	2,2
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	13,1	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</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. Petoro. Present <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Petoro. Per cent</i>	30,00	-	47,88	14,26	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3,4} <i>Investments. Bill. NOK^{3,4}</i>	62,4	32,9	23,7	16,2	8,8	7,3

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3.

As of 31 December 2001. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

² Pr. 31. november 2001. As of 31 November 2001. ³ Pr. 31. desember 2001. As of 31 December 2001. ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. Includes expected future investments.

⁵ Inkluderer Snorre B. Includes Snorre B. ⁶ Inkluderer Loke. Includes Loke. ⁷ Ressurser inkluderer Sleipner Øst og Loke. Resterende reserver er felles med Sleipner Vest. Resources include Sleipner East and Loke. Remaining reserves is joint with Sleipner West. ⁸ Integrerer områdene Garn Vest og Rogn Sør. Includes the areas Garn West and Rogn South. ⁹ Inkluderer Tordis Øst og Borg. Includes Tordis East and Borg. ¹⁰ Produksjonsstart Tordis Øst: 1998. Produksjonsstart Borg: 1999.

Tordis East onstream 1998, Borg onstream 1999.

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

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

1.d. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Heidrun	Statfjord Nord	Gungne	Troll Vest ⁵	Troll Øst ⁵
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1996	1995	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1985	1977	1982	1983	1979
	1985	1977	1982	1983	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>			Satellittfelt til Sleipner Øst. Undervannsutbygning <i>Satellite to Sleipner East Subsea production</i> .	To flytende betong-plattform <i>Two floating concrete platform</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>
	Strekstags-plattform <i>Tension Leg platform</i>	Undervannsutbygning <i>Subsea production</i>			
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøyelasting av olje. Assosiert gass i Haltenpipe til Tjelbergodden. Gass for eksport til Kårstø. <i>Loading byous for oil. Associated Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden. Gas for export to Kårstø.</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Rørledning til Sleipner Øst <i>Pipeline to Sleipner East</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zee- pipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zee- pipe. Oil piped to Mongstad</i>	Gass i rør via Kollnes til Zeebrugge og Emden. Kondensat skipes til Mongstad <i>Gas piped via Kollnes to Zeebrugge and Emden. Condensate shipped to Mongstad.</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i>	350	250-290	83	300-340	330
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	178,0	40,0	-	215,9	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,2	0,8	1,3	-	24,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	28,2	2,8	10,1	-	1 321,7
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i> ..	-	-	3,1	-	1,6
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	106,4	16,9	-	119,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	1,1	0,5	0,8	-	24,8
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	24,7	1,6	10,1	-	1 210,4
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i> ..	-	-	1,5	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ² ...	61	13	..	139	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	8	..	33	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petoro. Per cent.</i>	58,16	30,00	-	56,00	56,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i> ...	56,3	8,6	0,9	58,9	50,8

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.*

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

Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll 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://www.odin.dep.no/oed/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/.*

1.e. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Sleipner Vest ⁵	Vigdis	Norne	Njord	Gullfaks Sør ⁶	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1998 og 2001	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>	Brønnhode- plattform i stål, ubemannet behandlings- plattform <i>Steel wellhead platform, unmanned processing platform</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea installations connection to Snorre</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Flytende stål- plattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunnsinstal- lasjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea connec- tion to Gullfaks A</i>	Produksjons- skip og brønn- hode- 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 Zeebrugge. Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gull- faks A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>	Lasting til tank- skip. Gass til Ås- gard transport. <i>Loading to Åsgard Trans- port.]</i>	Lasting til tank- skip via lagerski- pet Njord B <i>Loading to tankers via stockship Njord B.</i>	Olje i rør til Gull- faks A. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A.</i>	Lasting til tank- skip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanddybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	29,8	84,8	23,7	40,2	5,2
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,9	-	1,3	-	5,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	104,0	2,1	13,5	-	47,4	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	27,0	-	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	10,5	47,9	11,3	31,1	0,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,2	-	1,2	-	5,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	90,3	2,1	12,5	-	46,9	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	13,1	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	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. Petoro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central gov- ernment. Petoro. Per cent.</i>	-	30,00	54,00	7,50	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	21,7	11,1	16,2	11,1	25,4	4,8

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

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

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

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

1.f. Felt i produksjon. 1. januar 2002
Fields in production. 1 January 2002

	Visund <i>Visund</i>	Oseberg Øst <i>Oseberg Øst</i>	Åsgard ⁵ <i>Åsgard⁵</i>	Balder ⁶ <i>Balder⁶</i>	Jotun ⁷ <i>Jotun⁷</i>	Oseberg Sør <i>Oseberg Sør</i>
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1999	1999	1999/2000	1999	1999	2000
Oppdaget <i>Year of discovery</i>			1981/1984/			
Operatør <i>Operator</i>	1986 Norsk Hydro	1981 Norsk Hydro	1985 Statoil	1967 Esso	1994/1995 Esso	1984 Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>				Produksjons- skip, havbunnsram- mer på Ring- horne.	Produksjons- skip og brøn- nhodeplattform .	
	Halvt nedsen- bar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub instal- lation for oil phase.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>	Produksjons- skip for olje- fasen, Semi for gassfasen <i>Productionship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	subsea installa- tion on Ring- horne.	<i>Production ship and wellhead platform.</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>		Olje i rør til Ose- berg feltet og videre til Sture.	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet.		Olje lastes til skytteltanker.	Olje via Oseberg til Sture.
	Olje i rør til Gull- faks A for lagring og ut- skipning. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tank- ers</i>	først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg and Gullfaks A for Sture. The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Eu- rope. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tank- skip <i>Loading to tankers</i>	Gass via Stat- pipe. <i>Gas via Statpipe.</i>	Olje via Oseberg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg til Sture.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	160	240-300	125	126	100
Opprinnelige salgbarere reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	42,9	24,5	71,4	72,4	31,1	54,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	27,6	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,5	0,8	190,7	2,9	0,8	7,0
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	42,0	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	37,5	17,2	51,3	63,5	17,6	48,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,1	-	27,0	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,5	0,8	186,4	2,9	0,3	7,0
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	41,1	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	17	22	52	34	15	20
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	1	3	0	0	0	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Petro. Pros- ent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Petro. Per cent.</i>	30,00	35,00	35,50	-	3,00	26,38
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	17,2	6,7	55,2	22,9	9,8	12,6

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. Med resterende utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 1, 2 og 3. As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3. Included in remaining reserves is reserves in resource classes 1, 2 and 3.

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

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

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

2.a. Felt under utbygging. 31. mars 2002
Fields under development. 31 March 2002

	Fram Vest	Kristin/ Haltenbanken Vest	Mikkel	Tune	Sigyn
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2005	2003	2002	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1997	1987	1995	1982
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	Esso
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	To havbunnsinstallasjoner knyttet til Troll C. <i>Two Subsea connections to Troll C.</i>	Halvt nedsenkbar flytende plattform. <i>Semisubmersible platform.</i>	To havbunnsinstallasjoner knyttet til Åsgard B. <i>Two Subsea connections to Åsgard B.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D. <i>Subsea connection to Oseberg D</i>	Havbunns installasjon knyttet til Sleipner A. <i>Subsea connection to Sleipner A</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje til Mongstad, senere til Kolsnes. <i>Oil to Mongstad, Gas for injection and later to Kolsnes.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Kondensat til Åsgard C for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Condensate to Åsgard C for shipping.</i>	Gass til Kårstø gjennom Åsgard transport. Kondensat til Åsgard C for skiping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Condensate to Åsgard C for shipping.</i>	Kondensatet transporteres til Sture. Gassen injiseres på Osebergfeltet. <i>Condensate to Sture. The gas is injected at the Oseberg field.</i>	Gasseksport via Sleipner. Kondensat til Kårstø. <i>Gasexports via Sleipner. Condensate to Kårstø.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	220	..	70
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	16,1	-	-	6,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	8,5	4,2	0,1	1,5
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,6	34,9	19,8	22,9	5,3
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	34,6	5,5	-	3,0
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled</i> ²	2	..
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	-	-	..	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	..
Statens direkte økonomiske engasjement. Petro. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Petro. Percent</i>	-	18,90	-	40,00	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> ³	4,3	16,3	2,5	4,0	3,1

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3.* ² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2002-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.*

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

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

2.b. Felt under utbygging. 31. mars 2002
Fields under development. 31 March 2002

	Grane	Snøhvit ⁴	Kvitebjørn	Vale	Valhall Vanninjeksjon ⁵	Valhall Flanker ⁵
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2006	2004	2002	2003	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1984	1994	1991
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Statoil	Norsk Hydro	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>		Havbunns installasjon knyttet direkte til Melkøya. <i>Subsea connection directly to Melkøya.</i>	Bunnfast integrert plattform. <i>Integrated platform</i>	Havbunns installasjon knyttet til Heimdal. <i>Subsea connection to Heimdal.</i>	Plattform knyttet til allerede eksisterende brønnerhodeplattform. <i>Platform connected to already existing wellhead platform.</i>	To ubemannede stålplattformer. <i>Two unmanned steel platforms.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Grane Oljerør til Sture. <i>Oil via Grane Oljerør to Sture.</i>	Gass direkte til land for nedkjøling til LNG og skiping. <i>Gas directly to shore for cooling to LNG and shipping.</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>	All transport via Heimdal. <i>All transport via Heimdal.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	127
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>						
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	120,0	-	-	3,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	5,1	0,5	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	163,5	54,2	2,3
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	18,1	20,6	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled²</i>	3	..	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>						
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-
Statensdirekteøkonomiskeengasjement.Prosent <i>DirecteconomicinvolvementbytheCentralgovernment.Percent.</i>	30,00	30,00	40,00	-	-	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	14,4	40,0	9,1	1,2	5,2	4,4

¹ Pr. 31. desember 2001. Med opprinnelig utvinnbare reserver regnes reserver i ressursklasse 0, 1, 2 og 3. *As of 31 December 2001. Included in Initially recoverable reserves is reserves in resource classes 0, 1, 2 and 3.* ² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁴ Inkludert Albatross og Askeladd. *Includes Albatross and Askeladd.* ⁵ 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://www.odin.dep.no/oe/>. *More information: http://www.npd.no and http://www.odin.dep.no/oe/engelsk/*

3.a. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021

Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

	Ekofisk ²	Frigg ³	Statfjord ³	Murchison ³	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks ⁴	Oseberg ⁵
Statoil	0,95	12,16	44,34	11,52	-	20,00	-	61,00	14,00
Petoro (SDØE)	5,00	-	-	-	-	20,00	-	30,00	37,67
Norsk Hydro	6,65	19,99	-	-	-	19,27	-	9,00	34,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	39,90	28,67	-	-	15,72	16,76	-	-	10,00
Norske Conoco as.	-	-	10,33	2,68	-	-	-	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	8,55	2,22	-	-	-	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	12,82	3,33	-	-	-	-	4,33
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	80,00	-	-
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	-	-	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge as.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² 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).* ³ 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.* ⁴ Inkludert Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks West.* ⁵ Inkludert Oseberg Vest. *Includes Oseberg West.*

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

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

3.b. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021

Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

	Vesle- frikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør	Snorre ²	Sleipner-Øst ³	Draugen	Brage	Tordis ⁴	Statfjord Øst
Statoil	18,00	-	-	14,40	49,60	-	12,70	28,22	25,05
Petoro (SDØE)	37,00	-	-	30,00	-	47,88	14,26	30,00	30,00
Norsk Hydro Produksjon AS	-	-	-	17,65	10,00	-	24,44	13,28	6,64
TotalFinaElf Exploration Norge AS	18,00	25,00	-	5,95	10,00	-	-	5,60	2,80
Norske Conoco as.	-	-	-	-	-	-	-	-	6,04
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	11,16	30,40	-	16,34	10,50	10,25
Mobil Development Norway A/S	-	-	-	-	-	-	-	-	7,50
Amerada Hess Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	25,00	56,00	-	-	18,36	-	-	-
AS Norske Shell	-	-	-	-	-	26,20	-	-	5,00
Enterprise Oil Norge AS	-	25,00	-	1,18	-	-	-	-	0,52
Svenska Petroleum	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	11,25	-	-	8,88	-	-	-	2,80	1,40
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	9,60	-	-	-	9,60	4,80
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	-	-	12,26	-	-
Paladin Resources Norge AS	9,00	-	34,00	-	-	-	20,00	-	-
Norske RWE-DEA AS	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-
Norske Chevron AS	-	-	-	-	-	7,56	-	-	-
Norske AEDC AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-
Norske Meoco AS	-	-	5,00	-	-	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² Inkludert Snorre B. *Includes Snorre B.* ³ Inkludert Loke. *Includes Loke.* ⁴ Inkludert Tordis Øst og Borg. *Includes Tordis East and Borg.*

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

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

3.c. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021
Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

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

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

3.d. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021
Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

	Gullfaks Sør	Varg	Visund	Oseberg Øst	Åsgard	Balder	Jotun	Oseberg Sør	Sygna
Statoil	61,00	28,00	32,90	14,00	25,00	-	-	18,22	24,73
Petoro (SDØE)	30,00	30,00	30,00	35,00	35,50	-	3,00	26,38	30,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	9,00	42,00	20,30	34,00	9,60	-	-	34,00	5,98
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	-	7,70	10,00	7,65	-	-	10,00	2,52
Norske Conoco as.	-	-	9,10	-	-	-	3,75	7,70	6,65
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	-	-	45,00	-	0,57
Norsk Agip as	-	-	-	-	7,90	-	-	-	-
Mobil Development Norway AS	-	-	-	7,00	7,35	-	-	3,70	8,25
Norske Shell	-	-	-	-	-	-	-	-	5,50
Fortum Petroleum AS	-	-	-	-	7,00	-	-	-	-
RWE-DEA Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	1,26
Det Norske Oljeselskap AS	-	-	-	-	-	-	3,25	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	-	-	-	-	-	4,32
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	-	-	-	100,00	45,00	-	10,23

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.* ² Inkluderer Rinfaks og Gullveig. *Includes Rinfaks and Gullveig.* ³ Inkludert Ringhorne. *Includes Ringhorne.*

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

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

3.e. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021

Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

	Glitne	Tambar	Huldra	Fram Vest	Kristin(Halten- banken vest)	Mikkel	Tune
Statoil	58,90	-	19,66	20,00	46,60	56,52	-
Petoro (SDØE)	-	-	31,96	-	18,90	-	40,00
Norsk Hydro Produksjon a.s	-	-	-	25,00	12,00	10,00	40,00
TotalFinaElf Exploration Norge AS	21,80	-	24,33	-	3,00	-	20,00
BP Amoco Norge AS	-	55,00	-	-	-	-	-
Norske Conoco as	-	-	23,34	-	-	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	-	25,00	10,50	33,48	-
Det Norske Oljeselskap AS	10,00	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge AS	-	-	-	15,00	-	-	-
Norsk Agip AS	-	-	-	-	9,00	-	-
Gaz de France Norge AS	-	-	-	15,00	-	-	-
Pelican AS	9,30	45,00	-	-	-	-	-
Paladin Resources Norge AS	-	-	0,50	-	-	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	-	-	0,21	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

3.f. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 20021

Licensees on fields on stream and under development. 1 January 20021

	Sigyn	Snøhvit	Kvitebjørn	Vale	Valhall Vanninjeksjon	Valhall Flanker
Statoil	50,00	22,29	50,00	-	-	-
Petoro (SDØE)	-	30,00	30,00	-	-	-
Norsk Hydro Produksjon a.s	10,00	10,00	15,00	28,53	-	-
TotalFinaElf Exploration Norge AS	-	18,40	5,00	24,24	15,72	15,72
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	28,09
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	40,00	-	-	-	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	-	-	28,09	28,09
Amerada Hess Norge AS	-	3,26	-	-	28,09	28,09
RWE-DEA Norge AS	-	2,81	-	-	-	-
AS Ugland Rederi	-	-	-	0,32	-	-
Gaz de France Norge AS	-	12,00	-	-	-	-
Marathon Petroleum Norge AS	-	-	-	46,90	-	-
Svenska Petroleum Expl. AS	-	1,24	-	-	-	-

¹ Salget av 6,5 prosent av SDØE er inkludert i de nye eierbrøkene. *The sale of 6.5 per cent of the SDØE is included.*

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

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

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2002. Mill.kr

Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2002. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ¹
I alt Total	54 653	48 583	47 878	62 494	79 216	69 096	53 589	57 144	55 745
Utvinning av råolje og naturgass i alt									
<i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	46 042	42 496	41 886	54 327	70 829	64 403	52 898	54 967	54 150
Leting <i>Exploration</i>	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815	5 092
Feltutbygging <i>Field development</i>	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168	17 306
Varer <i>Commodities</i>	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	11 278	11 495
Tjenester <i>Services</i>	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 678	2 699
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 490	6 213	3 111
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	27 208	29 998
Varer <i>Commodities</i>	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 712	3 915
Tjenester <i>Services</i>	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	6 084	6 429
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 412	19 655
Landvirksomhet ² <i>Onshore activities</i> ²	5 694	3 940	2 065	1 501	5 661	4 297	1 287	776	1 754
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 177	1 595

¹ Registrert 1. kvartal 2002. *Registered 1st quarter 2002.* ² 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. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	7 680	5 433	5 011	4 647	5 456	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	1 006	1 136	1 536	683	1 207	991	1 164	584	608	776
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	334	572	518	378	505	488	474	344	269	352
Seismikk <i>Seismic</i>	629	524	981	273	644	407	554	153	289	349
Spesielle studier <i>Special studies</i>	44	40	38	33	58	96	136	87	50	75
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	363	585	655	768	431	626	933	540	631	903
Feltevaluering <i>Field evaluation</i>	246	362	363	320	348	338	502	325	140	481
Feltutvikling <i>Field development</i>	105	216	288	446	81	284	403	213	489	422
Industriell teknologiutvikling <i>Industrial technology development</i>	0	-	-	0	-	-	8	0	1	-1
Miljøvernstudier <i>Environmental studies</i>	12	7	4	1	1	3	20	1	1	1
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 160	845	1 093	1 068	1 096	1 337	1 282	1 144	923	690
Lisensadministrasjon <i>License administration</i>	446	308	269	287	239	291	335	250	126	-3
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	332	96	345	294	281	444	369	346	307	259
Arealavgift <i>Area fee</i>	314	423	456	464	455	562	550	529	476	412
Nifo/Nofo <i>Nifo/Nofo</i>	68	18	23	22	121	40	29	18	15	22
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	5 150	2 868	1 726	2 128	2 721	5 346	4 198	2 725	3 110	4 448
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 846	1 108	706	742	995	2 149	1 872	1 374	1 089	2 062
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 658	975	530	631	851	1 908	1 459	1 197	955	1 804
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	188	133	176	112	144	242	413	176	134	258
Transportkostnader <i>Transport costs</i>	569	345	214	206	282	615	409	212	265	435
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	181	140	60	56	53	102	93	39	68	88
Båter <i>Vessels</i>	388	205	154	150	229	512	317	173	197	347
Varer <i>Commodities</i>	616	407	313	368	413	669	474	329	327	456
Foringsrør, brønnhoder, borekroner m.v. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	313	180	135	129	181	291	148	127	92	211
Sement <i>Cement</i>	59	38	27	35	35	60	48	30	20	30
Boreslam <i>Drilling mud</i>	123	91	87	95	106	205	87	61	71	79
Drivstoff <i>Fuel</i>	108	60	32	36	61	61	34	32	90	72
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	66	29	27	62	40	57	132	54	37	59
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	-53	11	5	11	-10	-5	26	24	18	5
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	2 119	1 009	493	812	1 031	1 913	1 443	811	1 433	1 495
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	137	64	50	52	90	100	17	21	26	50
Sementtjenester <i>Cement services</i>	39	25	11	17	21	46	43	22	20	37
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	110	45	58	54	71	78	59	43	25	59
Logging <i>Logging</i>	234	166	83	102	113	239	166	132	143	180
Testing <i>Testing</i>	176	101	67	98	175	90	140	67	15	96
Dykking <i>Diving</i>	52	24	16	18	27	39	41	23	21	50
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	95	57	17	61	4	106	87	9	136	128
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 277	526	192	409	531	1 216	890	494	1 046	895

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	7 830	1 474	1 872	2 019	2 465
1986	6 654	1 801	1 742	1 716	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 151	1 055	879	952	1 266
1989	5 008	709	1 178	1 435	1 686
1990	5 137	1 015	1 289	1 285	1 548
1991	8 137	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 065	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	4 647	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 456	1 275	1 082	1 389	1 710
1997	8 300	1 904	1 917	2 108	2 371
1998	7 577	2 248	1 605	1 912	1 811
1999	4 992	1 586	1 066	1 070	1 270
2000	5 272	1 047	1 066	1 257	1 902
2001	6 815	1 854	1 858	1 543	1 560

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

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK

	1999		2000			2001			
	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
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	1 270	1 047	1 066	1 257	1 902	1 854	1 858	1 543	1 560
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	569	523	707	668	1 212	1 028	1 210	1 168	1 042
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	320	292	146	261	389	312	737	601	412
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	261	244	138	220	354	204	724	564	312
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	59	48	9	41	36	108	14	37	100
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	54	37	64	48	117	109	86	57	183
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	8	8	16	12	32	29	23	5	31
Båter <i>Vessels</i>	46	29	48	36	84	80	64	52	152
Varer <i>Commodities</i>	4	27	102	101	97	98	149	112	96
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	8	5	26	36	26	50	71	48	41
Sement <i>Cement</i>	8	2	7	6	5	10	2	10	9
Boreslam <i>Drilling mud</i>	15	2	21	31	16	9	33	29	9
Drivstoff <i>Fuel</i>	7	7	18	23	42	9	21	16	26
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	-39	6	26	4	2	20	22	7	10
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	5	5	5	2	7	0	1	2	2
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	191	168	395	261	609	510	237	398	351
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	4	6	4	10	7	10	17	13	9
Sementtjenester <i>Cement services</i>	8	0	7	6	8	7	11	7	11
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	7	1	10	9	5	11	19	19	11
Logging <i>Logging</i>	27	4	40	43	56	26	39	57	57
Testing <i>Testing</i>	6	1	6	-2	11	18	18	35	25
Dykking <i>Diving</i>	5	1	11	5	3	13	16	9	12
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	-70	10	20	17	90	35	39	18	37
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	203	145	299	174	428	389	78	240	188
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	179	76	117	176	238	95	124	363	194
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	81	47	71	80	71	71	79	89	113
Seismikk <i>Seismic</i>	66	12	34	90	153	11	24	257	57
Spesielle studier <i>Special studies</i>	32	18	12	7	14	13	21	17	25
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	217	42	102	212	276	282	376	53	192
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	306	406	140	201	176	449	149	-40	132
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	80	8	45	52	36	47	50	-142	64
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	192	37	43	123	104	71	61	78	50
Arealavgift <i>Area fee</i>	33	362	53	26	35	331	39	24	19

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

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 1. kvartal 2001 - 4. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q1 2001 - Q4 2001. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Norskehavet Norwegian Sea	Barentshavet Barents Sea
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	6 815	3 199	3 617	2 689	928
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	4 448	1 766	2 682	2 171	511
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	776	315	461	371	89
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	903	596	307	55	251
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	690	522	167	91	76

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 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 <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>		
	Mill. kr <i>Million NOK</i>								
1985	5 168	7 011	6 951	5 809	7 515	8 733	8 902	7 834	
1986	9 600	11 670	11 634	10 457	8 809	8 300	7 008	6 735	
1987	7 801	6 036	6 212	4 668	3 922	5 041	4 959	4 951	
1988	5 690	4 994	4 587	4 593	4 450	4 566	4 196	4 161	
1989	4 087	4 894	4 503	3 726	4 413	4 098	5 130	5 008	
1990	4 545	6 435	6 646	4 502	4 497	4 615	5 073	5 138	
1991	4 077	6 061	7 536	5 837	7 932	9 022	8 552	8 141	
1992	6 251	9 833	9 653	7 696	7 800	7 613	7 490	7 680	
1993	7 041	8 976	7 687	5 491	5 671	6 078	6 387	5 433	
1994	6 130	7 884	7 278	6 478	5 683	5 877	5 416	5 011	
1995	6 103	5 856	5 411	4 400	5 508	5 844	5 210	4 647	
1996	5 854	5 966	6 471	5 721	5 940	6 333	5 888	5 455	
1997	5 705	7 258	7 818	7 537	7 655	9 723	8 372	8 300	
1998	7 733	8 917	9 876	9 895	8 746	8 977	7 940	7 577	
1999	9 573	8 813	7 340	5 215	5 322	5 030	5 183	4 993	
2000	4 275	3 654	7 106	5 664	4 777	4 733	5 528	5 274	
2001	2 967	5 422	5 520	5 319	6 265	7 018	7 281	6 815	
2002	2 927	7 745	5 929	5 092	
				Prosent <i>Per cent</i>					
1985	66	89	89	74	96	111	114	100	
1986	143	173	173	155	131	123	104	100	
1987	158	122	125	94	79	102	100	100	
1988	137	120	110	110	107	110	101	100	
1989	82	98	90	74	88	82	102	100	
1990	88	125	129	88	88	90	99	100	
1991	50	74	93	72	97	111	105	100	
1992	81	128	126	100	102	99	98	100	
1993	130	165	141	101	104	112	118	100	
1994	122	157	145	129	113	117	108	100	
1995	131	126	116	95	119	126	112	100	
1996	107	109	119	105	109	116	108	100	
1997	69	87	94	91	92	117	101	100	
1998	102	118	130	131	115	118	105	100	
1999	192	177	147	104	107	101	104	100	
2000	81	69	135	107	91	90	105	100	
2001	44	80	81	78	92	103	107	100	

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

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

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. Million NOK

År og kvartal Year and quarter	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet <i>Estimated investment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
1991		
1. kv Q1.....	1 299	1 540
2. kv Q2.....	1 568	2 046
3. kv Q3.....	2 107	1 947
4. kv Q4.....	2 637	2 604
1992		
1. kv Q1.....	1 295	1 840
2. kv Q2.....	1 609	2 065
3. kv Q3.....	1 333	1 732
4. kv Q4.....	1 780	2 042
1993		
1. kv Q1.....	1 173	1 403
2. kv Q2.....	1 423	1 096
3. kv Q3.....	1 664	1 318
4. kv Q4.....	2 335	1 616
1994		
1. kv Q1.....	1 156	1 671
2. kv Q2.....	1 296	1 277
3. kv Q3.....	1 454	1 015
4. kv Q4.....	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1.....	1 069	1 209
2. kv Q2.....	1 323	988
3. kv Q3.....	1 532	1 226
4. kv Q4.....	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1.....	1 386	1 275
2. kv Q2.....	1 405	1 082
3. kv Q3.....	1 982	1 389
4. kv Q4.....	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1.....	1 910	1 904
2. kv Q2.....	1 810	1 917
3. kv Q3.....	2 986	2 108
4. kv Q4.....	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1.....	2 054	2 248
2. kv Q2.....	1 721	1 605
3. kv Q3.....	2 411	1 912
4. kv Q4.....	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1.....	1 386	1 586
2. kv Q2.....	1 558	1 066
3. kv Q3.....	991	1 070
4. kv Q4.....	1 462	1 270
2000		
1. kv Q1.....	829	1 047
2. kv Q2.....	1 034	1 066
3. kv Q3.....	1 388	1 257
4. kv Q4.....	2 156	1 902
2001		
1. kv Q1.....	1 546	1 854
2. kv Q2.....	1 417	1 858
3. kv Q3.....	1 694	1 543
4. kv Q4.....	2 026	1 560
2002		
1. kv Q1.....	1 426	...

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. 1984-2002
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002

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
2002	..	4	3

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

12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	4 233	943	1 044	1 193	1 053
1985	4 037	906	1 019	1 128	984
1986	3 283	1 130	878	874	401
1987	2 468	405	626	724	713
1988	2 408	602	561	592	653
1989	2 744	524	616	694	910
1990	3 509	726	723	1 020	1 044
1991	4 206	908	998	1 112	1 188
1992	3 694	980	1 107	929	678
1993	2 049	594	395	446	614
1994	1 655	686	409	277	293
1995	1 771	382	334	466	589
1996	2 221	492	362	621	746
1997	3 020	811	638	710	861
1998	1 929	619	496	448	366
1999	1 169	370	265	347	187
2000	1 047	83	309	316	339
2001	1 364	287	409	266	402
2002	..	604

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

13. Boremeter1 på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002.
Drilling metres1 on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002.

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996	113 374	18 996	24 241	38 768	31 369
1997	156 415	34 147	40 284	38 539	43 445
1998	84 214	23 050	21 986	21 569	17 609
1999	63 608	14 450	15 959	23 060	10 139
2000	68 337	8 622	17 926	22 385	19 404
2001	93 486	23 323	16 837	19 276	34 050
2002	..	36 509

¹ 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. 1988-2002. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2002. 1 000 GBP/day

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS		
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT	8-10,000 BHP	10,000-15999BHP ²	16,000 BHP + ²
1988						
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	..
1989						
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	..
1990						
1.kv. Q1..	2,68	5,03	..	4,22	4,98	..
2.kv. Q2..	3,47	7,47	..	4,71	6,05	..
3.kv. Q3..	3,90	5,30	..	4,53	5,22	..
4.kv. Q4..	3,43	5,17	..	4,83	5,27	..
1991						
1.kv. Q1..	3,53	6,25	..	4,82	5,38	..
2.kv. Q2..	3,80	7,93	..	5,25	6,33	..
3.kv. Q3..	3,55	6,15	..	4,65	5,90	..
4.kv. Q4..	3,65	5,20	..	4,77	5,25	..
1992						
1.kv. Q1..	3,62	5,63	..	4,29	5,77	..
2.kv. Q2..	3,16	7,20	..	4,18	5,85	..
3.kv. Q3..	2,53	3,88	..	2,80	4,45	..
4.kv. Q4..	2,77	4,39	..	2,63	3,68	..
1993						
1.kv. Q1..	3,85	6,76	..	3,70	5,77	..
2.kv. Q2..	3,74	5,09	..	4,46	6,45	..
3.kv. Q3..	2,98	4,77	..	3,12	3,61	..
4.kv. Q4..	3,01	5,09	..	2,74	4,24	..
1994						
1.kv. Q1..	3,79	5,21	..	3,41	5,18	..
2.kv. Q2..	4,10	6,34	..	4,01	5,98	..
3.kv. Q3..	3,06	4,81	..	3,03	4,63	..
4.kv. Q4..	3,41	5,51	..	3,48	5,54	..
1995						
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	..
1996						
1.kv. Q1..	3,40	4,45	6,48	4,21	5,51	..
2.kv. Q2..	3,93	5,29	4,55	4,52	6,57	..
3.kv. Q3..	4,41	5,08	4,28	3,39	4,77	..
4.kv. Q4..	4,46	6,08	8,20	6,10	8,82	..
1997						
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	..
1998						
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	..
1999						
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	..
2000						
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
2001						
1.kv. Q1..	5,67	8,83	9,83	5,67	11,00	13,67
2.kv. Q2..	6,83	9,17	9,83	7,00	12,33	15,17
3.kv. Q3..	6,50	7,75	10,34	7,80	13,00	17,13
4.kv. Q4..	6,50	9,48	10,13	7,80	11,35	12,95
2002						
1.kv. Q1..	6,30	11,10	32,20	7,42	9,20	16,05

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

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

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

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1992-2001. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	28 863	35 209	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168
Byggekontrakter <i>Building contracts</i>	11 587	12 968	12 010	10 312	12 685	19 315	25 322	19 971	12 409	10 694
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	3 825	4 638	4 010	4 056	6 271	7 416	10 454	3 523	597	1 098
Utrustning av skaft <i>Shafts equipment</i>	195	539	322	106	9	155	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	-	-	-	-	-	381	804	955	724	160
Dekk/dekksrammer <i>Decks</i>	2 227	1 497	1 937	982	1 004	1 420	2 388	639	615	2 221
Moduler <i>Modules</i>	1 706	4 321	4 451	3 138	2 800	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	215	25	7	71	7	56	54	10	157	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	3 419	1 947	1 282	1 959	2 594	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997
Eqne varekjøp <i>Operators own expenditure</i>	3 083	5 466	3 812	2 413	2 866	2 369	990	1 745	642	583
Utbyggingstjenester <i>Field development services</i> ..	8 628	10 107	7 348	9 002	4 933	5 727	6 829	5 776	3 562	1 251
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> ..	3 953	3 572	2 576	2 368	1 251	2 191	2 306	2 352	742	267
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	1 948	1 004	797	2 626	433	511	602	245	96	401
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	2 487	4 251	3 301	3 565	2 803	2 358	3 133	2 542	2 248	506
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	20	9	44	80	60	98	37	13	48	21
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airline transport</i> ..	12	158	132	93	12	51	169	43	0	0
Båter <i>Vessels</i>	3	50	24	119	2	61	101	37	-	0
Forpleining <i>Catering</i>	66	468	181	72	42	104	161	330	-20	1
Andre tjenester <i>Other services</i>	157	596	295	80	331	353	320	215	449	72
Operatørens egne arbeider <i>Operators own work</i> ..	2 421	2 613	2 043	2 284	1 582	1 624	1 925	1 883	1 220	999
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 127	3 006	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 899	4 490	6 213
Driftsforberedelser <i>On stream preparations</i>	1 018	1 049	650	633	603	1 075	1 198	916	476	428

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	14 497	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 081	3 531	5 177	4 407	5 966
1986	21 832	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	20 649	4 214	4 078	5 190	7 168
1988	19 684	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 637	4 628	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 264	4 862	4 615	5 771	7 016
1992	28 863	6 431	6 172	7 882	8 379
1993	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996	25 242	5 581	6 710	6 071	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 145	9 029	12 025	11 895	12 197
1999	35 191	9 356	9 297	8 571	7 967
2000	22 799	5 943	5 999	5 195	5 662
2001	20 168	4 435	5 048	5 315	5 369

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

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 4.kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK

	1999				2000				2001				
	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	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q 3	4.kv. Q 4
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	7 967	5 943	5 999	5 195	5 662	4 435	5 048	5 315	5 369				
Varer <i>Commodities</i>.	5 258	3 930	3 338	2 550	3 233	2 326	2 961	2 641	3 350				
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	792	366	313	341	341	304	339	345	285				
Dekk <i>Decks</i>	63	62	37	222	298	405	478	422	916				
Moduler <i>Modules</i>	3 354	2 406	1 665	1 419	1 815	1 047	1 506	1 303	1 528				
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	157	-	-	-	-	-	-	-				
Rør <i>Pipes</i>	175	33	44	34	81	94	137	9	136				
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	844	832	1 325	526	677	467	480	578	487				
Andre varer <i>Other commodities</i>	30	74	-46	9	20	8	20	-15	-1				
Tjenester <i>Services</i>.	1 262	852	1 790	1 637	980	521	684	601	872				
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	252	35	367	264	76	59	54	28	126				
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	1	1	0	0	4	3	4	2	92				
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	21	54	10	3	24	12	83	63	141				
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	76	126	327	140	94	70	80	30	7				
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	96	151	246	425	116	75	54	41	33				
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	14	20	126	350	125	7	10	94	6				
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane</i> <i>transport</i>	1	0	-	-	-	-	-	-	0				
Båter <i>Vessels</i>	1	-	-	-	-	-	-	-	0				
Forpleining <i>Catering</i>	176	-56	12	0	24	-	-	-	1				
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	2	5	8	14	22	9	4	4	4				
Andre tjenester <i>Other services</i>	118	60	174	143	157	54	53	5	18				
Egne arbeider <i>Own work</i>	505	456	518	298	339	249	341	334	445				
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.	1 447	1 162	871	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147				
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	4 486	5 049	6 035	5 968	6 488	5 801	6 329	6 744	8 333				
Varer <i>Commodities</i>.	1 151	448	644	634	605	419	580	879	834				
Moduler <i>Modules</i>	376	-11	11	-	-	-	-	-	111				
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Rør <i>Pipes</i>	134	-	-	-	-	25	-	68	-48				
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	302	385	602	150	47	27	67	-	16				
Andre varer <i>Other commodities</i>	339	73	31	484	558	367	513	811	755				
Tjenester <i>Services</i>.	296	852	1 248	1 058	1 440	1 111	1 583	1 458	1 932				
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	49	14	48	98	81	89	208	150	181				
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	-	19	238	116	3	16	46	1	26				
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	12	-2	0	2	5	0	1	23	2				
Transport <i>Transport</i>	49	57	54	61	51	-9	-26	40	64				
Forpleining <i>Catering</i>	17	16	10	11	10	17	21	19	35				
Andre tjenester <i>Other services</i>	58	622	779	591	1 096	792	1 212	1 049	1 431				
Egne arbeider <i>Own work</i>	111	126	119	179	196	207	121	176	192				
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>.	3 039	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567				

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 investeringskostnader. <i>Accrued investment costs</i>	
	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>	November <i>November</i>	Februar <i>February</i>	Mai <i>May</i>	August <i>August</i>		November <i>November</i>
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>							
1985	21 104	19 470	20 708	20 135	19 081
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 832
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	20 649
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 684
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 637
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 264
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 145
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	35 191
2000	22 238	20 439	21 286	23 223	22 744	22 421	22 486	22 799
2001	13 631	15 174	15 500	17 106	18 618	20 760	20 032	20 168
2002	10 541	13 173	14 319	17 306
	Prosent <i>Percent</i>							
1985	111	102	109	106	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	95	107	102	111	113	99	101	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100
1999	60	81	93	92	101	111	97	100
2000	98	90	93	102	100	98	99	100
2001	68	75	77	85	92	103	99	100

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, 1985-2001.
Field development. Commodity costs accrued abroad, 1985-2001.

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	10 329		1 854	18,0
1986	12 338		2 599	21,1
1987	10 346		1 729	16,7
1988	8 056		1 157	14,4
1989	9 079		3 756	41,4
1990	12 564		2 328	18,5
1991	12 092		2 101	17,4
1992	14 670		2 178	14,8
1993	18 434		4 851	26,3
1994	15 822		3 630	22,9
1995	12 726		5 056	39,7
1996	15 550		4 957	31,9
1997	21 684		6 130	28,3
1998	26 312		7 445	28,3
1999	21 716		5 125	23,6
2000	13 051		2 083	16,0
2001	11 278		1 006	8,9

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 feltutbygging¹. 1997-2001. Mill.kr.
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2001. Million NOK.

	1997	1998	1999	2000	2001	2001			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
I alt Total	29 035	35 067	29 375	17 833	13 527	2 797	3 492	3 113	4 125
Byggekontrakter Contacts on construction	19 315	25 322	19 971	12 409	10 694	2 186	2 749	2 597	3 163
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	5 207	5 353	1 890	559	899	194	251	230	224
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	83	83	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	2 209	5 101	1 633	39	116	-15	55	67	10
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	155	-	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	381	804	955	724	160	42	29	38	50
Dekk <i>Decks</i>	1 420	2 388	639	615	2 221	405	478	422	916
Moduler <i>Modules</i>	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219	1 011	1 463	1 265	1 481
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	56	54	10	157	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997	466	474	576	481
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	2 369	990	1 745	642	583	140	211	44	187
Tjenester Services	7 352	8 754	7 659	4 782	2 250	471	532	472	774
Engineering <i>Engineering</i>	1 192	1 602	1 128	353	98	15	14	25	44
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	511	602	245	96	401	16	87	65	233
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	2 358	3 133	2 542	2 248	506	152	144	165	45
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3 291	3 417	3 744	2 086	1 263	306	287	218	452

¹ 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 utlandet¹. 1997-2001. Millioner kroner.
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1997-2001. Million NOK.

	1997	1998	1999	2000	2001	2001			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
I alt Total	7 685	8 826	6 810	2 826	1 222	431	231	172	388
Byggekontrakter Contacts on construction	5 246	6 523	4 462	1 948	867	335	169	129	234
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	752	1 984	829	19	15	9	2	1	3
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	1 138	1 103	643	13	-	-	-	-	-
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	173	-	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	249	658	662	63	58	40	18	-	-
Dekk <i>Decks</i>	681	452	78	7	3	3	-	-	-
Moduler <i>Modules</i>	955	1 010	1 482	1 246	232	50	58	16	108
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	1 298	1 316	768	602	559	233	92	112	123
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	884	921	663	134	139	4	5	5	125
Tjenester Services	1 555	1 382	1 685	743	216	92	56	38	30
Engineering <i>Engineering</i>	46	302	62	5	2	2	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	55	175	3	13	1	2	2	7
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 258	632	983	667	143	69	44	26	4
Andre tjenester <i>Other Services</i>	250	393	466	68	58	20	10	9	19

¹ 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 utlandet¹. 1997-2001. Prosent.
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2001. Per cent.

	1997	1998	1999	2000	2001	2001			
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
I alt Total	26,5	25,2	23,2	15,8	9,0	15,4	6,6	5,5	9,4
Byggekontrakter Contacts on construction ..	27,2	25,8	22,3	15,7	8,1	15,3	6,2	5,0	7,4
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	14,4	37,1	43,9	3,5	1,7	4,5	1,0	0,5	1,2
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i> ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	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	36,3	94,8	61,8	-	-
Dekk <i>Decks</i>	47,9	18,9	12,2	1,1	0,2	0,9	-	-	-
Moduler <i>Modules</i>	18,0	14,2	13,5	17,8	4,4	5,0	3,9	1,3	7,3
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	28,4	29,1	20,0	18,2	28,0	49,9	19,3	19,4	25,5
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment ...	37,3	93,0	38,0	20,9	23,8	2,7	2,4	12,3	66,5
Tjenester Services	21,2	15,8	22,0	15,5	9,6	19,5	10,6	8,0	3,8
Engineering <i>Engineering</i>	3,9	18,8	5,5	1,4	1,6	10,4	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	9,1	71,2	3,6	3,2	8,7	2,3	3,5	3,0
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	53,4	20,2	38,7	29,7	28,3	45,4	30,8	16,0	8,5
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,6	11,5	12,4	3,3	4,6	6,6	3,5	4,2	4,2

¹ 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. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Produksjonsboring i alt Production drilling, total ...	5 826	8 165	8 294	7 643	9 360	12 140	17 408	19 268	21 100	24 625
Borefartøyer Drilling rigs	1 224	1 911	1 749	1 814	2 813	3 824	6 006	6 411	7 442	8 242
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	840	1 526	1 466	1 584	2 145	3 144	4 723	5 072	5 974	7 107
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	384	385	283	231	667	681	1 283	1 340	1 468	1 135
Transportkostnader Transport costs	366	551	622	503	573	941	1 296	1 280	1 429	1 864
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	143	207	204	158	165	282	273	412	313	351
Båter <i>Vessels</i>	223	344	419	345	408	659	1 022	868	1 116	1 513
Varer Commodities	2 049	2 654	2 586	2 094	2 335	2 709	3 417	4 125	4 544	4 594
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	1 128	1 354	997	981	1 020	1 124	1 581	2 103	2 428	2 403
Sement <i>Cement</i>	112	178	163	129	158	166	194	240	220	256
Boreslam <i>Drilling mud</i>	314	454	619	582	642	639	837	881	803	957
Drivstoff <i>Fuel</i>	48	79	69	26	61	66	84	108	281	247
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	347	462	548	247	269	325	411	508	420	326
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	101	128	191	130	186	389	311	286	392	405
Tekniske tjenester Technical services	2 187	3 049	3 336	3 232	3 640	4 666	6 689	7 452	7 686	9 925
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	35	6	0	0	4	105	8	89	122	67
Sementtjenester <i>Cement services</i>	39	107	93	43	57	95	140	117	205	258
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	89	171	265	51	90	140	130	155	341	346
Logging <i>Logging</i>	191	381	361	280	384	456	760	703	1 171	1 606
Testing <i>Testing</i>	21	105	80	125	119	114	165	280	87	96
Dykking <i>Diving</i>	24	64	58	33	57	82	191	197	217	214
Basekostnader <i>Costs on onshore bases</i>	138	163	132	159	195	218	252	255	440	368
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 651	2 052	2 349	2 540	2 734	3 454	5 044	5 656	5 103	6 971

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

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 4. kvartal 1999 - 4. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q4 1999 - Q4 2001. Million NOK

	1999		2000			2001			
	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
Feltutbygging <i>Field development</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	1 447	1 162	871	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	538	493	388	426	713	682	451	913	507
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	339	409	328	399	601	579	456	665	416
Andre kostnader <i>Other costs</i>	199	84	60	27	112	103	-5	247	90
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	150	115	122	9	98	162	140	148	208
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	48	23	17	14	15	22	32	3	12
Båter <i>Vessels</i>	101	92	105	-5	83	140	108	145	197
Varer <i>Commodities</i>	302	255	207	237	188	227	231	267	230
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	167	105	78	107	54	117	82	82	84
Sement <i>Cement</i>	7	25	11	7	13	17	20	18	14
Boreslam <i>Drilling mud</i>	51	36	27	39	48	53	39	61	51
Drivstoff <i>Fuel</i>	9	20	19	16	19	18	18	13	28
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	47	19	13	14	6	6	10	8	5
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	22	50	60	54	50	15	62	87	48
Tjenester <i>Services</i>	457	299	153	336	449	518	582	745	202
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	32	25	0	-	-	2	2	0	1
Sementtjenester <i>Cement services</i>	11	10	9	12	9	14	18	18	9
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	18	28	16	10	16	27	39	33	14
Logging <i>Logging</i>	97	-40	52	41	-81	199	56	144	-84
Testing <i>Testing</i>	19	0	6	2	10	6	8	12	2
Dykking <i>Diving</i>	13	13	14	7	18	15	25	20	9
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	27	21	11	7	20	26	21	19	15
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	239	240	45	257	457	230	413	500	235
Felt i drift <i>Fields on stream</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	3 039	3 749	4 143	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	1 234	1 535	1 168	1 279	1 438	1 249	1 329	1 549	1 562
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	941	1 000	1 108	1 044	1 084	916	1 313	1 228	1 534
Andre kostnader <i>Other costs</i>	293	535	60	235	354	333	17	322	28
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	189	253	282	227	323	244	267	288	407
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	48	72	60	52	60	68	60	56	99
Båter <i>Vessels</i>	141	181	223	175	262	177	207	232	307
Varer <i>Commodities</i>	686	700	941	1 133	883	1 032	772	861	974
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	489	383	513	644	545	665	457	433	482
Sement <i>Cement</i>	33	31	46	109	-21	30	35	34	88
Boreslam <i>Drilling mud</i>	81	118	186	182	167	154	173	218	208
Drivstoff <i>Fuel</i>	18	48	41	56	63	41	50	32	48
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	53	72	101	106	89	89	69	76	63
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	13	49	53	36	40	52	-12	68	85
Tjenester <i>Services</i>	931	1 261	1 751	1 637	1 798	1 746	1 798	1 710	2 625
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	7	53	18	15	11	10	14	18	20
Sementtjenester <i>Cement services</i>	25	31	44	40	50	57	44	41	58
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	28	39	70	89	72	59	63	56	54
Logging <i>Logging</i>	241	227	262	314	395	285	272	331	404
Testing <i>Testing</i>	14	9	12	21	27	9	30	16	13
Dykking <i>Diving</i>	36	27	60	36	41	29	35	22	57
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	47	84	103	99	94	46	66	64	111
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	532	790	1 182	1 023	1 108	1 251	1 274	1 161	1 908

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 råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	I alt ² Total ²	Ekofisk ⁷	Frigg ^{3,4,5}	Statfjord ⁵	Murchison ⁵	Valhall	Heimdal ³	Oseberg ⁶	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 - Mars 2001 January - March 2001	40 733	4 158	0	2 716	31	959	0	2 534	298
Januar - Mars 2002 January - March 2002	38 580	3 989	0	2 509	31	793	61	2 191	639
2001									
Jan. Jan.	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. Feb.	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars March	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113
April April	13 718	1 425	0	935	10	316	-	855	111
Mai May	12 993	1 437	0	945	10	326	-	834	66
Juni June	12 614	1 343	0	733	10	310	-	499	81
Juli July	14 473	1 428	-	970	10	316	0	781	142
Aug Aug.	12 992	693	0	983	10	186	3	809	80
Sep Sep	13 209	1 266	0	899	10	329	6	834	161
Okt Oct.	14 552	1 473	0	945	10	337	8	823	200
Nov Nov	13 334	1 413	0	887	10	294	9	892	214
Des Dec	14 472	1 444	0	937	10	285	7	887	248
2002 2002									
Jan. Jan.	13 559	1 400	0	830	10	281	14	827	229
Feb. Feb.	12 589	1 260	0	794	10	250	21	776	211
Mars March	12 432	1 329	0	885	10	262	27	587	199

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpigetall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. *Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate.* ³ Hovedsakelig kondensat. *Mainly condensate.* ⁴ Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Øst-Frigg, Nord-Øst Frigg, Odin and Lille-Frigg.* ⁵ Norsk andel. *Norwegian share.* ⁶ Produksjon fra produksjonsskipet «Petrojarl» før juli 1988. Medregnet TOGI-kondensat. *Production from the production ship 'Petrojarl' prior to July 1988. Includes TOGI-condensate.* ⁷ 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 råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Gullfaks ²	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 - Mars 2001									
January - March 2001	3 262	0	466	258	76	0	658	1 960	2 418
Januar - Mars 2002									
January - March 2002	3 157	0	333	150	76	0	773	2 082	2 452
2001									
Jan. Jan.	1 133	-	171	78	24	-	256	747	942
Feb. Feb.	1 042	-	154	80	25	-	193	606	548
Mars March	1 088	-	142	100	28	-	209	607	929
April April	1 109	-	160	97	27	-	285	693	900
Mai May	862	-	159	95	32	-	295	671	475
Juni June	1 044	-	83	90	26	-	304	744	908
Juli July	1 052	-	62	91	25	-	253	847	936
Aug Aug	894	-	146	39	15	-	288	831	932
Sep Sep	1 062	-	143	61	24	-	303	709	890
Okt Oct	1 175	-	142	74	37	-	326	718	943
Nov Nov	967	-	137	75	27	-	294	690	849
Des Dec	1 234	-	131	70	27	-	299	788	945
2002									
Jan. Jan.	1 127	-	136	58	26	-	286	762	767
Feb. Feb.	1 006	-	113	57	23	-	187	595	795
Mars March	1 024	-	85	34	27	-	300	724	889

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² 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 råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Brage	Sleipner ²	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 - Mars 2001 January - March 2001	541	1 269	1 042	494	706	22	2 181	2 235	213
Januar - Mars 2002 January - March 2002	394	1 257	936	380	490	0	2 368	2 331	0
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	-
2002									
Jan. Jan.	172	427	389	123	165	-	794	786	-
Feb. Feb.	161	413	377	133	169	-	709	791	-
Mars March	61	417	170	124	156	-	865	754	-

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² 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 råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes.

År / måned Year/month	Vigdis	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg	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 - Mars 2001 <i>January - March 2001</i>	998	0	0	722	2 374	314	510
Januar - Mars 2002 <i>January - March 2002</i>	536	0	0	346	2 269	183	467
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	367	-	-	295	754	109	164
Feb. <i>Feb.</i>	323	-	-	216	742	96	174
Mars <i>March</i>	308	-	-	211	878	109	172
April <i>April</i>	295	-	-	187	895	100	152
Mai <i>May</i>	285	-	-	189	907	72	167
Juni <i>June</i>	249	-	-	170	843	90	169
Juli <i>July</i>	287	-	-	213	822	85	286
Aug. <i>Aug.</i>	278	-	-	189	851	67	222
Sep. <i>Sep.</i>	250	-	-	176	625	66	188
Okt. <i>Oct.</i>	250	-	-	188	943	73	172
Nov. <i>Nov.</i>	208	-	-	165	815	66	110
Des. <i>Dec.</i>	180	-	-	169	885	96	215
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	182	-	-	149	792	68	175
Feb. <i>Feb.</i>	187	-	-	123	746	53	170
Mars <i>March</i>	168	-	-	75	732	62	122

¹ 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 råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn.
Crude oil¹ 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 -Mars 2001 <i>anuary - March 2001</i>	2 288	1 532	1 925	805	765	0	0
Januar -Mars 2002 <i>January - March 2002</i>	2 221	653	1 986	602	915	531	477
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
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	704	236	776	137	364	195	173
Feb. <i>Feb.</i>	691	206	773	211	274	161	142
Mars <i>March</i>	826	211	437	254	277	175	162

¹ 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 Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	I alt ¹ Total ¹	Ekofisk ⁴	Frigg ^{2,3}	Statfjord ³	Murchison ³	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks ⁵
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 - Mars 2001 January - March 2001	14 306	1 216	222	453	2	229	0	15	361
Januar - Mars 2002 January - March 2002	17 409	1 342	242	533	2	195	788	25	871
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
2002									
Jan. Jan.	6 614	486	85	138	1	69	194	4	365
Feb. Feb.	5 597	432	74	196	1	62	265	4	260
Mars March	5 198	424	83	199	1	64	329	18	247

¹ 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.* ² Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. *Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg.* ³ Norsk andel. *Norwegian share.* ⁴ Inkluderer Embla. *Includes Embla.* ⁵ 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 Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Tommeliten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage	Sleipner ¹
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	260	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	1 069	77	-	-	-	-	-	-	-
1990	1 375	107	210	169	20	7	-	-	-
1991	1 115	135	368	488	190	37	-	-	-
1992	1 318	236	427	556	185	28	106	-	-
1993	1 466	275	422	567	191	15	515	44	843
1994	1 130	288	514	559	132	-	722	279	4 011
1995	999	286	521	586	114	-	841	272	5 063
1996	785	304	478	677	116	-	691	359	7 673
1997	571	383	201	585	88	-	876	250	8 096
1998	381	315	341	537	55	-	1 087	314	8 464
1999	-	275	150	517	17	-	454	176	11 139
2000	-	1 702	288	322	11	-	493	190	11 761
2001	-	3 947	138	272	43	-	800	206	11 927
Januar - Mars 2001 January - March 2001	-	925	66	72	9	-	165	59	3 133
Januar - Mars 2002 January - March 2002	-	768	39	37	10	-	181	29	3 941
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
2002									
Jan. Jan.	-	364	10	15	4	-	72	15	1 392
Feb. Feb.	-	217	14	15	3	-	49	10	1 257
Mars March	-	188	15	8	3	-	59	3	1 292

¹ 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 Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

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 - Mars 2001 January - March 2001	71	118	39	43	268	4 723	149
Januar - Mars 2002 January - March 2002	87	53	34	-	469	6 114	157
2001							
Jan. Jan.	23	46	15	27	83	2 136	11
Feb. Feb.	14	39	12	16	88	1 207	62
Mars March	34	34	11	-	97	1 380	75
April April	35	35	11	-	128	1 244	68
Mai May	11	35	11	-	122	1 176	51
Juni June	30	34	11	-	70	1 208	86
Juli July	38	36	12	-	132	1 527	61
Aug Aug	32	34	11	-	105	1 857	34
Sep Sep	36	36	12	-	100	1 880	86
Okt Oct	35	17	11	-	157	1 653	61
Nov Nov	30	17	11	-	190	2 197	91
Des Dec	37	17	11	-	170	2 657	78
2002							
Jan. Jan.	36	17	11	-	169	2 755	47
Feb. Feb.	36	18	12	-	151	1 984	43
Mars March	16	18	12	-	149	1 375	67

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 Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Yme	Draugen	Vigdís	Jotun	Åsgard	Norve
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	314	611	-
2001	-	629	-	199	4 110	1 021
Januar - Mars 2001 January - March 2001	-	159	-	73	1 538	199
Januar - Mars 2002 January - March 2002	-	151	-	15	1 231	93
2001						
Jan. Jan.	-	71	-	27	539	-
Feb. Feb.	-	38	-	23	453	81
Mars March	-	50	-	23	547	117
April April	-	57	-	21	583	108
Mai May	-	31	-	18	351	77
Juni June	-	55	-	15	614	100
Juli July	-	56	-	16	732	109
Aug. Aug.	-	61	-	14	290	38
Sep Sep	-	54	-	12	-	73
Okt Oct.	-	53	-	11	-	97
Nov Nov	-	49	-	9	-	96
Des Dec	-	54	-	10	-	125
2002						
Jan. Jan.	-	48	-	0	297	21
Feb. Feb.	-	49	-	7	409	30
Mars March	-	53	-	7	525	42

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. 1981-2002
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	1 000 tonn 1 000 tons					Millioner kroner Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 682	8 413	7 989	8 584	8 696
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 332	15 863	16 626	16 757	19 086	74 563	15 231	13 109	18 060	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 582	23 164	25 127	23 953	27 337	89 429	21 808	23 423	21 549	22 649
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 860	29 184	28 883	29 898	33 895	98 009	23 849	24 400	22 911	26 850
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	131 269	35 282	33 274	30 388	32 324	91 083	27 578	23 222	20 657	19 626
1999	128 506	31 044	31 062	31 487	34 913	133 678	19 775	27 247	37 491	49 166
2000	137 637	34 037	33 118	34 979	35 502	258 836	56 292	58 610	70 270	73 663
2001	141 980	35 443	32 752	35 955	37 831	234 698	60 663	61 407	62 424	50 203
2002	..	32 948	44 934

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/.

26. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981 - 2002
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-2002

	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 ³ Million Sm ³					Millioner kroner Million NOK				
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 671	6 541	5 693	5 045	7 392	14 640	3 913	3 471	2 950	4 307
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	42 665	11 748	10 049	8 808	12 061	27 220	7 866	6 725	5 331	7 299
1999	46 733	12 740	11 117	9 819	13 056	25 549	6 489	5 721	5 767	7 572
2000	48 521	14 581	10 267	8 881	14 792	47 789	11 874	8 430	10 345	17 140
2001	50 534	12 295	10 460	12 249	15 529	61 018	16 290	12 877	14 238	17 613
2002	..	15 863	19 807

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørlledning 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/.

27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2002
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2002.

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass ¹ Natural Gas ¹			
		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
		Kr/tonn NOK/ton					Kroner/Sm ³ NOK/Sm ³			
1981	1 517	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 545	1 440	1 392	1 616	1 730	0,89	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 717	1 650	1 658	1 754	1 804	1,02	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 727	1 870	1 767	1 647	1 625	1,16	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	805	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	890	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	704	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 075	960	788	1 078	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,64	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	900	941	932	900	828	0,59	0,60	0,61	0,58	0,58
1994	828	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	805	817	845	766	792	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	992	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	692	782	698	680	607	0,64	0,67	0,67	0,61	0,61
1999	1 028	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 877	1 654	1 770	2 009	2 075	0,99	0,81	0,82	1,16	1,16
2001	1 662	1 712	1 875	1 736	1 327	1,21	1,32	1,23	1,16	1,13
2002	..	1 364	1,25

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørlledning 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/.

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 2. kvartal 2000-1. kvartal 2002
Exports of Norwegian produced natural gas¹ . By destination. Q2 2000-Q1 2002

Land Country	2000						2001	
	2.kv.Q2		3.kv.Q3		4.kv.Q4		1.kv. Q1	
	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	10 267	8 430	8 881	10 345	14 792	17 140	12 295	16 290
Belgia <i>Belgium</i>	1 257	1 038	1 058	1 238	1 717	2 009	1 696	2 293
Frankrike <i>France</i>	2 399	1 981	1 938	2 266	3 793	4 438	2 595	3 509
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 204	994	1 042	1 219	1 367	1 599	1 046	1 414
Polen <i>Poland</i>					51	59	50	67
Spania <i>Spain</i>	617	509	630	737	632	739	618	836
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	232	145	220	213	816	791	1 003	1 022
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	440	364	427	499	560	655	549	742
Tyskland <i>Germany</i>	4 117	3 399	3 568	4 173	5 856	6 851	4 738	6 406
	2001						2002*	
	2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4		1.kv. Q1	
	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK	Millioner Sm ³ Million Sm ³	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	10 460	12 877	12 249	14 238	15 529	17 613	15 863	19 807
Belgia <i>Belgium</i>	1 338	1 657	1 520	1 773	1 802	2 067	1 512	1 900
Frankrike <i>France</i>	2 776	3 439	2 955	3 445	3 328	3 816	7 164	8 985
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	1 164	1 335	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	818	1 013	821	957	1 065	1 222	1 026	1 283
Polen <i>Poland</i>	50	62	51	60	120	137	-	-
Spania <i>Spain</i>	623	772	628	732	629	721	733	916
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	281	266	157	142	786	707	279	269
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	557	690	518	604	789	905	293	367
Tyskland <i>Germany</i>	4 017	4 977	5 598	6 526	5 846	6 704	4 856	6 087

¹ FOB norsk kontinentalgrense. *FOB border of the Norwegian Continental Shelf.*

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

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

30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler¹. Reviderte tall. 1999-2000
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. 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
I alt etter land Total, by country.....	127 616	134 682	137 687	257 969
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

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

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

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 1. kvartal 2000 - 1. kvartal 2002. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 1 2000 - Q 1 2002. 1 000 tonnes

	2000				2001				2002
	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1
Skipninger i alt Total shipments	803	728	625	848	1 125	1 193	1 199	1 311	1 258
Norge <i>Norway</i>	202	146	156	148	226	230	253	211	246
Australia <i>Australia</i>	-	-	-	-	-	-	-	32	-
Belgia <i>Belgium</i>	87	78	51	63	100	104	67	8	83
Brasil <i>Brazil</i>	-	20	20	-	31	-	-	-	-
Chile <i>Chile</i>	-	-	-	-	-	20	-	-	-
Kina <i>China</i>	-	-	-	-	-	-	43	-	-
Columbia <i>Columbia</i>	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Danmark <i>Denmark</i>	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	-	-	-	-	16	-	-	-
Egypt <i>Egypt</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Finland <i>Finland</i>	11	24	26	16	1	27	47	-	-
Frankrike <i>France</i>	113	55	37	38	90	79	94	112	132
India <i>India</i>	-	-	-	-	-	-	7	5	-
Irland <i>Ireland</i>	-	-	-	-	1	-	-	2	-
Island <i>Iceland</i>	-	0	0	-	0	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Malta <i>Malta</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	30
Marokko <i>Marocco</i>	2	-	-	5	4	-	1	7	12
Mexico <i>Mexico</i>	-	42	-	118	50	-	104	81	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	39	64	52	59	101	46	78	127	83
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Polen <i>Poland</i>	18	-	13	41	8	-	5	25	-
Portugal <i>Portugal</i>	15	17	18	28	39	26	9	45	48
Spania <i>Spain</i>	52	31	31	42	70	9	4	74	43
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	65	29	42	34	43	126	79	85	53
Sverige <i>Sweden</i>	-	94	90	49	61	272	268	117	131
Tunisia <i>Tunisia</i>	-	-	-	7	-	-	-	-	-
Tyrkia <i>Turkey</i>	107	79	18	152	173	96	17	177	238
Tyskland <i>Germany</i>	61	11	12	9	32	26	24	24	28
USA <i>USA</i>	32	4	4	32	93	101	66	114	90
Andre <i>Others</i>	-	32	55	7	-	13	32	64	33

¹ Kildematerialet er bearbejdet i SSB. *The source material is revised in Statistics Norway.* ² Vanligvis etan, propan, butan eller blandinger av disse. *Usually ethane, propane, butane or mixtures thereof.* ³ 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	19,60
5	18,35	17,80	14,70	17,05	16,60	22,95	14,80	10,48	27,35	27,64	19,89
6	18,50	18,50	15,15	16,85	16,95	22,40	14,25	9,92	27,35	29,50	21,11
7	18,60	18,50	13,90	17,00	17,95	20,50	13,55	10,12	28,23	27,15	19,73
8	17,70	17,95	13,05	17,00	18,65	19,80	13,20	10,52	27,50	26,33	20,17
9	17,45	19,05	13,20	17,20	18,75	19,40	13,15	10,51	29,24	25,23	21,94
10	17,30	18,90	13,50	16,90	18,80	19,10	12,60	11,39	30,52	26,07	23,44
11	17,30	19,05	13,20	16,70	19,30	19,35	11,95	12,58	28,53	24,62	24,38
12	17,70	18,60	14,15	16,40	20,45	18,75	14,65	13,70	25,04	23,25	25,03
13	17,75	18,50	14,65	17,05	21,15	17,75	13,70	14,73	24,15	24,63	26,47
14	18,30	18,65	13,55	17,95	20,90	17,20	13,05	14,27	23,09	23,92	25,13
15	19,05	18,70	14,25	18,35	22,05	17,25	13,40	14,65	21,34	25,15	24,27
16	18,85	18,70	14,90	18,75	20,80	17,80	13,55	15,88	22,93	26,55	26,35
17	18,85	18,50	15,30	19,10	20,30	18,05	14,05	15,89	23,21	25,65	26,58
18	19,30	18,55	15,95	18,75	19,45	18,05	14,05	16,80	24,24	27,14	26,06
19	19,80	18,95	16,00	18,40	19,55	19,35	14,40	15,32	26,54	27,59	26,52
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	17,08	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														Spotpris Spot price Brent Blend
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	
1990															
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
1991															
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
1992															
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
1993															
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
1994															
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
1995															
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
1996															
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
1997															
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
1998															
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
1999															
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
2000															
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
2001															
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
4. kv. Q3. ...	19,23	19,40	19,28	19,38	19,40	19,40	19,18	19,38	18,75	18,97	19,75	17,65	19,05	19,78	19,52

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

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

Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. More information: <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 Brent Blend		
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ³	Gull- faks ^{2,3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Drau- gen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶		Heidrun ⁷	Jotun ⁶
1995														
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	16,03
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
1996														
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
1997														
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
1998														
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
1999														
Januar January	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	11,09
Februar February	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	10,26
Mars March	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	12,58
April April	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	15,50
Mai May	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	14,68
Juni June	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	16,56

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 Blend
	Ekofisk ¹	Stat- fjord ²	Gull- faks ^{2,3}	Gull- faks C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Drau- gen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	
Juli July	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	19,24
August August	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	20,48
September September	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	22,61
Oktober October	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	21,77
November November	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	25,17
Desember December	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	25,73
2000															
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
2001															
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
Oktober October	20,20	20,30	20,35	20,45	20,35	20,30	20,35	20,45	19,80	20,15	20,75	18,65	19,90	20,70	20,50
November November	18,90	19,20	18,90	19,00	19,05	19,20	18,80	19,00	18,30	18,60	19,55	17,05	18,90	19,55	19,18
Desember December	18,60	18,70	18,60	18,70	18,80	18,70	18,40	18,70	18,15	18,15	18,95	17,25	18,35	19,10	18,96

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

Kilde: Olje- og energidepartementet. *Petroleum Intelligence Weekly. Source: Ministry of Petroleum and Energy. Petroleum Intelligence Weekly.*
Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/10/06/20/>. *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/10/06/20/*.

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2002
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2002

År og måned Year and month	150000 dwt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000 - 149 999 dwt. for råolje Medium sized crude carriers	35 000 - 69 999 dwt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dwt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil alle størrelser for raffinert Handy size/ clean
1976	29
1977	25
1978	29
1979	47
1980	37
1981	28
1982	26
1983	29
1984	35
1985	32
1986	33
1987	42
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
2000	98	153	207	208	219
2001	74	139	189	240	256
2001					
Januar January	152	217	346	277	371
Februar February	117	206	231	323	400
Mars March	87	158	239	295	348
April April	94	171	272	299	264
Mai May	81	160	191	296	263
Juni June	48	106	168	221	258
Juli July	52	114	130	224	214
August August	52	114	130	224	214
September September	51	111	148	204	208
Oktober October	74	111	154	210	187
November November	44	98	136	163	192
Desember December	39	94	128	141	149
2002 2002					
Januar January	39	94	128	141	149
Februar February	40	87	126	165	148
Mars March	39	86	116	159	150
April April	36	91	117	164	149

¹ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasjegruppene. 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*
Samlet etterspørsel¹ Total demand¹	73,6	75,2	75,9	76,0	76,4	75,9	74,4	76,4	76,8	r77,0	75,2	r75,6	76,3	76,1	75,3	76,6	77,8
OECD OECD	46,8	47,7	47,8	47,7	47,8	48,2	46,6	48,0	r48,7	r48,9	46,5	47,5	48,0	47,7	46,6	47,9	48,8
Nord-Amerika North America	23,1	23,8	24,1	r23,9	24,0	23,7	23,8	24,5	24,4	24,2	r23,8	24,0	r23,7	23,5	23,9	24,4	24,3
Europa Europe	15,3	15,2	15,1	15,2	15,3	15,2	14,6	15,2	15,4	15,2	14,8	r15,5	r15,5	15,2	14,8	15,5	15,6
Stillehavsområdet Pacific	8,4	8,7	8,7	r8,6	8,5	9,4	8,1	8,3	8,8	9,4	8,0	8,1	r8,8	9,0	7,9	8,1	8,9
Ikke OECD Non OECD	26,8	27,6	28,1	28,3	28,7	27,8	27,8	28,5	28,2	28,1	28,7	28,0	r28,4	28,3	28,7	28,6	29,0
Tidligere Sovjet ² Former USSR ²	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 Europe	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 ³ China ³	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	4,8	5,0	5,0	5,2
Resten av Asia Other Asia	6,8	7,2	7,3	7,3	7,4	7,2	7,4	7,4	7,3	7,3	7,4	7,2	7,3	7,3	7,4	7,3	7,4
Latin Amerika Latin America	4,8	4,8	4,9	4,8	4,8	4,7	4,9	5,0	4,9	4,7	4,8	4,8	4,7	4,6	4,8	4,9	4,8
Midt-Østen Middle East	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 Africa	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
Samlet tilbud⁴ Total supply⁴	r75,7	r74,3	r76,9	r76,9	...	r75,4	r76,4	r77,3	r78,4	r77,8	r76,1	r77,1	r76,8	76,1
Sum ikke-OPEC Total non-OPEC	r44,9	r44,9	r46,1	r46,8	47,7	r46,1	r45,7	r46,0	r46,5	r46,5	46,1	r46,8	r47,6	47,8	47,4	47,6	48,0
OECD OECD	21,9	21,4	21,9	r21,9	21,9	22,3	21,8	r21,7	21,8	21,8	21,5	21,8	22,3	22,1	21,7	21,8	22,1
Nord-Amerika North America	14,5	14,0	14,3	14,4	14,5	14,3	14,4	14,3	14,1	14,2	14,2	r14,5	14,6	14,6	14,4	14,5	14,7
Europa Europe	6,7	6,8	6,8	6,7	6,7	7,1	6,6	6,6	6,9	6,8	6,5	6,5	6,9	6,7	6,6	6,6	6,7
Stillehavsområdet Pacific	0,7	0,7	0,9	0,8	0,7	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7
Ikke OECD Non OECD	r21,4	r21,8	r22,4	r23,1	24,0	r22,1	r22,2	r22,5	r22,9	r22,9	r22,9	r23,3	r23,5	23,9	23,9	24,0	24,1
Tidligere Sovjet Former USSR	7,3	7,5	7,9	8,6	9,2	7,7	7,8	8,0	8,2	8,3	8,5	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,4
Europa Europe	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 China	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	3,4	3,4	3,4
Resten av Asia Other Asia	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3
Latin Amerika Latin America	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,8	3,7	3,8	3,9	r3,9	3,7	3,9	3,8	3,9	3,9	3,9	3,8
Midt-Østen Middle East	r2,1	r2,1	r2,1	r2,1	2,1	r2,1	r2,1	r2,2	r2,2	r2,1	r2,1	r2,1	r2,1	2,1	2,0	2,1	2,1
Afrika Africa	2,7	2,8	2,8	2,8	3,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0	2,9
Nettotilvekst prosessering ⁵ Processing Gains ⁵	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
OPEC OPEC	30,8	29,4	30,8	30,2	...	29,3	30,7	31,3	31,9	31,3	29,9	30,3	29,2	28,3
Råolje Crude oil	28,0	26,6	27,9	27,2	...	26,5	27,8	28,4	29,0	28,3	27,0	r27,4	26,2	25,2
NGL NGLs	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 ⁶ STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS ⁶	r(-	r(-	r(-	r(-	...	r(-	r(-	r(-	r(-	r(-	r(-	r(-	r(-	0,1

¹ 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.* ² 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.* ³ 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.* ⁴ 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.* ⁵ Nettotilvekst i volum gjennom raffineringprosessen (ekskudert 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).* ⁶ 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 - 2001. Milliarder 2002-kroner*Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2001. Billion 2002-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1980	22,0	10,9	8,1	0,1	-	41,1
1981	27,3	16,0	10,5	0,1	-	53,9
1982	27,4	16,5	10,5	0,1	-	54,5
1983	24,2	15,1	13,1	0,1	-	52,5
1984	29,6	17,8	15,7	0,1	-	63,2
1985	33,6	20,0	17,9	0,3	-	71,8
1986	25,6	14,8	12,0	0,3	-	52,7
1987	10,2	4,6	10,7	0,3	-	25,6
1988	7,1	1,5	7,6	0,3	-	16,2
1989	6,4	2,0	9,6	0,3	-	18,2
1990	15,8	6,3	10,8	0,3	-	33,2
1991	18,3	8,2	10,9	0,7	1,0	39,1
1992	8,9	8,6	9,6	0,7	2,2	30,0
1993	7,4	10,9	9,0	0,6	2,6	30,1
1994	7,0	10,1	7,4	0,2	2,8	27,5
1995	8,7	11,9	6,5	0,6	2,8	30,1
1996	10,8	14,1	6,9	1,2	3,0	36,0
1997	16,6	20,9	6,7	0,7	3,2	48,1
1998	9,6	11,6	3,9	0,6	3,4	29,1
1999	5,8	6,4	3,3	0,6	3,4	19,5
2000	22,6	33,9	3,6	0,1	3,1	63,3
2001 ¹	42,0	65,1	2,5	1,0	2,9	113,5

¹ Anslag Estimates.

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

Mer informasjon: <http://www.odin.dep.no/oed/> . More information: <http://www.odin.dep.no/oed/engelsk/> .**38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2001.***Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-2001.*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Investeringer Investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr Billion NOK			Mrd. 2002-kr Billion 2002-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-26,8
1986	1,0	13,0	11,1	-12,0	-17,7
1987	4,0	14,7	11,7	-10,7	-15,3
1988	5,4	14,5	10,0	-9,1	-12,5
1989	15,6	14,8	8,8	0,8	1,0
1990	22,1	14,8	8,5	7,3	9,3
1991	28,4	22,5	12,3	5,9	7,2
1992	31,6	28,0	15,1	3,6	4,3
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	10,2
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	38,2
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	43,3
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	15,5
1999	75,1	49,3	30,3	25,8	26,9
2000	142,9	44,7	22,6	98,2	101,1
2001 ¹	170,4	46,0	17,8	124,4	125,9

¹ Anslag Estimates.

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

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

39. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1996-2000
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1996-2000

	1996	1997	1998	1999	2000
Sysselsatte <i>Employees</i>	16 185	16 183	15 865	15 998	14 283
Til havs <i>Offshore</i>	4 913	4 969	5 192	5 485	4 822
På land <i>Onshore</i>	11 272	11 214	10 673	10 513	9 461
		Millioner kroner <i>Million NOK</i>			
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	9 921	10 223	10 489	11 919	11 949
Til havs <i>Offshore</i>	2 764	2 834	3 303	4 010	4 562
På land <i>Onshore</i>	7 157	7 388	7 186	7 909	7 387
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	179 079	190 273	138 781	187 296	365 420
Av dette <i>Of this</i>					
Verdi av produksjon for egen regning <i>Value of goods produced on own account</i>	166 681	178 477	129 065	174 270	348 809
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	28 270	25 708	26 532	29 298	23 731
Av dette <i>Of this</i>					
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	18 478	16 642	17 625	17 868	20 331
Ikke-operatørkostnader <i>Non - operator costs</i>	2 981	2 721	3 106	3 027	1 300
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	150 808	164 564	112 249	157 998	325 078
Avgifter i alt <i>Royalties total</i>	10 533	10 299	7 374	7 148	4 670
Av dette <i>Of this</i>					
Produksjonsavgift <i>Production royalties</i>	7 867	7 272	4 200	4 073	4 670
CO2-avgift <i>CO2 - royalties</i>	2 666	3 027	3 174	3 075	2 443
Bearbeidingsverdi til faktorpris <i>Value added at factor price</i>	140 276	154 265	104 875	150 850	320 480
Påløpte investeringer <i>Accrued investments</i>	41 886	54 319	70 830	64 403	52 898

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

40. Vareinnsats for felt i drift. 1996-2000. Mill. kr
Intermediate consumption for fields on stream. 1996-2000. Million NOK

	1996	1997	1998	1999	2000
Felt i drift i alt <i>Fields on stream, total</i>	18 478	16 642	17 625	17 868	20 331
Vareforbruk <i>Consumption of commodities</i>	1 822	805	646	621	² 880
Vedlikehold <i>Maintenance</i>	3 634	3 584	4 408	4 421	7 454
Materialer <i>Materials</i>	1 107	1 219	1 345	1 074	1 022
Styring, inspeksjon, oppfølging <i>Controls, inspection</i>	666	558	513	883	1 127
Brønner <i>Wells</i>	785	879	1 036	1 042	1 027
Undervannsarbeider <i>Subsea work</i>	201	131	69	155	398
Overflatebehandling <i>Surface treatment</i>	94	105	119	58	58
Reparasjoner <i>Repair</i>	800	757	982	916	1 219
Annet <i>Other</i>	994	988	1 481	1 839	2 603
Av dette <i>Of this</i>					
Kostnader egne ansatte ¹ <i>Wages own employees¹</i>	1 012	1 054	1 138	1 545	2 294
Leie av driftsmidler <i>Hire of operating capital</i>	712	770	803	1 074	1 641
Tjenesteforbruk <i>Consumption of services</i>	6 528	5 774	5 823	5 842	4 976
Helikoptertransport <i>Helicopter transport</i>	462	464	447	540	532
Forsyningsskip <i>Supply vessels</i>	736	778	741	803	1 226
Annen transport og kommunikasjon <i>Other transport and communication</i> ..	32	29	51	40	38
Forpleining <i>Catering</i>	450	479	548	673	698
Teknisk assistanse <i>Technical assistance</i>	286	307	319	381	487
Andre tjenester <i>Other services</i>	4 562	3 719	3 716	3 404	1 995
Indirekte kostnader <i>Indirect costs</i>	4 482	4 203	4 253	3 704	4 258
Lønnskostnade <i>Wages</i>	1 587	1 229	1 467	1 023	993
Administrasjonskostnader <i>Administration costs</i>	2 894	2 974	2 786	2 681	3 266
Andre kostnader <i>Other costs</i>	1 301	1 506	1 692	2 208	1 942

¹ Lønnskostnader til egne ansatte inngår i de ulike kostnadsartene under vedlikehold. Ifølge Nasjonalregnskapets definisjoner skal ikke slike kostnader inngå i vareinnsatsen. Lønnskostnader til egne ansatte kommer derfor til fradrag i summeringen av kostnadsartene under vedlikehold. *Wages for operator's own employees are incorporated in the different cost under maintenance. According to the definitions in the National Accounts, wages are not a part of intermediate consumption.* ² Tallet er rettet.

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

41. Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning¹. 1996-2000*Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying¹. 1996-2000*

	1996	1997	1998	1999	2000
Sysselsatte <i>Persons engaged</i>	5 517	7 280	8 080	9 082	7 743
	Mill. kr. <i>Million NOK</i>				
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	2 482	3 756	4 896	5 000	4 536
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	8 360	13 052	18 687	18 503	15 863
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	4 692	6 822	11 126	9 908	9 443
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	3 668	6 230	7 561	8 595	6 420
Bruttoinvestering <i>Gross fixed capital formation</i>	266	-91	622	1 763	2 126

¹ I denne næringskoden inngår boring av brønner m.m. og teknisk tjenesteyting tilknyttet oljevirksomhet. *This industrial classification group consists of drilling of wells and technical services in the oil and gas sector.*

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

42. Hovedtall for rørtransport. 1996-2000. Mill.kr*Principal figures for transport via pipelines. 1996-2000. Million NOK*

	1996	1997	1998	1999	2000
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	13 988	14 098	15 123	15 311	15 481
<i>Av dette/Of this</i>					
Verdi av produksjon for egen regning Value of production on own account	13 988	14 098	15 123	15 311	15 409
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	1 057	1 103	1 166	1 351	1 438
<i>Av dette/Of this</i>					
Rør i drift/Pipelines in production.	1 057	1 103	1 166	1 351	1 388
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	12 930	12 995	13 957	13 960	14 043
CO ₂ -avgift <i>CO₂-tariff</i>	149	189	131	57	14
Bearbeidingsverdi til faktorpris <i>Value added at factor price</i>	12 781	12 806	13 825	13 903	14 029
Påløpte investeringer <i>Accrued investments</i>	5 992	8 167	8 387	4 693	691

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

43. Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2000*Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2000*

	Stabilisert råolje 1000 me- triske tonn <i>Stabilized crude oil 1000 tonnes</i>	Naturgass Mill. Sm ³ <i>Natural gas Million Sm³</i>	NGL og kondensat ¹ 1000 metriske tonn <i>NGL and condensate¹ 1000 tonnes</i>
Bruttoproduksjon <i>Gross production</i>	139 411	90 283	7 664
Injisert <i>Injected</i>	-	36 288	-
Avfaklet <i>Flared</i>	-	692	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	30	-	-
Leveranser fra feltet <i>Delivery from the field</i>	139 411	50 161	7 664
Forbruk <i>Consumption</i>	-	3 142	-
Svinn <i>Losses</i>	-	-	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	-	-	-
Tilgang terminal <i>Delivery to terminal</i>	139 411	10 511	7 664
Forbruk <i>Consumption</i>	-	316	-
Svinn <i>Losses</i>	-	-	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	-	-	-
Tilgang marked <i>Delivery to the market</i>	139 411	10 195	7 664

¹ Natural Gas Liquids, våtgass, består av etan, propan og butan. Kondensat inneholder pentan, heksan, heptan og oktan. Disse er flytende ved vanlig trykk og temperatur. Tallene oppgitt netto. *Natural Gas Liquids consists of ethane, propane and butane. Condensate contains pentane, hexane, heptane and octane. These are all liquids at ordinary pressure and temperature. Netto figures.*

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

44. Ikke operatørkostnader¹ 1995-2000. Mill.kr
Non-Operator costs¹ 1995-2000. Million NOK

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
I alt Total	3 107	2 981	2 721	3 106	3 027	1 300
Administrasjonskostnader <i>Administration costs</i>	1 695	1 438	1 190	1 465	1 099	11 671
Geologi/geofysikk <i>Geology/Geophysics</i>	136	155	218	276	193	115
Seismikk <i>Seismic</i>	396	465	533	462	315	194
Spesielle studier <i>Special studies</i>	160	226	321	479	203	131
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/Field development</i>	15	9	44	58	10	14
Forskning og utvikling <i>Research and development</i>	704	278	296	288	1 190	376

¹ Dette er kostnader som operatørene ikke kan fakturere ut på noe lisensregnskap. *These are costs the operators cannot get refunds for in the license accounts.*
 Mer informasjon: Seksjon for energi og industristatistikk. *More information: Division for Energy and Industrial Production Statistics.*

45. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2000
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-2000

	I alt <i>Total</i>	Til havs <i>Offshore</i>	På land <i>Onshore</i>
1972	209	3	206
1973	225	44	181
1974	636	194	442
1975	1 015	392	623
1976	1 575	603	972
1977	2 428	1 107	1 321
1978	3 505	1 735	1 770
1979	4 290	2 142	2 148
1980	5 034	1 981	3 053
1981 ¹	7 861	2 162	5 699
1982	8 304	2 381	5 923
1983	9 218	2 728	6 490
1984	11 215	2 903	8 312
1985	12 818	3 043	9 775
1986	15 533	3 577	9 956
1987	13 076	3 930	9 146
1988	14 138	4 513	9 625
1989	14 659	4 413	10 246
1990	14 760	4 883	9 877
1991	15 830	5 006	10 824
1992	16 119	5 118	11 001
1993 ²	17 338	5 399	11 939
1994	16 878	5 041	11 837
1995	16 498	5 064	11 434
1996	16 185	4 913	11 272
1997	16 183	4 969	11 214
1998	15 865	5 192	10 673
1999	15 998	5 485	10 513
2000	14 283	4 822	9 461

¹ Om lag 1400 av økningen fra 1980 skyldes endret definisjon av næringen. *About 1400 of the increase from 1980 and the following years is due to an altered definition of the industry.* ² Definisjonen av næringen er endret fra og med 1993. Dette bidrar imidlertid bare til en ubetydelig del av endringen i tallene for sysselsetting og lønnskostnader på land, bruttoproduksjonsverdi, vareinnsats og realinvesteringer sammenlignet med tidligere år. *The definition of the industrial group has been changed from the year 1993. This thus only contributes to a small part of the change in the numbers for employees and wages onshore, gross value of production, intermediate consumption and accrued investments compared to earlier years.*

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

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3. Grensefelt

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

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

2. Næringsklassifisering

Det drives en rekke aktiviteter i tilknytning til oljevirksomheten i Nordsjøen. Disse aktiviteter er innarbeidd i Standard for næringsgruppering i samsvar med internasjonale anbefalinger.

Statistisk sentralbyrå benytter fra og med årsstatistikken for 1993 en ny norsk standard for næringsgruppering basert på NACE Rev. 1, som er en felles standard som nå er i bruk innenfor EØS-området. En nærmere beskrivelse av denne standarden er gitt i avsnitt 2.1.

2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

60.30 Rørtransport

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

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

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

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

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

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

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

Hjelpevirksomhet. Omfatter virksomheten ved kontor og baser i land, administrativ og teknisk tjeneste yting 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. Verdiene beregnes fob rørledning.

4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiarbeid

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

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

Beregnet inntekt for grensefelt

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

føres 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 letting 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 operativvirksomheten.

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

A whole series of activities is carried out in connection with the North Sea oil industry. These activities have been included in the Standard Industrial Classification in accordance with international recommendations.

Statistics Norway has from the yearly statistics for 1993 used a new Norwegian Standard Industrial Classification (SIC94). SIC94 is based on EU standard NACE Rev. 1, which is used inside the European Economic Area (EEA). A closer description of this standard is given in section 2.1.

2.1. Industrial Classification of the Oil Activity by NACE Rev. 1

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

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

11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas

Includes

- extraction of crude petroleum
- production of crude gaseous hydrocarbon (natural gas)
- extraction of condensates

- draining and separation of liquid hydrocarbon fractions
- liquefaction and regasification of natural gas for transportation
- gas desulphurization

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes

- oil and gas extraction service activities provided on a fee or contract basis:
 - directional drilling and re-drilling; 'spudding in'; derrick erection in situ, repairing and dismantling; cementing oil and gas well casings; pumping of wells; plugging and abandoning wells, etc.

60.30 Transport via Pipelines

Includes transport of oil and gas via pipelines.

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

NACE no. 11.1 "Crude Petroleum and Natural Gas Production" covers all the activities from exploration to production including separating and fractionating in the terminals. These are divided into different phases, and statistics are collected and produced for the following:

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

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

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

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

3. Statistical units

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

3.1. Enterprise

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

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

3.2. Establishment

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

3.3. Ancillary units

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

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

4. Characteristics

4.1. Investment Content

All current costs in exploration and field development, including production drilling, are regarded as investment costs. For fields in production, costs that increase the value of the capital equipment, improve

the processes or expand the capacity are treated as investment. Repair and maintenance are treated as consumption of services. In the ancillary activity all acquisitions of fixed durable assets with an expected productive life of more than one year are included.

Periodisation

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

4.2. Exports

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

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

4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

Production for sale is measured as quantity at the entrance of the pipeline or the ship, adjusted for changes in stock of crude oil on the field. For natural gas the quantity used as fuel on the field is also recorded, but this gas is not included in the production

value. From 1982 onwards the value of crude oil is calculated on the basis of norm prices, adjusted for transport and terminal costs. For natural gas invoice prices reported by the oil companies are used.

Contract work

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

Calculated production value from ancillary units

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

Calculated income from border areas

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

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

Own-account investment work

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

4.4. Cost of goods and services consumed

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

4.5. Value added

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

4.6. Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

Vedlegg A

Annex A

Måleenheter

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

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

Vanlige enheter:

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

Sm³ - standard kubikkmeter

For gass:

Nm³ - normal kubikkmeter Standard kubikkfot

For omtrentlige omregninger kan følgende faktorer nyttes:

Gass:

For omregning fra Nm³ til Sm³, divideres med 0,95.

Olje:

For omregning fra fat til Sm³, 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:

Sm³ - metre cubed in standard conditions

Natural gas:

Nm³ - metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:

Natural gas:

For conversion of Nm³ into Sm³, divide by 0.95.

Crude oil:

For conversion of barrels into Sm³, 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**

Gass <i>Gas</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	35,3 kubikkfot <i>cubic feet</i>
Råolje <i>Crude oil</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	6,29 fat <i>barrels</i>
	1 Sm ³ <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 ³ pr. år <i>scm per year</i>

Tabell b

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

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

- C 671 Statistisk årbok 2001
 C 691 Elekrisitetsstatistikk 1999
 C 703 Energistatistikk 2000

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: CO₂ 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 CO₂ concentrations: Mitigation scenarios using the Petro model.
 286 F. R. Aune, T. Bye og T. A. Johnsen: Gas power generation in Norway. Good or bad for the climate? Revised version.

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 kvotehandel.
 00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energi bruk.
 00/16 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.
 01/17 T. Martinsen: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralyrå - 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: CO₂ 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 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 693 Framskrivning av folkemengden 1999-2050. Nasjonale og regionale tall *Population Projections 1999-2050. National and Regional Figures*. 2002. 58s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5018-8
- 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. Førbyggjande 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
- C 701 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 1997-1999 *Income and Property Statistics for Households 1997-1999*. 2002. 105s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5038-2
- C 702 Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2001. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 4th Quarter 2001. Statistics and Analysis*. 2002. 78 s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5039-0
- C 703 Energistatistikk 2000 *Energy Statistics 2000*. 2002. 138s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5041-2
- C 704 Levekårsundersøkinga 1996-1998. 2002. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5042-0
- C 705 Helsestatistikk 1992-2000 *Health Statistics 1992-2000*. 2002. 78s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5043-9
- C 706 Pasientstatistikk 1998-2000 *Patient Statistics 1998-2000*. 2002. 90s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5045-5
- C 707 Utslipp og rensing i den kommunale avløpssektoren 2000 *Discharges and treatment in the municipal wastewater sector in 2000*. 2002. 32s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5058-7
- C 708 Jordbruksstatistikk 2000 *Agricultural Statistics 2000*. 2002. 137s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5068-4
- C 709 Skogstatistikk 2000 *Forestry Statistics 2000*. 2002. 83s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5069-2
- C 710 Stortingsvalget 2001 *Storting Election 2001*. 2002. 35s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5072-2
- C 711 Fiskeoppdrett 2000 *Fish Farming 2000*. 2002. 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5073-0