



Olje- og gassvirksomhet
4. kvartal 2000
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
4th Quarter 2000
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 og Regionalstatistikk, samt Standarder for norsk statistikk og Veiviser i norsk statistikk.

Official Statistics of Norway

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

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

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

ISBN 82-537-4926-0
ISSN 0802-0477

Emnegruppe

10.06 Bergverksdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design
Trykk: Kopsisenteret, SSB/470

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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	
Desimalskilletegn	Decimal punctuation mark	, (.)

Forord

Denne publikasjonen gir en samlet og detaljert statistisk oversikt over olje- og gassvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Den kvartalsvise investeringsstatistikken med oppgaver over påløpte kostnader til leting, feltutbygging, felt i drift og landvirksomheten og investeringsanslag for 12-18 måneder framover, utgjør hovedinnholdet i publikasjonen. Den inneholder også oppgaver over produksjon, priser mv. Statistikk som bare produseres en gang i året publiseres i heftene etter hvert som den blir ferdig.

I arbeidet med dette heftet er det gjort bruk av informasjon tilgjengelig fram til 25. april 2001.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 25. april 2001

Svein Longva

Olav Ljones

Preface

This publication gives a comprehensive, detailed statistical survey of the oil and gas activity on the Norwegian Continental Shelf. The quarterly investment survey which gives the accrued investment costs for exploration, field development, fields on stream and onshore activity and estimates for 12-18 months ahead, constitutes the main part of the publication. The publication also includes information on production, prices etc. Yearly statistics will be presented as soon as they are available.

The deadline for information used in the publication was 25 April 2001.

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

Statistics Norway,
Oslo/Kongsvinger, 25 April 2001

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister	7
Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2000	
1. Hovedpunkter	11
2. Investeringer	12
3. Produksjonen	14
4. Markedet	15
5. Årsstatistikk for olje- og gassvirksomheten 1999	17
6. Oljeinvesteringer og anslag for disse.....	18
7. Mer informasjon	20
Engelsk tekst	21
Tabelldel	24
Statistisk behandling av oljevirkosomheten	68
1. Nasjonal avgrensing	68
2. Næringsklassifisering	68
3. Statistiske enheter	69
4. Kjennermerker	70
Engelsk tekst	72
Vedlegg	
A. Måleenheter	76
Tidligere utgitt på emneområdet	78
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	79

Contents

List of tables	9
Oil activity 4th quarter 2000 (in Norwegian only)	11
Investment Statistics. Oil and Gas Activity, 4th quarter 2000	21
1. High exploration activities - 4th quarter 2000	21
2. Oil investments and estimates for these.....	21
3. Further information	23
Tables.....	24
The statistical treatment of the oil activity	72
1. National border	72
2. Industrial classification	72
3. Statistical units	73
4. Characteristics.....	74
Appendix	
A. Units of measurement	76
Previously issued on the subject	78
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	79

Figurregister

1. Anslag for 1998, 1999, 2000 og 2001 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 1999, 2000, 2001 og oljeprisen	12
3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr	12
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-3. kv. 2000	12
5. Riggrate pr. riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 3. kv. 2000. 1 000 kr	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr	13
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar-desember. 1992-2000. 1000 tonn	14
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar- desember. 1997-2000. 1000 tonn	14
9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar- desember 2000. 1000 tonn	14
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar- desember. 1992-2000. 1000 Sm ³	15
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar- desember. 1997-2000. 1000 Sm ³	15
12. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000. Dollar per fat	16
13. Prosentvis fordeling av investeringene i olje- og gassutvinning og rørtransport, 1985, 1993, 2000 og 1985-2000	18

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 31. januar 2001	24
2. Felt under utbygging. 31. januar 2001	30
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 31. desember 2000	32

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1994-2001. Mill.kr	34
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991 -1999. Mill.kr	34
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2000. Mill.kr	35
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kv. 1998-3. kv. 2000 Mill.kr	35
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1999 - 3. kvartal 2000. Mill.kr	36
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985 -2001	36
10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990 -2000. Mill.kr	37
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	38
12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	38
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984 -2000	38
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986 -2000. 1 000 GBP/dag	39

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991 -1999. Mill.kr	40
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2000. Mill.kr	41
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3. kvartal 1998 - 3. kvartal 2000. Mill.kr	41
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2001	42
19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985 -2000	42
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging påløpt i Norge og i utlandet 1995-2000. Mill. kr	43
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 1991-1999. Mill. kr	44
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 3. kvartal 1998 - 3. kvartal 2000. Mill.kr	45

Produksjon

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

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2000.....	52
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981-2000	53
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2000.....	53
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 1999 - 4. kvartal 2000.....	54
29. Eksport av norskprodusert naturgass fordelt på land. 1. kvartal 1999 - 4. kvartal 2000.....	55
30. Skipninger av norskseid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler. Reviderte tall. 1998 -1999.....	55
31. Skipninger av norskprodusert (Natural Gas Liquids),etter mottakerland. 4. kv. 1998 - 4.kv. 2000. 1000 tonn	56

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1991 -2001. US dollar/fat	57
33. Priser på råolje, etter felt. Kvartal. 1990 -2000. US dollar/fat	58
34. Priser på råolje, etter felt. Måned. 1995 -2000. US dollar/fat	59
35. Fraktindekser for råolje, etter skipsstørrelse. 1976 -2000	61

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1997 -2001.....	62
---	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979-1999. Milliarder 2000-kroner	63
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 1999.	63
39. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1995-1999	64
40. Vareinnsats for felt i drift. 1995-1999. Mill. kr.....	64
41. Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	65
42. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning. 1995-1999	65
43. Hovedtall for rørtransport. 1995-1999. Mill.kr.....	66
44. Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1999	66
45. Ikke operatørkostnader 1994-1999. Mill.kr	66
46. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998	67

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12. 1999.....	2/00	2/01
Utvinnbare petroleumsreserver i felt besluttet utbygd . 31. desember 1999	2/00	2/01
Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd pr. 31. desember 1999	2/00	2/01
Petroleumsreserver i felt der produksjonen er avsluttet pr. 31. desember 1999	2/00	2/01
Areal belagt med utvinningstillatelser pr. 31. desember 1999.....	2/00	2/01
Funn på norsk kontinentalsokkel 1999.....	2/00	2/01
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entrepenøransatte på faste innretninger. 1995-1999 ...	2/00	2/01
Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1989-1999.....	2/00	2/01
Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-1998.....	1/00	1/01
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1997 og 1998.....	1/00	1/01
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1994-1997.....	1/00	1/01
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1998. Identiske foretak 1997 og 1998.....	1/00	1/01
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1998.....	1/00	1/01
Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1997 og 1998.....	1/00	1/01
Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel etter størrelsen på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-1998.....	1/00	1/01

List of tables

Survey of fields

1. Fields in production. 31 January 2001	24
2. Fields under development. 31 January 2001	30
3. Licensees on fields on stream and under development. 31. December 2000.....	32

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1994-2001. Million NOK.....	34
---	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1999. Million NOK.....	34
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2000. Million NOK	35
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q 3 1998 - Q 3 2000. Million NOK	35
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q 3 1999 - Q 3 2000. Million NOK	36
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985 -2001	36
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990 -2000. Million NOK	37
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000	38
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000	38
13. Drilling metres on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984 -2000.....	38
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2000. 1 000 GBP/day	39

Field development and field on stream

15. Accrued investment cost for field development, by cost category. 1991-1999. Million NOK	40
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2000. Million NOK.....	41
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q 3 1998 - Q 3 2000. Million NOK	41
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2001	42
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2000	42
20. Commodity and service costs. Field development. Accrued in Norway and abroad. 1995-2000.....	43
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. 1991-1999. Million NOK	44
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q 3 1998 - Q 3 2000. Million NOK	45

Production

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

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2000	52
26. Exports of Norwegian produced natural gas. Quarterly. 1981-2000	53
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2000.....	53
28. Exports of Norwegian produced crude oil, by destination. Q 1 1999 - Q 4 2000.....	54
29. Exports of Norwegian produced natural gas, by destination. Q 1 1998 - Q 4 2000.....	55
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals. Revised figures. 1998-1999.....	55
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 4 1998 - Q 4 2000. 1000 tonnes.....	56

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1990 -2001 USD/barrel.....	57
33. Crude oil prices, by field. Quarterly. 1990 -2000. USD/barrel.....	58
34. Crude oil prices, by field. Monthly. 1995 -2000. USD/barrel	59
35. Shipping freight indices for crude carriers by size. 1976 -2000	61

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1997-2001.	62
---	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1999. Billion 2000 NOK.....	63
38. Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-1999	63
39. Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1995-1999.....	64
40. Intermediate consumption for fields on stream. 1995-1999. Million NOK.....	64
41. Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999	65
42. Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1995-1999	65
43. Principal figures for transport via pipelines. 1995-1999. Million NOK	66
44. Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1999	66
45. Non-Operator costs 1994-1999. Million NOK.....	66
46. Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-1998	67

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

Tables not published in this issue

Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.1999	2/00	2/01
Petroleum reserves in fields in production or under development per 31 December 1999	2/00	2/01
Petroleum resources on the Norwegian continental shelf not yet appraised per 31 December 1999	2/00	2/01
Petroleum reserves in abandoned fields per 31 December 1999	2/00	2/01
Areas with production licences as of 31 December 1999.....	2/00	2/01
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf 1999.....	2/00	2/01
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1995-1999	2/00	2/01
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1989-1999	2/00	2/01
Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-1998.....	1/00	1/01
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the state's direct financial interest. 1997 and 1998	1/00	1/01
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1994-1997	1/00	1/01
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1998.		
Identical enterprises. 1997 and 1998.....	1/00	1/01
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf.....	1/00	1/01
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf.		
Identical enterprises. 1997 and 1998.....	1/00	1/01
Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by size of return on total assets and equity ratio. 1987-1998	1/00	1/01

1. Hovedpunkter

Letevirksomheten etter olje og gass for 4. kvartal er nå anslått å utgjøre hele 2,2 milliarder kroner, det høyeste nivået på lettevirksomheten siden 1. kvartal 1998. Anslaget for hele 2000 er på 5,5 milliarder kroner, en oppjustering på 0,8 milliarder kroner i forhold til anslaget innhentet i forrige kvartal.

Anslag for 2000

De samlede investeringer i 2000 til olje- og gassvirksomheten inkludert rørtransport er nå anslått til 52,6 milliarder kroner. Dette innebærer en oppjustering av anslaget på 1,5 milliarder kroner sammenlignet med anslaget gitt ved forrige kvartal. Sammenligner vi med tilsvarende anslag for 1999 er det imidlertid en nedgang på hele 15,8 milliarder kroner. Nedgangen skyldes at få nye prosjekter har blitt igangsatt i de senere år. Først og fremst gjelder dette investeringer til feltutbygging, men investeringer til rørutbygging og nye baser på land viser også stor nedgang.

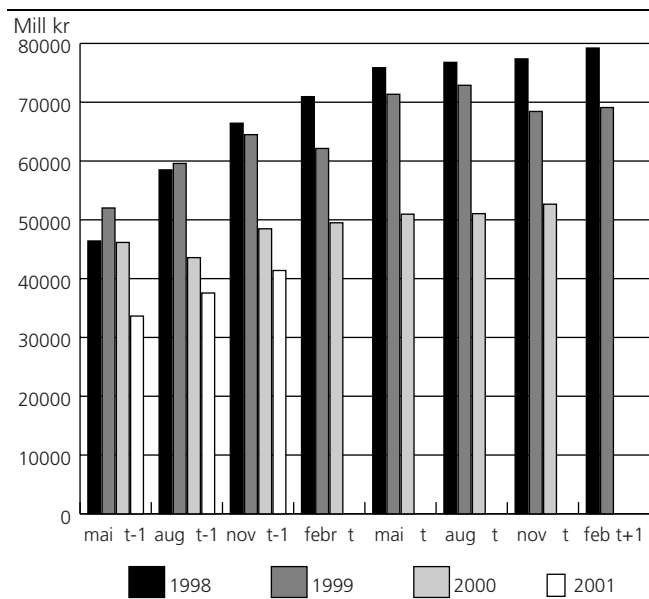
Investeringer til lettevirksomhet i 2000 er nå på 5,5 milliarder kroner, en økning på 0,3 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 1999. Anslaget er imidlertid 0,8 milliarder kroner høyere enn anslaget som ble innhentet i forrige kvartal. Det pågår for tiden høy leteaktivitet på norsk sokkel og anslaget for 4. kvartal i år er på hele 2,2 milliarder kroner. Særlig interesse er det knyttet til boringen som pågår i Barentshavet.

Anslaget for feltutbygging er nå på 22,5 milliarder kroner. Dette er en nedgang på hele 11,6 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 1999. Det er prosjektene Åsgard og Snorre B som har hatt de høyeste investeringene i 1999 og 2000. Åsgard A ble satt i drift i fjor, mens Åsgard B startet opp som planlagt 1. oktober i år. Snorre B ventes ferdigstilt i løpet av august 2001.

Mens investeringene til feltutbygging viser nedgang, øker investeringene til felt i drift. Dette har sammenheng med at en rekke felt ble ferdigstilt i fjor og i år. Investeringene til felt i drift ser ut til å bli på hele 22,6 milliarder kroner i år. Dette er det høyeste anslaget noensinne og ligger 2,6 milliarder over tilsvarende anslag for 1999. I år har investeringene vært størst på Troll Olje, Snorre og Heidrun.

Investeringene til landvirksomhet og rørtransport er nå anslått til henholdsvis 1,3 og 0,7 milliarder kroner. Dette er beskjedne tall sammenlignet med 1999 som var på henholdsvis 4,0 og 5,2 milliarder kroner. Nedgangen på disse områdene er også nært knyttet til ferdigstillelsen av Åsgard-feltet 1. oktober 2000. For landvirksomhet skyldes nedgangen først og fremst at Åsgard Mottaksterminal er ferdig utbygd, mens nedgangen for rørtransport kan knyttes til ferdigstillelsen av Åsgard Transport.

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



Anslag for 2001

Totale investeringer i olje- og gassvirksomheten og rørtransport for 2001 er nå anslått til 41,4 milliarder kroner, en oppjustering på 3,8 milliarder kroner sammenlignet med anslaget innhentet i forrige kvartal. Anslaget er imidlertid 7,1 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 2000 innhentet i 4. kvartal 1999.

Investeringer til lettevirksomhet i 2001 er anslått til 5,5 milliarder kroner. Tilsvarende anslag for 2000 var på 7,1 milliarder kroner, men dette anslaget ble senere nedjustert som følge av at selskapene skjøv enkelte boreprogrammer ut i tid. I 2001 er det særlig boringen av den første brønnen innenfor lisens 255 eller "Presidenten" som den også kalles, det er knyttet stor interesse til.

Investeringene for 2001 til feltutbygging er nå anslått til 15,5 milliarder kroner. Dette er 5,8 milliarder kroner lavere enn tilsvarende anslag for 2000. For 2001 er det de nye prosjektene Grane, Ringhorn og Kvitebjørn som vil bidra med de høyeste investeringene.

Investeringene til felt i drift for 2001 er anslått til 18,9 milliarder kroner, en økning på 0,2 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 2000. Anslaget er også en oppjustering på 3,4 milliarder kroner sammenlignet med anslaget innhentet i forrige kvartal.

For landvirksomhet og rørtransport er investeringene anslått til henholdsvis 0,7 og 0,8 milliarder kroner i 2001. Sammenligner vi med tilsvarende anslag for 2000 viser investeringene til landvirksomhet en nedgang på 0,2 milliarder kroner mens investeringer til rørtransport viser en økning på 0,3 milliarder kroner.

2. Investeringer

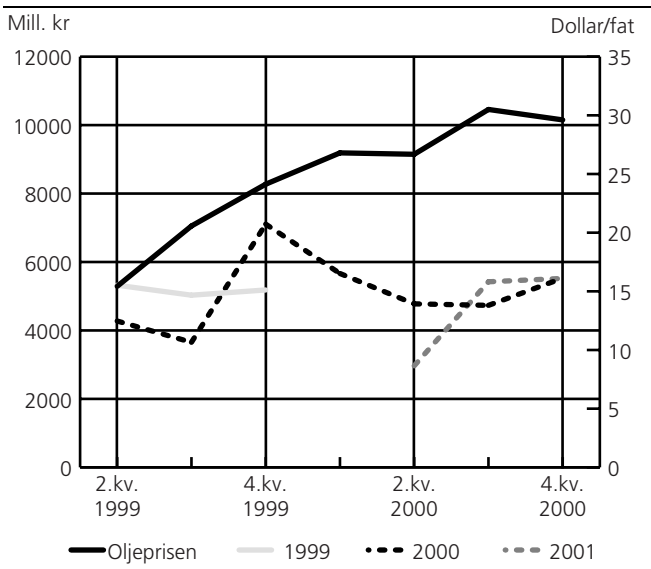
2.1 Leting

Anslag 2000

Anslaget for investeringene til letevirksomheten for 2000 er nå på 5,5 milliarder. Sammenlignet med anslaget for 1999 gitt i 4. kvartal 1999, er dette en nedjustering på 0,3 milliard. Sammenlignet med anslaget for 2000 gitt i 3. kvartal 2000 er det en økning på 0,8 milliarder kroner.

I fjerde kvartal ble det påbegynt boring av 8 brønner, alle undersøkelsesbrønner. Totalt ble det påbegynt 24 letebrønner i 2000 mot 22 i 1999. For første gang siden 1994 er det i 2000 boret undersøkelsesbrønner i Barentshavet. Det ble gjort tre funn. Det mest interessante av disse er Norsk Agips oljefunn 7122/7-1 nordvest for Hammerfest. I tillegg fant Norske Agip gass i brønn 7019/1-1, nord for Tromsø, men et svært høyt CO² innhold gjør at funnet trolig ikke blir utbygd. Statoil har påvist olje og gass i undersøkelsesbrønn 7228/7-1 A, innenfor utvinningstillatelse 202, men det er for tidlig å si noe om størrelsen på funnet. Den siste utviklingen har ført til økt interesse for leteboring i Barentshavet. Statoil boret en letebrønn i nærheten av Snøhvitfunnet, og resultatet av denne brønnen ble på forhånd tillagt stor vekt. Det viste seg av brønnen var tørr, og dette reduserer sannsynligheten for snarlig utbygging i området.

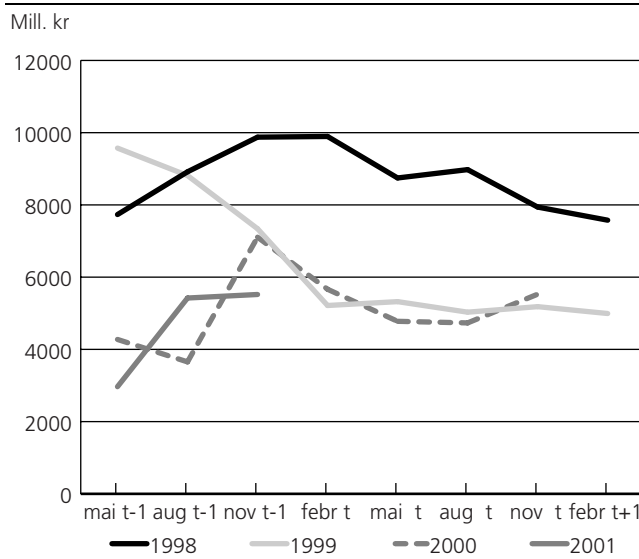
Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 1999, 2000, 2001 og oljeprisen



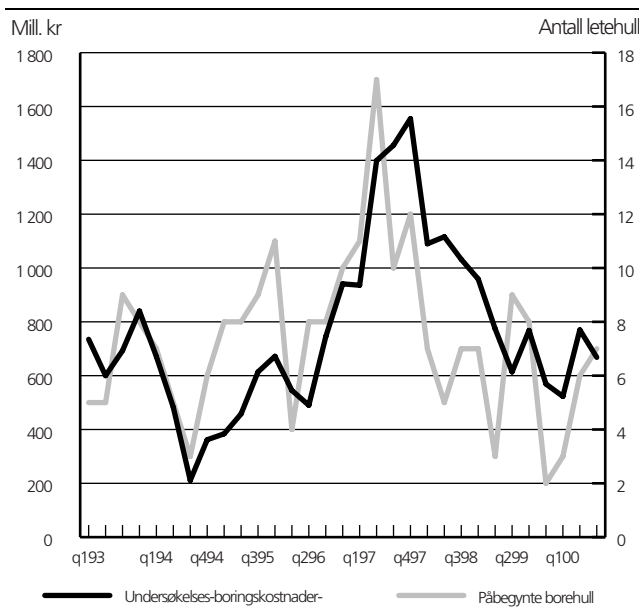
Anslag 2001

Anslaget for letevirksomheten i 2001 er nå anslått til 5,5 milliarder kroner. Dette er en økning på 3,7 milliarder sammenlignet med anslagene for 2001 fra 4. kvartal 1999, og en oppjustering på 0,1 milliarder kroner i forhold til forrige kvartal. Økningen fra 1999 skyldes hovedsaklig tildelingen av den 16. konsesjonsrunden i mai 2000, samt den høye oljeprisen.

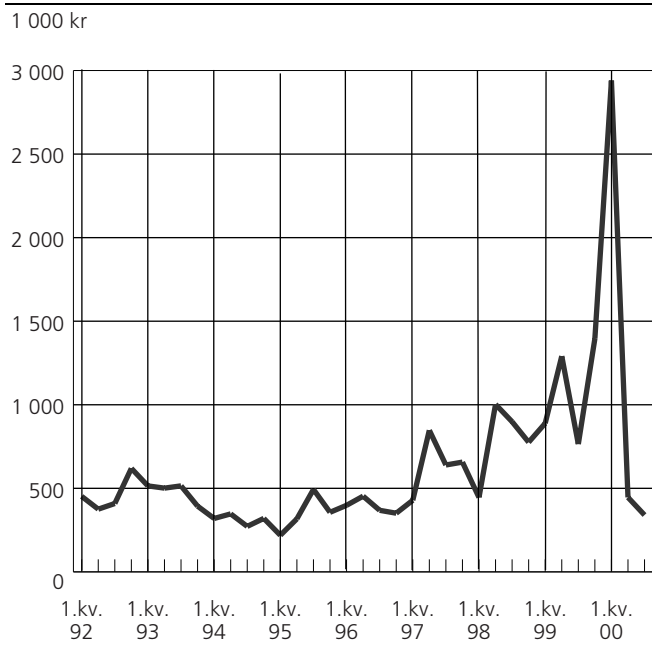
Figur 3. Antatte leteknostnader på ulike tidspunkt. 1998-2001. Mill. kr



Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1. kv. 1993-3. kv. 2000



Det er planlagt 24 letebrønner i 2001. Det er store forventninger knyttet til Shells boring innenfor lisensen som går under navnet "Presidenten". Spennning er det også knyttet til BP Amocos boring innenfor lisensen omtalt som "Havsule". Begge lisensene er lokalisert i Norskehavet og det vil antageligvis bli boret en letebrønn innenfor hver av disse lisensene i løpet av våren 2001. Det er også knyttet forventninger til tildelingene i Nordsjørunden våren 2001. Der har RWE-DEA og Aker Maritim sammen fått tilbud fra OED om en letelisen med det tyske energiselskapet RWE-DEA som operatør. Det er første gang et selskap som ikke er oljeselskap får letelisen på norsk sokkel.

Figur 5. Riggrate per riggdøgn for leteboring. 1. kv. 1992 - 3. kv. 2000. Tusen kroner

2.2 Feltutbygging

Anslag 2000

Anslaget for feltutbygging var i 4. kvartal 2000 på 22,5 milliarder kroner, som er 1,2 milliarder høyere enn anslaget for 2000 gitt i 4. kvartal 1999. Sammenlignet med anslagene fra forrige kvartal er dette en oppjustering på 0,1 milliarder kroner. De største bidragsyterne i 2000 var feltene Snorre 2, Åsgard, Gullfakssatelittene fase II og Huldra.

Anslag 2001

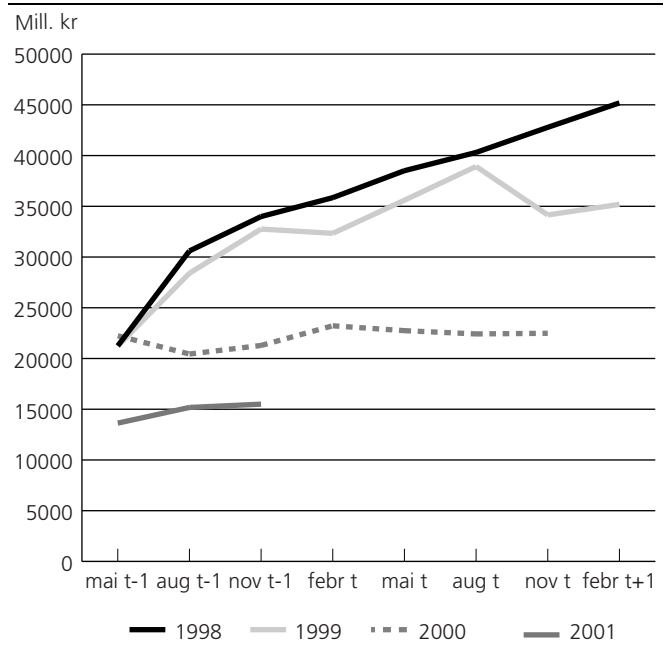
Investeringene til feltutbygging i 2001 er nå anslått til 15,5 milliarder kroner. Dette er en oppjustering på 0,4 milliarder sammenlignet med anslagene for 2001 gitt i forrige kvartal. I mars 2001 ble Hydros to utbyggingsprosjekter Fram Vest og Vale godkjent for utbygging av Olje- og energidepartementet, og dermed er det stor sannsynlighet for at de totale investeringene til feltutbygging vil øke ytterligere. De to feltene er beregnet til å koste henholdsvis 4 og 0,9 milliarder kroner. Fram Vest skal stå ferdig i oktober 2003, mens Vale skal settes i produksjon i juni 2002.

Ifølge en artikkel fra Dagens Næringsliv 29. januar 2001 planlegger oljeselskapene å fremme utbyggingsplaner for mellom 50 og 60 milliarder kroner i løpet av 2001. Dette dreier seg om, i tillegg til Fram Vest og Vale, Snøhvit, Kristin, Skarv, Mikkel og Sigyn. En utbygging av et eller flere av disse feltene vil trolig ikke påvirke investeringene til feltutbygging for 2001 i særlig grad, men vil påvirke senere års aktivitet.

2.3 Felt i drift

Anslag 2000

Anslagene for investeringer til felt i drift for 2000 er nå på hele 22,6 milliarder kroner. Dette er 3,9 milliarder

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

kroner høyere enn anslaget for 2000 innhentet i 4. kvartal 1999. Anslagene innebærer også en oppjustering på 0,6 milliarder kroner sammenlignet med anslagene fra forrige kvartal.

Anslag 2001

Investeringene til felt i drift for 2001 er nå anslått til å bli 18,9 milliarder, og dette er en oppjustering på 3,3 milliarder kroner fra anslagene innhentet i forrige kvartal. En vedvarende stabilt høy oljepris kan gjøre det attraktivt å gjøre investeringer som vil gi økt produksjon på kort sikt. Nye feltutbygginger blir i stadig større grad knyttet til eksisterende felt, for på denne måten å spare infrastrukturinvesteringer. Dette krever økte investeringer på disse feltene. Dermed kan investeringene til felt i drift også øke ved at flere felt blir godkjent for utbygging (jf. 2,2).

2.4 Landvirksomhet

Anslag 2000

Anslagene for investeringer til landvirksomheten for 2000, innhentet i 4. kvartal 2000 er på 1,3 milliarder kroner, noe som er en nedjustering på 0,1 milliarder kroner fra anslaget innhentet i 3. kvartal 2000. Nedgangen i investeringene skyldes i stor grad at Åsgard Mottaksterminal ble ferdigstilt 1. oktober 2000.

Anslag 2001

Investeringene til landvirksomheten for 2001 ble i 4. kvartal 2000 anslått til å bli 0,7 milliarder kroner. Dette representerer en svak oppgang fra anslagene innhentet i 3. kvartal 2000.

2.5 Rørtransport

Anslag 2000

Investeringer til rørtransportsystemer i 2000 er nå anslått til å bli 0,7 milliarder kroner. Dette er en økning på 0,2 milliarder sammenlignet med anslag for 2000 innhentet i 4. kvartal 1999. Anslaget fra 4. kvartal 2000 representerer også en oppjustering på 0,2 milliarder i forhold til anslagene fra forrige kvartal. Det lave nivået på rørtransportsystemer skyldes i stor grad at både Europipe og Åsgard rørledningen til Kårstø er ferdigstilt.

Anslag 2001

Investeringer til rørtransportsystemer er for 2001 anslått til å bli 0,8 milliarder kroner. Dette representerer en oppjustering på 0,1 milliarder kroner sammenlignet med tallene fra 3. kvartal 2000. Det er imidlertid sannsynlig at disse investeringene øker ettersom Grane oljerør blir påbegynt i 2001.

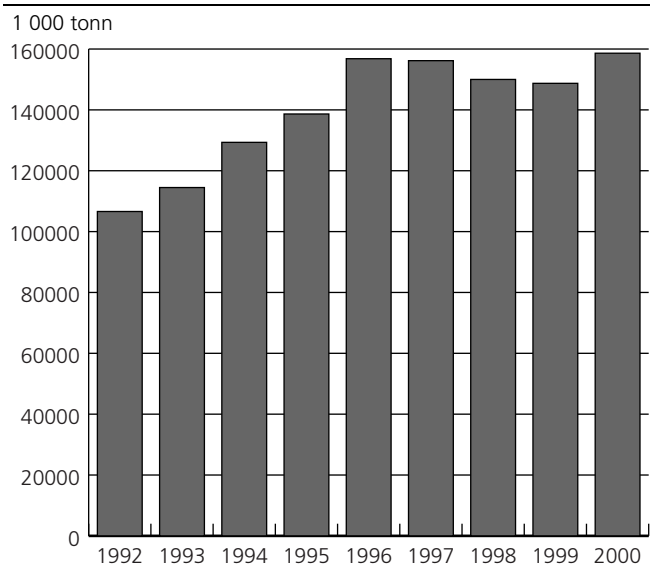
3. Produksjon

Den samlede produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel var på 64,6 millioner Sm³ oljeekvivalenter i fjerde kvartal 2000. Samlet for 2000 var produksjonen på 241,8 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på 13,2 millioner Sm³ o.e, eller 5,8 prosent sammenlignet med endelige produksjonstall for 1999. Oljeproduksjonen (inkl. NGL og kondensat) utgjorde 188,8 millioner Sm³ o.e, mens produksjonen av naturgass var på 53 millioner Sm³ o.e.

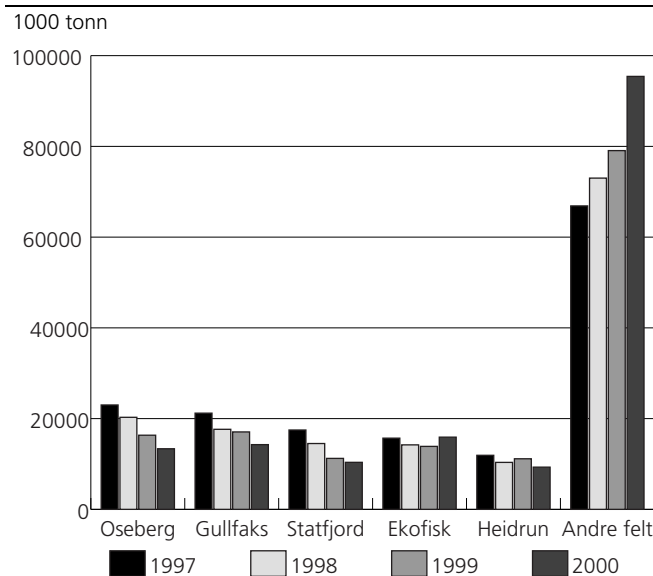
3.1 Råolje

Produksjonen av råolje (inkl. NGL og kondensat) var i 2000 på 158,6 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe) eller ca. 3,24 millioner fat per dag. I forhold til samme periode i 1999 er dette en økning på 6,6 prosent.

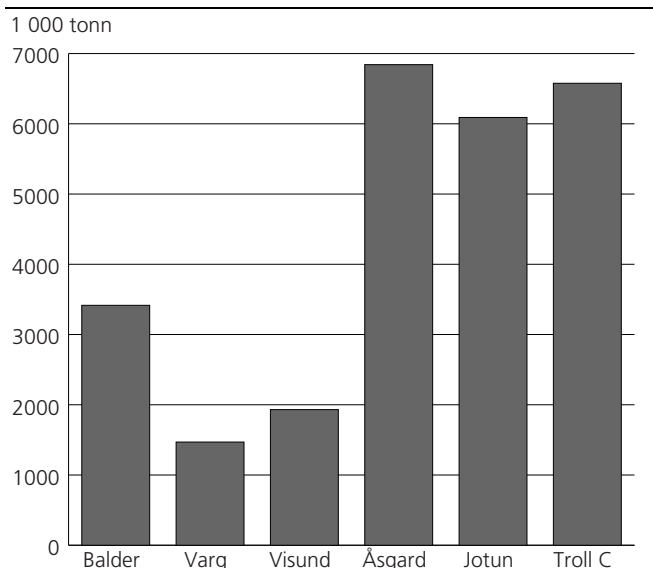
Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). I januar-desember. 1992-2000. 1000 tonn



Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar-desember. 1997-2000. 1000 tonn

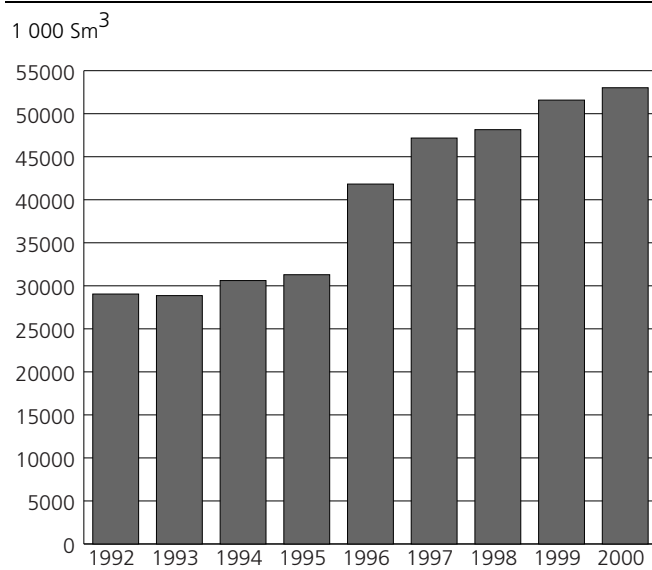


Figur 9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar-desember 2000. 1000 tonn



I første kvartal 2000 hadde Norge et produksjonskutt på 200 000 fat per dag. Fra og med 1.april ble produksjonskuttet redusert til 100 000 fat per dag. Fra 1.juli er produksjonsbegrensningene på norsk sokkel opphevet. Dagsproduksjonen var på 3,32 millioner fat frem til 1.april 2000. I perioden mellom 1.april og 1.juli gikk produksjonen ned til 3,12 millioner fat per dag. I tredje kvartal steg produksjonen igjen til 3,2 millioner fat per dag, og videre til 3,33 millioner fat per dag i 4. kvartal. Produksjonskuttene ser ut til å ha hatt liten praktisk betydning for norsk oljeproduksjon.

I 1995 utgjorde produksjonen fra feltene Ekofisk, Oseberg, Gullfaks og Statfjord 88,5 mtoe, og stod med dette for andel på 63,8 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel. I løpet av 2000 var denne andelen falt til 34 prosent. Likevel er det Ekofisk som produserer mest olje på norsk sokkel. Produksjonen var på 15,9 mtoe i

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar-desember. 1992-2000. 1000 Sm³

2000, noe som utgjør 325 300 fat per dag. Dette innebærer også at Ekofisk økte sin dagsproduksjon med 14,7 prosent, eller 41 700 fat sammenlignet med 1999. I februar 2001 meldte Phillips Petroleum, som er operatør på Ekofisk, at produksjonsprognosene for feltet er oppgradert. Ekofiskfeltet, som har produsert olje i 30 år forventes nå å produsere olje i 50 år til. Utvinningsgraden på Ekofiskfeltet er kommet opp i 50 prosent.

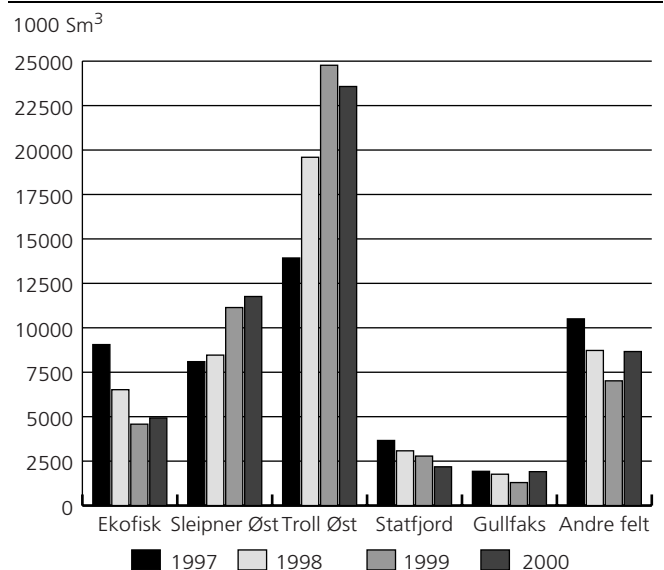
De nye feltene Balder, Jotun, Troll C, Varg, Visund og Åsgard har i 2000 hatt en samlet produksjon på 26,3 mtoe, eller 538 100 fat per dag. Høyest produksjon av disse Åsgard, Troll C og Jotun med henholdsvis 139 900, 134 400 og 124 500 fat per dag i 2000.

3.2 Naturgass

Produksjonen av naturgass var i 2000 på 53,0 milliarder Sm³, en økning på 1,4 milliarder Sm³, eller 2,8 prosent sammenlignet med tallene fra 1999. Produksjonen øker svakt.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er dominert av de to feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I 2000 produserte disse feltene henholdsvis 23,6 og 11,8 milliarder Sm³ naturgass. Med dette har produksjonen på Troll Øst gått ned med 4,8 prosent sammenlignet med produksjonen i 1999, mens Sleipner Øst har økt produksjonen med 5,6 prosent i samme periode. Troll Øst og Sleipner står nå for 66,6 prosent av den norske gassproduksjonen i 2000 sett under ett. Disse to feltenes andel av produksjonen har gradvis falt, fra 72 prosent for første halvår og 68,9 prosent for årets ni første måneder til 66,6 for hele året.

Av 26 produserende gassfelt, var det 12 felt som kunne vise til en produksjonsøkning i 2000, sammenlignet med 1999. I tillegg har Jotun og Åsgard begynt å produsere gass.

Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - desember. 1997-2000. 1000 Sm³

4. Markedet

4.1 Prisutvikling på Brent Blend

Gjennomsnittlig spottpris for Brent Blend var i 4. kvartal 2000 på 29,61 dollar per fat, mens den i 4. kvartal 1999 var på 24,13 dollar per fat. Gjennomsnittsprisen for 2000 var 28,39 dollar per fat, mot 17,88 dollar per fat i 1999. Gjennomsnittsprisen hittil i 2001 (t.o.m. uke 8) har vært på 26,39 dollar per fat. Den markerte økningen fra 1999 til 2000 skyldes at Opec reduserte sin produksjon med 1,7 millioner fat per dag med virkning fra 1.april 1999. Før dette hadde Opec allerede redusert produksjonen med 2,6 millioner fat per dag, slik at de totale kuttene var på 4,3 millioner fat per dag. I tillegg kuttet Mexico, Norge, Oman og Russland sin produksjon med til sammen 0,4 millioner fat per dag. Norges produksjonsbegrensning var på 200 000 fat per dag.

Ved inngangen til 2000 lå spotprisen på Brent Blend på rundt 24 dollar per fat. I begynnelsen av mars hadde oljeprisen steget og lå mellom 28 og 30 dollar per fat, og Opec bestemte seg i slutten av måneden for å øke produksjonen med 1,7 millioner fat per dag, med virkning fra 1.april. I tillegg bestemte Norge og Mexico at de skulle øke sin produksjon med henholdsvis 100 000 og 150 000 fat per dag. På Opecmøtet ble det også enighet om å innføre et prisbånd på råolje. Dette innebærer at så lenge oljeprisen ligger mellom 22 og 28 dollar per fat, så vil Opec opprettholde kuttene på dagens nivå. Skulle prisen på råolje ligge over eller under dette nivået i gjennomsnitt over en periode på 20 dager, vil Opec øke eller redusere produksjonen med 500 000 fat per dag. Oljeprisen falt etter Opecmøtet og ble den 10.april 2000 notert til 21,30 dollar per fat, det laveste nivået siden november 1999. Senere steg prisen noe på forventninger om strammere olje-

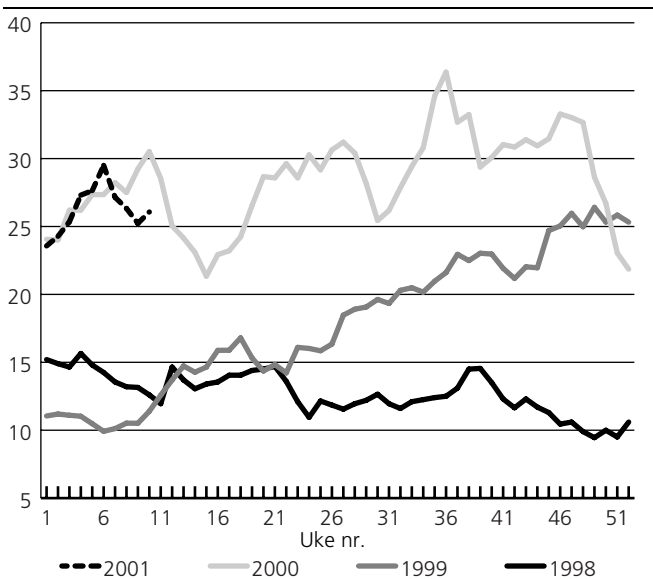
marked i 3.kvartal 2000. Fredag 26. mai passerte spotprisen på Brent Blend igjen 30 dollar per fat, og den 8.juni ble Opecs prisbånd brutt. Det vil si at oljeprisen da hadde ligget over 28 dollar per fat i gjennomsnitt i 20 dager. Likevel ville ikke Opec øke produksjonen før etter Opec - møtet i Wien 21. juni. I tillegg hersket det tvil om enkelte land var i stand til å øke produksjonen. Det ble hevdet at det kun var Kuwait, Saudi-Arabia og De Forente Arabiske Emirater som var i stand til å produsere mer olje. De øvrige landene produserte for fullt.

Opec bestemte på Wien - møtet at produksjonen skulle økes med 708 000 fat per dag fra 1. juli 2000. Ettersom Opec - landene allerede produserte over kvotene, innebar de nye kvotene en økt produksjon på 250 000 fat per dag. Norge fjernet fra samme dato sine produksjonsbegrensninger. Senere uttalte også Mexicos olje-minister at de kom til å øke sin produksjon med 50 000 fat per dag. Den lovede produksjonsøkningen ga imidlertid liten prisdempende effekt. I de tre neste ukene lå oljeprisen over 30 dollar per fat, noe som var en høyere oljepris enn i ukene før møte.

Den 3. juli annonserte Saudi-Arabia at de kom til å øke produksjonen med 500 000 fat per dag dersom ikke oljeprisen raskt gikk ned til et nivå på rundt 25 dollar per fat. I slutten av juli ble det sagt at Saudi-Arabia hadde tilbudt større volumer til faste kjøpere. I tillegg økte oljelagrene i USA. Dette førte til at oljeprisen falt til et nivå på rundt 25 dollar per fat i uke 30.

I de første ukene i august kom det tall som viste et kraftig fall i oljelagrene i USA. Dette førte til at oljeprisen igjen steg over 30 dollar per fat den 10. august. I begynnelsen av september passerte spotprisen for Brent Blend 35 dollar per fat, og ble på det høyeste notert til 37,40 dollar per fat. Oljeprisen holdt seg stort sett over 30 dollar per fat ut oktober.

Figur 12. Prisutviklingen for Brent Blend. 1997-2000. Dollar per fat



I begynnelsen av desember stanset Irak all eksport av olje etter at FN og Irak ikke kom til enighet om fornyelsen av olje-for-mat-avtalen. For å dempe effekten av Iraks reduserte oljeproduksjon, garanterte Saudi-Arabia og USA for at det skulle være nok olje på markedet selv om Iraks eksport stanset. Dette kunne de gjøre med bakgrunn i at Saudi-Arabia hadde kapasitet til å produsere 2 millioner fat ekstra per dag.

5. desember falt oljeprisen med hele 5 dollar per fat, og endte på 28,64 dollar per fat. FN og Irak kom til enighet 12. desember, og Irak gjenopptok oljeeksporten. Dette medførte forventninger som at oljeprisen skulle fortsette å falle. Samme dag kom det signaler fra Opec om at man vurderte nye produksjonskutt, og dette utlignet effekten av Iraks økte oljeeksport.

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

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

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

Etter påske steg oljeprisen igjen til rundt 26 dollar per fat. Det er usikkerhet omkring bensinmarkedet i USA, vedlikeholdsstans for raffinerier og brann i det britiske Killingholme - raffineriet i England som brukes som forklaring.

4.2 Produksjon av råolje på verdensbasis

Produksjonen av påolje på verdensbasis var i 4. kvartal 2000 på 78,3 millioner fat per dag ifølge marsutgaven av International Energy Associations (IEA) Monthly Oil Market Report. Dette er en økning på 3,8 millioner fat per dag, eller 5,1 prosent, i forhold til samme periode i 1999. Opec - landene økte sin produksjon fra 29 millioner fat per dag i 4. kvartal 1999 til 31,9 millioner fat per dag i 4. kvartal 2000. Dette er en økning på 10 prosent. Det største bidraget innenfor Opec kommer fra Saudi-Arabia som i 4. kvartal produserte 8,45 millioner fat per dag. I 4. kvartal 2000 var produksjonen i OECD-landene på 22 millioner fat per dag, som er det samme som i 4. kvartal 1999. Av OECD landene er det USA, Norge og Mexico som har størst produksjon, henholdsvis 8,08, 3,45 og 3,38 millioner fat per dag. Landene utenfor Opec og OECD økte sin produksjon med 0,9 millioner fat per dag i 4. kvartal 2000 sammenlignet med samme periode i 1999. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen, som økte sin produksjon med 0,6 millioner fat per dag i dette tidsrommet.

For 2000 sett under ett var produksjonen av råolje på verdensbasis på 76,7 millioner fat per dag, noe som er 2,6 millioner fat mer enn i 1999. Opec-landene økte sin produksjon med 1,4 millioner fat per dag, OECD med 0,5 millioner fat per dag, og landene utenfor Opec og OECD med 0,6 millioner fat per dag.

Hvordan produksjonen av råolje på verdensbasis vil utvikle seg i 2001 er vanskelig å vurdere ettersom man ikke har noen anslag for Opecs produksjon. Produksjonen utenfor Opec antas å stige med 0,7 millioner fat per dag i 2001. Denne økningen vil hovedsakelig finne sted i Nord-Amerika og i det tidligere Sovjetunionen.

4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 76,4 millioner fat olje per dag i 4. kvartal 2000. Dette er 0,1 millioner fat per dag mindre enn i samme periode i 1999. Reduksjonen i etterspørselen finnes hovedsakelig i Europa, mens det er økt etterspørsel etter råolje i Asia.

For 2000 sett under ett var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 75,4 millioner fat per dag, noe som er en økning på 0,6 millioner fat per dag, eller 0,8 prosent, sammenlignet med 1999. Økningen kom hovedsakelig i Asia. Kina alene økte etterspørselen med 0,3 millioner fat per dag.

For 2001 har IEA anslått etterspørselen etter råolje til å bli 76,8 millioner fat per dag. Dette er en økning på 1,4 millioner fat per dag, eller 1,9 prosent, sammenlignet med 2000. Størstedelen av økningen vil fortsatt finne sted i Asia inkludert Oceania, hvor etterspørselen antas å øke med 0,7 millioner fat per dag. I samme periode forventes etterspørselen i Nord-Amerika til å øke med

0,3 millioner fat per dag. Disse tallene representerer en svak nedjustering sammenlignet med IEAs egne anslag fra januar 2001.

5. Årsstatistikk for olje- og gassvirksomheten 1999

Bearbeidingsverdien i oljenæringene viste en oppgang på 35,1 prosent til 180,5 milliarder kroner fra 1998 til 1999. Denne økningen kan sees i sammenheng med en betydelig oppgang i råoljeprisen, samt en økning i den samlede petroleumsproduksjonen. Bearbeidingsverdien er et uttrykk for verdiskapningen.

Oljenæringene omfatter operatørens og rettighetshavernes virksomhet knyttet til utvinning og rørtransport av råolje og naturgass, i tillegg kommer også tjenesteytende virksomhet og oljeboring på kontraktbasis. Bearbeidingsverdien er et uttrykk for verdiskapningen og det er i hovedsak de tre faktorene produksjon, priser og vareinnsats som bestemmer denne.

Det var i første rekke utvinning av råolje og naturgass som bidro til den kraftige økningen på 46,9 milliarder kroner fra 1998 til 1999 i oljenæringenes verdiskapning, selv om tjenester tilknyttet olje- og gassvirksomheten og rørtransport også hadde økning i verdiskapningen. Bearbeidingsverdien i utvinning av råolje og naturgass økte med 45,7 milliarder eller 40,8 prosent fra 1998 til 1999.

35 prosent høyere salgsverdi av olje og gass

Salgsverdien av råolje- og gassproduksjonen i 1999 er beregnet til 174,3 milliarder kroner. Dette er 35,0 prosent høyere enn i 1998. Salgsverdien i 1999 er imidlertid 2,4 prosent lavere enn i 1997. Veksten i salgsverdien skyldtes i første rekke en kombinasjon av høyere priser på råolje, NGL (Natural Gas Liquids) og kondensat, samt en økning i den samlede petroleumsproduksjonen. Salgsprisen på råolje, NGL og kondensat økte med henholdsvis 45,5, 21,0 og 55,7 prosent fra 1998 til 1999. Prisen på naturgass gikk imidlertid ned 9,8 prosent.

Moderat økning i vareinnsatsen

Samlet vareinnsats i oljenæringene var på 40,6 milliarder kroner i 1999. Dette er en økning på 1,7 milliarder eller 4,5 prosent sammenlignet med 1998. I 1999 beløp vareinnsatsen ved de produserende olje- og gassfeltene seg til 17,9 milliarder kroner. Dette er en økning på 0,2 milliarder eller 1,4 prosent fra 1998 til 1999. Det er spesielt leie av driftsmidler samt kostnader til egne ansatte som har bidratt til denne økningen.

Økt sysselsetting

I oljenæringene unntatt rørtransport, var det sysselsatt 25 080 personer i 1999. Dette er en økning 531 syssel-

satte eller 2,2 prosent sammenlignet med året før. Største del av oppgangen skyldes økning i antall syssel-satte i tjenester tilknyttet oljevirksomheten. Lønnskostnadene inkludert sosiale ytelser økte med 10,0 prosent fra 1998 til 1999. Størst var veksten i lønnskostnadene tilknyttet utvinning av olje- og gassutvinning med 13,6 prosent. Den relativt høye veksten i lønnskostnadene kan sees i sammenheng med de mange fusjoner og oppkjøp som ble foretatt i 1999 og inn i 2000. Lønnskostnadene per ansatt i olje og gassutvinning og tilknyttet tjenesteytende virksomhet og oljeboring på kontraktbasis økte med økte med 7,6 prosent til om lag 674 000 kroner fra 1998 til 1999.

6. Oljeinvesteringer og anslag for disse

Investeringene til olje- og gassvirksomheten utgjør en betydelig del av de samlede investeringene i norsk økonomi. Informasjon om foretakenes fremtidige investeringer er derfor viktig for arbeidet med makroøkonomiske fremskrivninger. Vi skal se litt nærmere på hva som ligger til grunn for investeringsstatistikken for olje- og gassvirksomheten, og i hvilken grad man kan si at det har vært en under eller overrapportering de siste årene i forhold til de endelige investeringstallene.

Hva er "Investeringsstatistikk for olje- og gassvirksomheten"?

Statistisk sentralbyrå har siden 1983 utarbeidet kvartalsvis investeringsstatistikk for olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. I denne statistikken publiseres sum-tall av oljeselskapenes egne investeringsanslag for inneværende og neste år for felt i drift, feltutbygging, rørutbygging, rør i drift og landanlegg. I februarundersøkelsen året etter investeringsåret blir de endelige tallene samlet inn. Det er viktig å poengtere at det kun er snakk om investeringer, og ikke andre typer kostnader. Når det gjelder utbygginger, både til felt og rørtransportssystemer, er tallene basert på prosjekter som er vedtatt og godkjent av Oljedirektoratet og Olje- og Energidepartementet.

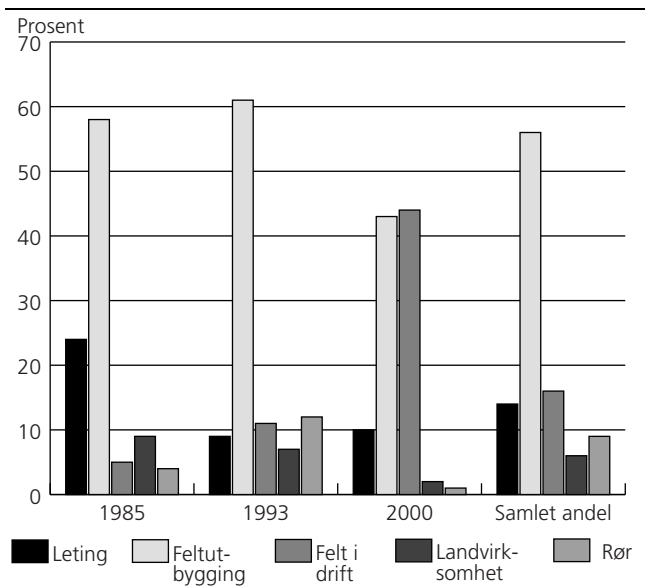
For å kunne vurdere effekten oljeinvesteringene har på norsk aktivitetsnivå (og investeringsfordelingen på norsk sektor) er det viktig å ha kjennskap til fordelingen på investeringskategoriene.

I investeringsstatistikken skilles det mellom ulike kategorier for investeringer. For perioden 1986 til 2000 sett under ett har feltutbygginger utgjort den klart største posten, hele 55 prosent av de totale investeringene, (se figur 13). Leteinvesteringer og investeringer til felt i drift utgjør henholdsvis 14 og 16 prosent av totale investeringer i perioden. I perioden har andelen variert en del, og andelen av investeringer som går til felt i

drift har økt på bekostning av andeler til feltutvikling, (figur 13).

Når det gjelder investeringer til feltutbygging, involverer dette i tillegg til selve installasjonene, det være seg plattformer, skip eller havbunnsinstallasjoner, også rørledninger som knytter et nytt felt til en eksisterende installasjon eller rørledning. Dette gir økt andel investeringer på kategorien feltutbygging, selv om utslaget i andel av totale investeringer ikke er så stor.

Figur 13. Prosentvis fordeling av investeringene i olje- og gassutvinning og rørtransport, 1985, 1993, 2000 og 1985-2000



Hvor godt har investeringsstatistikkenes anslag truffet?

Ved bruk av den kvartalsvise investeringsstatistikken som grunnlag for prognoser er det nyttig med innsikt i hvor godt de foreløpige anslagene treffer de endelige investeringstallene. Teksttabell 1 viser anslaget for investeringer i det enkelte investeringsår gitt på ulike tidspunkter, som prosent av det realiserede investeringsnivået.

Teksttabell 1 viser at det kan være betydelige svingninger i anslagene for investeringene i det enkelte år fram mot det endelige resultatet. Hvis vi ser på årene fram til 1994 så er det en tendens til at de to første anslagene undervurderer det endelige resultatet, mens de resterende anslagene generelt overvurderer det endelige resultatet. For årene etter 1994 fremkommer det at anslagene undervurderer de endelige investeringene for de fire første rapporteringene. Det vil si at tendenser til overrapportering ikke dukker opp før i mai i investeringsåret. Hvis vi studerer gjennomsnittet viser det samme tendens som tidsperioden fram til 1994; en underrapportering de to første kvartalene, videre nokså nøyaktige anslag og svake overvurderinger i forhold til de endelige investeringstallene. Utviklingen i standardavviket illustrerer også at anslagene blir mer presise dess nærmere det endelige resultatet man kommer.

Teksttabell 1. Nivå for investeringsanslagene normert mot endelige tall (=100) på de ulike tellingstidspunktene i året før investeringsåret (år t-1) og for investeringsåret (år t), for investeringsårene 1986-2000

Investeringsår	Nivå for investeringsanslag året før investeringsåret (t-1)			Nivå for investeringsanslag i investeringsåret (t)			
	Mai t-1	August t-1	November t-1	Februar t	Mai t	August t	November t
1986	103	125	131	126	115	114	104
1987	87	97	96	99	99	96	98
1988	95	104	115	112	116	114	106
1989	96	108	106	105	105	100	100
1990	100	113	115	106	104	107	101
1991	79	87	95	96	100	104	104
1992	81	97	101	99	104	105	100
1993	96	102	106	104	107	108	103
1994	92	95	104	102	100	105	103
1995	84	82	87	96	100	105	101
1996	69	88	93	96	100	109	103
1997	53	69	82	88	92	106	101
1998	59	74	84	90	96	97	98
1999	75	86	93	90	103	105	99
2000	86	81	90	92	95	95	98
Gjennomsnitt	84	94	100	100	102	105	101
Standardavvik	15	15	13	10	7	6	2
Max	103	125	131	126	116	114	106
Min	53	69	82	88	92	95	98
Median	86	95	96	99	100	105	101

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Teksttabell 2. Gjennomsnittlig anslått nivå for investeringsanslagene i olje- og gassutvinning og rørtransport på de ulike tellingstidspunktene, 1986-2000. Normert mot endelige tall (=100)

	Mai t-1	August t-1	November t-1	Februar t	Mai t	August t	November t	Februar t+1
Totalt	84	94	100	100	102	105	101	100
Leting	112	123	125	104	103	108	105	100
Feltutbygging	80	90	95	98	101	103	100	100
Felt i drift	84	93	103	104	105	108	105	100
Landvirksomhet	61	72	93	103	102	111	105	100
Rørtransport	113	108	109	111	117	116	106	100

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Hvis vi studerer samme tendenser i teksttabell 2, som omhandler anslagene innenfor de ulike investerings-typene for hele perioden 1986-2000, trer et interessant mønster frem. Undervurderingen vi fant i teksttabell 1 viser seg hovedsakelig å komme fra feltutbygging, felt i drift og landvirksomhet, mens letevirksomheten og investeringer til rørtransport-systemer generelt blir overvurdert fra oppgave-giverne.

Hva ligger bak de varierende anslagene?

For å gi en mer utførlig forklaring på noen av avvikene vi så i tabellene, må vi se på hva investeringskategoriene egentlig inneholder, og hvilke feilkilder som finnes innenfor de ulike typene investeringer.

Anslagene i investeringsstatistikken er sum-tall for de prosjektene selskapene har lagt til grunn for rapporteringene. Bare prosjekter som er godkjent for utbygning av Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet tas med. Det følger av dette at usikkerheten i anslagene for et bestemt år kan knyttes til følgende forhold:

- Omfanget av prosjekter. Nye prosjekter kan komme til i de senere rapporteringene for et bestemt investeringsår, og eksisterende prosjekter kan utgå eller forskyves i tid.
- Selv om anslagene er basert på godkjente prosjekter, kan gjennomføringen bli mer eller mindre kostbar og omfattende enn tidligere antatt.
- Gjennomføringen av de enkelte prosjektene kan strekkes langt ut i tid eller også gjennomføres raskere, slik at kostnadene for et gitt år endres.

Investeringer til felt i drift går i stor grad til installering av teknologi som gir økt produksjon. Installasjon av denne type teknologi er avhengig av lønnsomheten til installasjonen. I perioder med høy oljepris øker investeringene til slik teknologi. Slike investeringer blir sjelden rapportert i lang tid før investeringen foretas, i og med at investeringene er avhengig av utviklingen i oljemarkedet. Dette kan gi

undervurdering av investeringene i anslagene som foreligger lang tid før investeringene påløper, særlig i perioder med stigende oljepriser.

Når det gjelder investeringer til letevirksomhet, er dette anslag som isolert sett har hatt en tendens til å være overvurdert i forhold til resultatene. Dette skyldes trolig i stor grad budsjetteringsprosessen. På høsten året før investeringene foretas legger operatørene sitt budsjettforslag fram for resten av rettighetshaverne i konsesjonen. Forslagene omhandler blant annet kostnader knyttet til planer for boring av nye letebrønner, innhenting og analyse av seismiske data og andre geologiske undersøkelser. Når operatørene og rettighetshaverne i fellesskap behandler budsjettforslaget vil hensynet til rettighetshavernes andre konsesjoner ha betydning for hvor mye midler de ønsker å bruke på den aktuelle konsesjonen. Det vedtatte budsjettet vil først ligge til grunn for leteanslagene fra februar i investeringsåret. Historiske data viser at det stort sett finner sted en betydelig nedjustering i leteanslagene fra november året før investeringsåret til februar i investeringsåret. (teksttabell 2).

Når det gjelder rørtransportsystemer, rapporteres disse ofte under feltutbygginger og ikke under rørutbygging. Dette har bakgrunn i hva slags type rør det er snakk om. Ute på sokkelen knyttes i større og større grad installasjonene sammen av et nettverk av rørledninger, både til olje og gass. Dette skyldes ønsket om mer effektiv utnyttelse av rørledningsnettet fra sokkelen til land, enten i Norge eller på kontinentet. Rørledninger mellom installasjoner offshore blir som regel ført under feltutbygging eller felt i drift. Dette fordi de blir budsjettet på denne måten av oljeselskapene. De rørledningene som føres som egne prosjekter, er olje eller gassrør som går fra sokkelen og til land, eller fra Norge og til kontinentet. Eksempler på slike er Europipe, Vesterled og Grane oljerør. På grunnlag av denne informasjonen, kan vi anta at rørtransport utgjør noe mer enn 9 prosent av investeringene, selv om de små rørutbyggingene på sokkelen ikke utgjør en stor andel av totale investeringer (figur 13).

7. Mer informasjon

Kontaktperson i Statistisk sentralbyrå

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

*Investment Statistics. Oil and Gas Activity,
4th quarter 2000*

1. High exploration activities - 4th quarter 2000

Investments in exploration activities are now estimated at NOK 2.2 billion for the fourth quarter of 2000, the highest level since the first quarter of 1998. Exploration activities for 2000 are now estimated at NOK 5.5 billion, an upward adjustment of NOK 0.8 billion from the previous quarter.

Estimates for 2000

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport for 2000 are now estimated at NOK 52.6 billion. This is NOK 15.8 billion less than the corresponding estimate given for 1999, but an increase of NOK 1.5 billion compared with the survey conducted last quarter. The increase in the estimate for the year 2000 from the last quarter is due to higher investments in exploration activities.

Exploration activities in 2000 are now estimated at NOK 5.5 billion. This is NOK 0.3 billion higher than the corresponding estimate for 1999. The recovery of the oil price is most likely the reason for the increase in the companies' budgets for exploration activity in 2000.

Investments for field development in 2000 are now estimated at NOK 22.5 billion. This is a NOK 11.6 billion decline compared with the corresponding estimate for 1999 made in the 4th quarter of 1999.

Investments in fields on stream in 2000 are now estimated at record high NOK 22.6 billion. This is an increase of NOK 2.6 billion from the corresponding estimate for 1999 and an upward adjustment of NOK 0.6 billion from the estimate for 2000 given in the 3rd quarter of 2000.

Estimates for 2001.

Total investments in oil and gas extraction and pipeline transport for 2001 are now estimated at NOK 41.4 billion. This is a NOK 3.8 billion upward adjustment from the survey conducted last quarter and a NOK 7.1 billion decrease from the corresponding estimate for 2000.

Investments in field developments for 2001 are now estimated at NOK 15.5 billion, a decrease of NOK 5.8 billion compared with the corresponding estimate for 2000.

Investments in fields on stream for 2001 are now estimated at NOK 18.9 billion, an upward adjustment of NOK 3.4 billion compared with the estimates given in the previous quarter.

Exploration activities for 2001 are now estimated at NOK 5.5 billion. The corresponding estimate for 2000 was NOK 7.1 billion, but several exploration wells have been removed from the companies' budgets for 2000 since then.

2. Oil investments and estimates for these

Investments in the oil and gas activity represent a considerable share of total investments in Norwegian economy. Information on future investments for these enterprises is essential for work on macro economic analyses. In the following, we will look at the basis for the investment statistics for oil and gas activity, and to what degree one can claim that there has been an over- or underestimation throughout recent years compared with the final figures for investments.

What is "Investment statistics. Oil and Gas activity"?

Statistics Norway has since 1983 produced quarterly statistics for investments in oil and gas activity on the Norwegian Continental Shelf. In these statistics the aggregated investment estimates from the oil companies are published. The estimates are collected from the investment areas "field on stream", "field development", "pipeline development", "pipelines on stream" and "onshore activity". In February the year after the investments are carried out, the final figures are collected. It is important to point out that these figures only include investments, and not any kind of other costs. When it comes to field and pipeline development, the figures are based on projects that are approved by the Norwegian Petroleum Directorate and the Ministry of Petroleum and Energy.

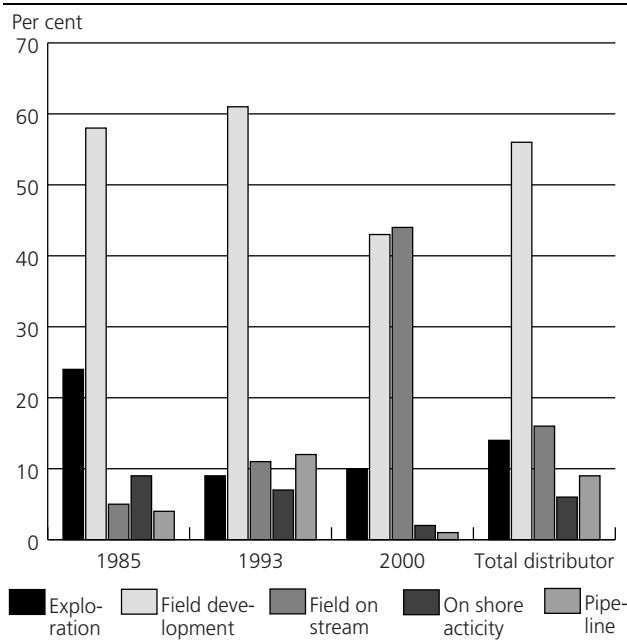
In order to be able to evaluate the effect the investments on oil and gas has on the Norwegian level of activity - and the distribution of investments on the Norwegian Continental Shelf - it is important to know the distribution of investments between the different categories of investment.

In the investment statistics one separates between different categories of investments. In the period 1986 to 2000, field development constituted 55 percent of total investments. (See figure 1). Investments in exploration activity and fields on stream constituted 14 and 16 percent of the total investments respectively. Within the same period the shares of

total investment have varied, and the share of investments for fields on stream has increased at the expense of field development. (Figure 13).

When it comes to investments in field development, this involves, in addition to the installation itself (platforms, ships or seafloor installations), also pipelines that connect a new field to an existing installation or pipeline. This increases the share of investments for field development, even though the effect is expected to be minimal.

Figure 13. Investment distribution on oil and gas activity, 1985, 1993, 2000 and 1985-2000



How accurate have the estimates for the investment statistics been?

When one uses the quarterly investment statistics as a basis for prognoses it is important to bear in mind how accurately the estimates reflect the final investment figures. In texttable 1 we can study the estimates for investments for different years at different times, as percentages of the final investment figures.

The table shows that there are fluctuations in the estimates for investment in each individual year till the final investment figures are produced. If we take a look at the years before 1994, in general we see that there is a tendency to underestimate the final figures in the first two estimates, while the rest of the estimates generally overestimate the final figures. For the years after 1994 it appears that the estimates are underestimated for the four first reports. That means that tendencies to overestimate do not appear till May in the year of investment. If we study the average we find the same tendencies as for the period before 1994, an underestimation in the first two quarters, and then quite accurate estimates and a

marginal overestimation according to final investment figures.

The standard deviation illustrates that the estimates are becoming more and more precise the closer to the final figures one comes.

If we study the same tendencies in texttable 2, which deals with the estimates within the different categories of investments for 1986-2000, an interesting pattern appears. The underestimation we found in table 1 seems mainly to come from the categories "field development", "field on stream" and "onshore activity", while exploration investments and investments in pipeline transportation generally have been overestimated by the companies.

What is behind these variations?

In order to give a more thorough explanation for these deviations, we need to take a look at what the different investment categories include, and what source of errors that exist within the different categories.

The estimates for the investment statistics are aggregated figures for projects that the oil companies have included in the reports. Only projects approved for development by the Norwegian Petroleum Directorate and the Ministry of Petroleum and Energy are involved in the reports. This results in the fact that the uncertainty in the estimates for a certain year may be connected to the following aspects:

- Number of projects. New projects may be approved and be included in later reports for a certain year of investment, and existing projects may be concluded or postponed.
- Even though the estimates are based on approved projects, the accomplishment may get more or less expensive and extensive than previously expected.
- The accomplishment of the individual projects may take longer, or else be carried out faster than planned, resulting in the investment changes for a given year.

Investments in field on stream go mainly to technology installation that increases production. Installation of this kind of technology depends on the profitability of the field. During periods with high oil prices investments in this kind of technology increase. Such investments are often reported just before the actual investment. This is because investment depends on the oil market. This may lead to underestimation of the investments that are reported far in advance, especially in periods with rising oil prices.

Texttable 1. Level of investments estimates at different quarters the year before the year of investment (t-1) and in the year of investment (t), for 1986-2000. Final figures = 100

Investment year (t-1)	Level of investment estimates the year before year of investment (t-1)			Level of investment estimates in the year of investment (t).			
	May t-1	August t-1	November t-1	February t	May t	August t	November t
1986	103	125	131	126	115	114	104
1987.....	87	97	96	99	99	96	98
1988.....	95	104	115	112	116	114	106
1989.....	96	108	106	105	105	100	100
1990.....	100	113	115	106	104	107	101
1991.....	79	87	95	96	100	104	104
1992.....	81	97	101	99	104	105	100
1993.....	96	102	106	104	107	108	103
1994.....	92	95	104	102	100	105	103
1995.....	84	82	87	96	100	105	101
1996.....	69	88	93	96	100	109	103
1997.....	53	69	82	88	92	106	101
1998.....	59	74	84	90	96	97	98
1999.....	75	86	93	90	103	105	99
2000.....	86	81	90	92	95	95	98
Average	84	94	100	100	102	105	101
Standard deviation ..	15	15	13	10	7	6	2
Max.....	103	125	131	126	116	114	106
Min	53	69	82	88	92	95	98
Median.....	86	95	96	99	100	105	101

Source: Statistics Norway.

Texttable 2. Average estimated level for investments for oil- and gas development and pipeline transportation at different quarters, 1986-2000. Final figures =100

	May t-1	August t-1	November t-1	February t	May t	August t	November t	February t+1
Total.....	84	94	100	100	102	105	101	100
Exploration.....	112	123	125	104	103	108	105	100
Field developmen.....	80	90	95	98	101	103	100	100
Field on stream.....	84	93	103	104	105	108	105	100
On shore acticity	61	72	93	103	102	111	105	100
Pipeline transportation ..	113	108	109	111	117	116	106	100

Source: Statistisk sentralbyrå.

Concerning investments in exploration activity, these are estimates that isolated have had a tendency to be overestimated according to the final investment figures. This probably comes from the budgetary process. In the autumn the year before the year of investment, the license operator presents their license budget to the rest of the licensees. The proposal treat - among other things - costs of plans for drilling of new exploration wells, collection and analysis of seismic data and other geological examinations. When the operator and the licensees jointly discuss the budget proposal, the licensees' other licenses are taken into consideration, on the question on how much money they are willing to spend on the license in question. The budget agreed upon will not be available till the report from the first quarter in the year of investment. Historic data show that there normally is a reduction in the estimates from November the year before investment till February in the year of investment. (See texttable 2.)

Regarding the pipeline transportation systems, these are often reported as field development, and not as pipeline development. The explanation for this has to do with what kind of pipeline we are talking about. To a larger degree, installations on the Continental

Shelf are connected to one another with a network of pipelines, for both oil and gas transportation. This is done from the theory that one wants to use the pipeline networks more efficiently, between the Continental Shelf and land, either in Norway or in Europe. Pipelines between installations offshore are normally reported either as field development or as investments for field on stream. This is because they are registered this way in the oil companies budgets. The pipelines that are reported as individual projects, are oil and gas pipelines that connect the Continental Shelf to land, either in Norway or in Europe. Examples thereof are Europipe, Vesterled and Grane oil-pipe. With this information in mind, we may assume that investments in pipeline transportation exceeds 9 percent of total investments, even though the small pipelines on the Continental Shelf do not represent large parts of total investments. (See figure 13).

3. Further information

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

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

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ³	Murchison ⁴	Valhall	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	Total FinaElf Total FinaElf	Statoil	Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited Kerr-McGee North Sea (U.K.) Limited	BP Amoco	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	15 stål, 1 betongplatt- form 15 steel, 1 concrete platform	4 stål, 3 betongplatt- former 4 steel, 3 concrete platforms	3 betongplatt- former 3 concrete platforms	1 stålplattform 1 steel platform	3 stålplattformer + en brønnhode- plattform 3 steel platforms + 1 wellhead- platform	1 stålplattform + 1 stigerørs- plattform 2 steel plat- forms
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>Loading buoys for oil. Gas pipe- line to Emden</i>	Olje i rør via Brent til Sullom Voe. Gass til St.Fergus <i>Oil pipeline via Brent to Sullom Voe. Gas to St.Fergus</i>	Olje i rør til Ekofisk. Gass til Emden <i>Oil pipeline to Ekofisk. Gas to Emden</i>	Gass i rør til Ekofisk <i>Gas pipeline to Ekofisk</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	634,7	-	566,9	13,6	149,3	6,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	22,9	0,5	14,4	0,4	3,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	299,1	120,1	56,1	0,4	24,8	41,8
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	233,9	-	59,0	0,7	83,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,2	-	4,5	-	1,6	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	86,8	6,9	12,7	0,1	11,5	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	363	55	204	-	93	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	96	11	115	-	43	7
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central govern- ment. Per cent.</i>	5,0	-	-	-	-	20,0
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	180,4	31,8	109,7	6,5	34,4	17,3

¹ Ekofisk omfatter følgende felt, året for produksjonsstart i parentes: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992). *Ekofisk includes the following fields, start of production given in brackets: Albuskjell (1977), Cod (1977), Edda (1979), Ekofisk (1971/74), Eldfisk (1978), Tor (1976), Vest-Ekofisk (1977), Embla (1992).* ² Norsk Andel: 60,82 prosent. *Norwegian share: 60.82 per cent.* ³ Norsk Andel: 85,47 prosent. *Norwegian share: 85.47 per cent.* ⁴ Norsk Andel: 22,2 prosent. *Norwegian share: 22.2 per cent.* ⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ⁹ Produksjonsstart Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 og Statfjord C: 1985. *On stream: Statfjord A: 1979, Statfjord B: 1982 and Statfjord C: 1985.* **Kilde:** Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

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

	Ula	Gullfaks	Oseberg ⁹	Veslefrikk	Hod	Gyda inkl. Gyda Sør
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1986	1986	1988	1989	1990	1990
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1976	1978	1979	1981		1980
Operatør <i>Operator</i>	BP Amoco	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . .	3 stålplattformer <i>3 steel platforms</i>	3 betongplattformer <i>3 concrete platforms</i>	3 stål, 1 betongplattform <i>3 steel, 1 concrete platform</i>	Flytende plattform med bunnfast brønnhodeplattform i stål <i>Floating platform with steel jacket</i>	Ubemannet brønnhodeplattform <i>Unmanned wellheadplatform</i>	Stålplattform <i>Steel platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør via Ekofisk til Teesside <i>Oil pipeline via Ekofisk to Teesside</i>	Gass i rør til Kårstø. Olje fra lastebøye <i>Gas pipeline to Kårstø. Oil from loading buoys</i>	Olje i rør til Sture <i>Oil pipeline to Sture</i>	Olje via Oseberg til Sture. Gass via Statpipe <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe</i>	Olje, gass i rør til Valhall <i>Oil, gas in pipeline to Valhall</i>	Olje via Ula og Ekofisk til Teesside. Gass til Emden via Ekofisk senter. <i>Oil pipeline via Ula and Ekofisk to Teesside. Gas pipeline to Emden via Ekofisk center.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	72	130-220	110	175	72	66
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	76,3	320,6	339,0	54,5	7,9	35,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	2,6	2,0	7,4	1,2	0,2	2,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	21,3	41,4	4,2	1,4	7,5
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	15,3	45,2	58,1	16,2	1,4	6,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,2	0,7	7,3	0,1	-	0,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,7	40,0	2,2	0,2	2,6
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	30	165	133	35	13	36
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	16	112	65	22	4	18
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i>	-	73,00	50,78	37,00	-	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	17,0	82,4	68,2	15,2	2,1	12,2

⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28. February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ⁹ Inkludert Oseberg Vest. *Included Oseberg Vest.*

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

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

	Snorre	Sleipner Øst ^{9 10 11}	Draugen	Brage	Tordis	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992	1993	1993	1993	1994	1994
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1979	1981	1984	1980	1987	1976
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Statoil	Shell	Norsk Hydro	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> .	Strekkestagsplatt- form i stå med havbunns- installasjon <i>Tension Leg Platform (TLP), stee and seafloor installation.</i>	Betong- plattform <i>Concrete platform</i>	Bunnfast be- tonginnretning med integreert dekk <i>Concrete subsea system with inte- grated deck</i>	Bunnfast plattform i stål <i>SteelPlatform</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>	Undervanns- utbygging <i>Subsea production</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . .	Olje, gass i rør til til Statfjord <i>Oil, gas in pipe- line to Statfjord</i>	Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zeebrügge <i>Condensate for oil. Gas is piped to Kårstø. Gas piped to Emden and to Zeebrügge.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys to Kårstø</i>	Olje i rør via Ose- berg til Sture. Gass via Statpipe. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Rørledning til Gull- faks C <i>Pipeline to Gullfaks C</i>	Rørledning til Stat- fjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	270	140	200	150-190
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	225,3	-	114,2	48,1	52,0	34,5
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	6,8	19,4	1,7	0,8	1,4	1,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	8,9	170,7	1,7	2,9	4,0	6,1
Kondensat. Mill. Sm ³						
<i>Condensate. Million Sm³</i>	-	55,8	-	-	-	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	145,3	-	49,2	11,2	25,3	12,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	4,5	8,7	1,7	0,2	0,8	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	5,4	113,5	1,7	1,3	1,9	4,5
Kondensat. Mill. Sm ³						
<i>Condensate. Million Sm³</i>	-	20,3	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	55	23	17	47	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	35	18	13	33	8	10
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i>	31,40	29,60	57,88	34,26	51,00	40,50
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	56,8	31,6	22,5	15,8	7,0	5,6

⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ⁹ Inkluderer Loke. *Includes Loke.* ¹⁰ Produksjonen på Sleipner Vest er ført på Sleipner Øst. *Production on Sleipner Vest is included on Sleipner Øst.* ¹¹ Ressurser inkluderer Sleipner Øst, Sleipner Vest, Gungne og Loke. *Resources include Sleipner Vest, Sleipner Øst, Gungne and Loke.*

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

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

	Heidrun	Statfjord Nord	Frøy ¹³	Troll Vest ¹²	Yme ¹⁴	Troll Øst ¹²
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1985	1977	1987	1983	1987	1979
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Statoil	Elf	Norsk Hydro	Statoil	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Strekstags- plattform <i>Tension Leg platform</i>	Under- vannsut- bygging <i>Subsea production</i>	Ubemannet plattform <i>Unmanned platform</i>	Flytende betong- plattform <i>Floating concrete platform</i>	Opp- jekkbar Plattform <i>Jackup</i>	Betong plattform <i>Concrete platform</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Bøyelasting av olje. Gass i Haltenpipe til Tjelbergodden. <i>Loading byous for oil. Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden.</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C</i>	Gassrørledning til Frigg og så til St.Fergus. Oljerørledning til Oseberg <i>Gas piped to Frigg and thereafter to St.Fergus. Oil to Oseberg</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe. Olje gjennom Troll Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Gass/konden- sat i rør til Kollsnes/Sture. Gass til Zeebrugge via Zeepipe <i>Gas/conden- sat piped to Kollsnes/ Sture. Gas in pipeline to Zeebrugge via Zeepipe</i>
Vanndybde, meter <i>Waterdepth, metres</i>	350	250-290	120	300-340	80-90	330
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	183,8	45,7	5,6	213,4	8,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,8	0,1	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	20,2	2,3	1,7	-	-	665,1
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	122,3	25,5	0,1	136,8	0,4	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	0,5	-	-	-	10,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	18,0	1,2	0,1	-	-	575,2
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	51	13	12	118	17	41
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	27	11	8	37	6	39
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	64,16	30,00	41,62	62,93	30,00	62,93
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	52,1	7,0	6,9	53,1	2,4	50,7

⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹² Gassreserver og gassproduksjon fra Troll Vest er ført på Troll Øst. *Natural gas reserves and production on Troll Vest is included on Troll Øst.* ¹³ Feltet stengt mars 2001. *Field closed March 2001.* ¹⁴ Feltet stenges 1. halvår 2001. *The field is closing during 1. half 2001.* **Kilde:** Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

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

	Sleipner Vest ¹⁵	Vigdis	Norne	Njord	Gullfaks Sør ¹⁶	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1996	1997	1997	1997	1998	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1974	1986	1991	1986	1978	1984
Operatør <i>Operator</i>	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil	Norsk Hydro
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Brønnhode- plattform i stål, ubemannet behandling- splatform <i>Steel well- head plat- form, unmanned processing platform</i>	Havbunns- installasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea- installation connection to Snorre</i>	Produksjons- skip <i>Production ship</i>	Flytende stålplattform <i>Floating steel platform</i>	Havbunnin- stallasjon knyttet til Gullfaks A. <i>Subsea con- nection to Gullfaks A</i>	Produksjons- skip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Emden og Zeebrügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Emden and Zeebrügge. Condensate via Sleipner East to Kårstø</i>	Olje i rør til Gullfaks A <i>Oil piped to Gullfaks A</i>	Lasting til tankskip. Gass til Åsgard transport. <i>Loading to tankers. Gas to Åsgard Transport.]</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje i rør til Gullfaks A. <i>Oil in pipe- line to Gullfaks A.</i>	Lasting til tankskip. <i>Loading to tankers.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	360-380	330	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	29,8	84,8	22,0	44,2	4,9
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,1	15,0	-	47,5	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves⁵</i>						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	14,2	59,4	12,5	38,9	1,4
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	-	-	1,4	-	5,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	2,1	15,0	-	47,0	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled⁶</i>	16	12	22	18	34	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	12	7	9	10	5	6
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent</i>	32,38	51,00	55,00	30,00	73,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	19,7	6,8	14,2	10,3	23,9	4,5

⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁵ Ressurser - se Sleipner Øst. *Resources - see Sleipner Øst.* ¹⁶ Inkludert Rimefaks og Gullveig. *Incl. Rimefaks and Gullveig.* **Kilde:** Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

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

	Visund	Oseberg Øst	Åsgard ¹⁵	Balder	Jotun	Oseberg Sør	Gungne ¹⁶	Syгна
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1999	1999	1999/2000	1999	1999	2000	1996	2000
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1986	1981	1981-1985	1967	1994	1984	1982	1996
Operatør <i>Operator</i>						Norsk Hydro		
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Norsk Hydro Halvt ned- senkbar instal- lasjon for oljefasen. <i>Semi-sub in- stallation for oil phase.</i>	Norsk Hydro Stålplattform <i>Steel platform</i>	Statoil skip for olje- fasen, Semi for gassfasen <i>Production- ship for oil phase. Semi for gas phase.</i>	Esso Produk- sjonsskip <i>Produc- tion ship</i>	Esso Produksjon- sskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Norsk Hydro Stålplatt- form <i>Steel plat- form</i>	Statoil Satellitt til Sleipner Øst <i>Sleipner Øst</i>	Statoil Havbunns installasjon knyttet til Statfjord C <i>Subsea con- nection to Statfjord C</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. <i>Oil in pipeline for storage and loading to tankers</i>	Olje i rør til Oseberg feltet. Gassen skal først injekseres. Senere i rør til Oseberg. <i>Oil in pipeline to Oseberg The gas is first injected. Later in pipeline to Oseberg.</i>	Gass i rør til Kårstø og vi- dere til konti- nentet. Olje lastes til skyt- teltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Eu- rope. Oil load- ed to tankers.</i>	Lasting til tankskip <i>Loading to tankers</i>	Olje lastes til skytteltank- er. Gass via Statpipe. <i>Oil loaded to tankers. Gas via Stat- pipe.</i>	Olje via Ose- berg til Sture. <i>Oil pipeline via Oseberg to Sture.</i>	Se Sleipner Øst <i>See Sleipner Øst</i>	
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	160	240-300	125	126	100	-	-
Opprinnelige salgbare reserver ⁵ <i>Initially recoverable reserves</i> ⁵								
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	37,1	23,8	68,5	29,5	31,1	54,4	-	10,3
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	1,4	190,7	-	1,2	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³..</i>	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Resterende reserver ⁵ <i>Remaining reserves</i> ⁵								
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	34,2	20,3	56,8	24,5	23,1	53,0	-	9,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	-	27,6	-	-	-	-	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	1,4	190,2	-	0,9	7,3	-	0,7
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³..</i>	-	-	44,5	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ⁶ <i>Production wells drilled</i> ⁶	17	17	45	26	15	15	1	1
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	2	4	1	1	1	0	1	0
Statens direkte økonomiske engasjement. Prosent <i>Direct economic involvement by the Central government. Per cent.</i>	49,60	45,40	46,95	-	3,00	38,36	34,40	39,45
Investeringer. Mrd. kroner ^{7, 8} <i>Investments. Bill. NOK^{7, 8}</i>	16,3	6,7	53,9	10,7	8,8	11,0	1,0	1,8

⁵ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁶ Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ⁷ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ⁸ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.* ¹⁵ Består av Midtgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. *includes Midtgard, Smørbukk and Smørbukk Sør.* ¹⁶ For ressurser, se Sleipner Øst. *For resources, see Sleipner Øst.* **Kilde:** Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

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

	Gullfakssat. fase 2 ⁴	Snorre B ⁵	Huldra	Tune	Glitne
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2001	2001	2001	2002	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1978	1979	1982	..	1995
Operatør <i>Operator</i>		Norsk Hydro			
	Statoil	dro	Statoil	Norsk Hydro	Statoil
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Havbunns installasjon knyttet til Gullfaks A og C	Halv ned-senkbar plattform <i>Semi-sub platform</i>	Brønnhodeplattform, og bruk av oppjekkbar borerigg. <i>Wellhead platform and use of jackuprig.</i>	Havbunns installasjon knyttet til Oseberg D <i>Subsea connection to Oseberg D</i>	Leie av produksjonsskipet Petrojarl 1. <i>Hire of production ship Petrojarl 1.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje stabilisert, lagret og lastet fra eksisterende fasiliteter på plattformen. Gass til Kårstø via Gullfaks. <i>Oil stabilized, stored and loaded from existing facilities on the platform. Gas to Kårstø via Gullfaks.</i>	Olje til Statfjord B for lagring og utskipning. Gass til Statpipe. <i>Oil to Statfjord B for storage and shipment. Gas to statpipe.</i>	Rørledning. <i>Pipeline.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	135-216	300-350	125
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹					
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm.</i>	-	-	-	-	4,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	-	-	0,3	0,1	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	-	-	19,1	24,0	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	7,4	6,1	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled</i> ²	-	5	4	-	6
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day.</i>	34 000	108 000	-	..	19 000
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	0,5	-	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	4,8	-	3,2
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	1,7	..	-
Statensdirekteøkonomiskeengasjement. Prosent <i>DirecteconomicinvolvementbytheCentralgovernment. Percent</i>	73,00	31,40	31,96	50,00	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK</i> ³ ..	7,3	14,7	5,5	2,7	0,7

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁴ Opprinnelige salgbare reserver er inkludert under Gullfaks Sør i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Gullfaks Sør in table 1.* ⁵ Opprinnelige salgbare reserver er inkludert under Snorre i tabell 1. *Initially recoverable reserves are included in Snorre in table 1.* **Kilde:** Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. *Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.*

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

	Grane	Ringhorne	Kvitebjørn	Tambar	Valhall Vanninjeksjon ⁵
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2001	2004	2001	2003
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1991	1979	1994
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro	Esso	Statoil	BP Amoco	BP Amoco
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Integrert plattform <i>Integrated platform</i>	Integrert plattform ⁴ <i>Integrated platform⁴</i>	Bunnfast integrert plat- tform. <i>Integrated platform.</i>	..	Plattform knyttet til allerede eksisterende- brønn- hodeplattform. <i>platform connected to already existing wellheadplatform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje via Grane Oljerør til Sture. Gass import fra Heimdal. <i>Oil via Grane oljerør to Sture. Gas import from Heimdal.</i>	Olje med skytteltanker fra Balder. <i>Oil loaded to tankers from Balder.</i>	Gass i rør til Kolsnes, kondensat og olje i rør til Mongstad. <i>Gas piped to Kolsnes, condensate and oil piped to Mongstad.</i>	Rør til Ula <i>Pipeline to Ula</i>	..
Vanddybde, 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	39,2	56,5	6,5	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	-	-	0,5	0,3	-
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	-	2,1	-	1,8	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	19,3	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Productionwells drilled²</i>	-	5	-	-	-
Planlagt produksjon <i>Planned production</i>					
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day.</i>	200 000	11 000	..	27 000	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	-	-	-
Gass. mrd Sm <i>Gas. Billion Sm.</i>	-	-	-	..	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Million Sm³</i>	-	-	-
Statensdirekteøkonomiskeengasjement. Pros- ent <i>DirecteconomicinvolvementbytheCentral- government.Percent</i>	43,60	-	40,00	30,00	-
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Estimated investments. Bill. NOK³</i>	14,2	10,0	8,7	1,0	4,5

¹ Pr. 31. desember 2000. *As of 31 December 2000.* ² Pr. 28. februar 2001. *As of 28 February 2001.* ³ Inkluderer påløpte og fremtidige forventede investeringer. Oppgitt i 2001-kroner. *Includes accrued investments and expected future investments. Amount in 2001 NOK.* ⁴ Knyttet til produksjonsskipet på Balder. *Connected to Balder.* 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.*

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

	Ekofisk ¹	Frigg ²	Statfjord ²	Murchison ²	Valhall	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Heimdal	Ula
Statoil	0,95	12,16	44,34	11,52	-	14,55	21,88	20,00	-
SDØE	5,00	-	-	-	-	40,50	30,00	20,00	-
Norsk Hydro	6,65	19,99	-	-	-	6,64	-	19,27	-
TotalFinaElf Exploration AS	8,03	16,07	-	-	15,72	2,80	-	11,94	-
Total Norge AS	31,87	12,60	-	-	-	-	-	4,82	-
Norske Conoco as.	-	-	10,33	2,68	-	6,04	12,08	-	-
Esso Expl. & Prod. Norway A/S	-	-	8,55	2,22	-	10,25	10,00	-	-
Mobil Development Norway A/S	-	-	12,82	3,33	-	7,50	15,00	-	-
Amerada Hess Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	-
BP Amoco Norge AS	-	-	-	-	28,09	-	-	-	80,00
AS Norske Shell	-	-	8,55	2,22	-	5,00	10,00	-	-
Enterprise Oil Norge AS	-	-	0,89	0,23	28,09	0,52	1,04	-	-
Norsk Agip as	12,39	-	-	-	-	-	-	-	-
Phillips Petroleum	35,11	-	-	-	-	-	-	-	-
Idemitsu Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	4,80	-	-	-
RWE-DEA Norge as	-	-	-	-	-	1,40	-	-	-
AS Ugland Rederi	-	-	-	-	-	-	-	0,17	-
Marathon Petroleum Norge as	-	-	-	-	-	-	-	23,80	-
AS Pelican	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00
Svenska Petroleum	-	-	-	-	-	-	-	-	15,00
Elf Exploration UK plc	-	26,12	-	-	-	-	-	-	-
Total Oil Marine plc (UK)	-	13,06	-	-	-	-	-	-	-
Chevron UK Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
BP Exploration Operating Comp. Ltd. (UK)	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Conoco (UK) Ltd.	-	-	4,84	-	-	-	-	-	-
Kerr-McGee North Sea (UK) Limited.	-	-	-	68,72	-	-	-	-	-
Ranger Oil (UK)	-	-	-	9,08	-	-	-	-	-

¹ 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). ² 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. Source: Olje- og energidepartementet, Oljedirektoratet. Source: Royal Ministry of Petroleum and Energy, The Norwegian Petroleum Directorate.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 ¹	2001 ¹
I alt Total	54 653	48 583	47 878	62 486	79 216	69 096	52 661	41 383
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	46 042	42 496	41 886	54 319	70 830	64 403	51 959	40 613
Leting <i>Exploration</i>	5 011	4 647	5 455	8 300	7 577	4 993	5 528	5 520
Feltutbygging <i>Field development</i>	28 584	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 486	15 500
Varer <i>Commodities</i>	15 822	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 133	10 164
Tjenester <i>Services</i>	10 141	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	4 975	2 131
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 721	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 378	3 206
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 753	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	22 604	18 857
Varer <i>Commodities</i>	655	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 667	1 515
Tjenester <i>Services</i>	525	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 012	2 877
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 573	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	15 898	14 465
Landvirksomhet ² <i>Onshore activities</i> ²	5 694	3 940	2 065	1 493	5 661	4 297	1 341	736
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	8 611	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	702	770

¹ Registrert 4. kvartal 2000. *Registered 4th quarter 2000.* ² Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land.
Includes offices, bases and terminals onshore.

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1991-1999. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1991-1999. Million NOK

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

6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2000. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2000. Million NOK

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

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kvartal 1998 - 3. kvartal 2000. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 1998 - Q3 2000. Million NOK

	1998		1999				2000		
	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
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	1 912	1 811	1 587	1 066	1 070	1 270	1 047	1 066	1 257
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	1 032	959	774	614	768	569	523	707	668
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	479	369	377	375	302	320	292	146	261
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	403	284	329	342	265	261	244	138	220
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	77	85	48	33	37	59	48	9	41
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	125	107	64	56	38	54	37	64	48
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	10	27	11	11	8	8	8	16	12
Båter <i>Vessels</i>	115	80	52	44	30	46	29	48	36
Varer <i>Commodities</i>	115	108	89	96	140	4	27	102	101
Foringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	51	29	51	39	28	8	5	26	36
Sement <i>Cement</i>	11	15	6	10	6	8	2	7	6
Boreslam <i>Drilling mud</i>	18	30	14	19	13	15	2	21	31
Drivstoff <i>Fuel</i>	10	3	6	11	8	7	7	18	23
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	21	21	1	12	81	-39	6	26	4
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	3	10	10	5	5	5	5	5	2
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	313	376	244	87	289	191	168	395	261
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	6	11	4	9	4	4	6	4	10
Sementtjenester <i>Cement services</i>	7	9	3	6	6	8	0	7	6
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	11	9	13	15	7	7	1	10	9
Logging <i>Logging</i>	56	41	25	50	29	27	4	40	43
Testing <i>Testing</i>	43	53	22	21	18	6	1	6	-2
Dykking <i>Diving</i>	10	9	8	2	8	5	1	11	5
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	10	53	-18	0	97	-70	10	20	17
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	170	192	187	-16	120	203	145	299	174
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	447	358	125	146	134	179	76	117	176
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	117	145	86	92	85	81	47	71	80
Seismikk <i>Seismic</i>	295	161	22	35	30	66	12	34	90
Spesielle studier <i>Special studies</i>	35	53	17	19	19	32	18	12	7
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	209	276	121	140	63	217	42	102	212
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	223	214	567	166	105	306	406	140	201
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	91	108	72	57	44	80	8	45	52
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	86	68	72	63	26	193	37	43	123
Arealavgift <i>Area fee</i>	46	37	415	46	34	33	362	53	26

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 1999 - 3. kvartal 2000. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 1999 - Q3 2000. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Haltenbanken	Tromsøflaket
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	4 640	2 492	2 148	1 937	211
Undersøkelsesboring <i>Exploration drilling</i>	2 466	1 064	1 401	1 308	93
Generelle undersøkelser <i>General exploration</i>	548	262	286	240	46
Feltevaluering/feltutbygging <i>Field evaluation/field development</i>	571	442	129	115	14
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	1 054	723	332	274	58

9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2001
Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2001

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte investerings- 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			Million NOK				
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	...
2001	2 967	5 422	5 520
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

10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1990-2000. Mill.kr
Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1990-2000. Million NOK

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

11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000
Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1		2. kv. Q 2		3. kv. Q 3		4. kv. Q 4	
		Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells	Under- søkelseshull Exploration wells	Avgrens- ningshull Appraisal wells
1984	47	4	3	10	5	13	2	8	2
1985	50	9	3	4	3	7	9	9	6
1986	36	4	8	9	1	7	1	6	-
1987	36	3	3	8	5	7	2	7	1
1988	29	2	1	6	3	5	4	5	3
1989	28	6	-	4	3	7	4	4	-
1990	36	3	1	8	2	7	3	8	4
1991	47	5	4	9	6	11	2	8	3
1992	43	8	6	7	2	7	2	7	4
1993	27	3	2	3	2	8	1	6	2
1994	21	6	1	4	1	2	1	6	-
1995	36	5	3	2	6	8	1	7	4
1996	30	3	1	4	4	5	3	9	1
1997	50	8	3	13	4	7	3	10	2
1998	26	4	3	3	2	6	1	5	2
1999	22	3	-	5	4	6	2	1	1
2000	24	2	1	4	2	4	3	8	0

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000
Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000

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

Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

13. Boremeter¹ på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2000.
Drilling metres¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2000.

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

¹ Lete- og avgrensningshull. Exploration and appraisal wells. Kilde: Oljedirektoratet. Source: The Norwegian Petroleum Directorate.

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2000. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1986-2000. 1 000 GBP/day

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT ¹	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
1986					
2.kv. Q2.....	1,740	2,648	..	2,260	3,428
3.kv. Q3.....	1,680	2,267	..	2,121	2,818
4.kv. Q4.....	1,250	1,989	..	2,040	2,403
1987					
1.kv. Q1.....	1,180	2,046	..	1,772	2,188
2.kv. Q2.....	1,180	2,565	..	1,727	2,390
3.kv. Q3.....	1,350	2,726	..	2,031	2,701
4.kv. Q4.....	1,550	2,497	..	2,098	2,458
1988					
1.kv. Q1.....	2,000	2,684	..	2,284	2,785
2.kv. Q2.....	2,047	2,721	..	2,563	3,316
3.kv. Q3.....	2,157	3,068	..	2,360	3,224
4.kv. Q4.....	2,117	2,908	..	2,237	2,797
1989					
1.kv. Q1.....	1,840	3,034	..	2,563	2,938
2.kv. Q2.....	2,430	3,471	..	3,234	3,326
3.kv. Q3.....	2,450	3,507	..	3,551	3,634
4.kv. Q4.....	1,963	3,512	..	3,639	3,849
1990 1990					
1.kv. Q1.....	2,683	5,026	..	4,222	4,982
2.kv. Q2.....	3,467	7,468	..	4,712	6,046
3.kv. Q3.....	3,900	5,295	..	4,533	5,218
4.kv. Q4.....	3,433	5,174	..	4,827	5,270
1991 1991					
1.kv. Q1.....	3,533	6,246	..	4,816	5,383
2.kv. Q2.....	3,800	7,931	..	5,250	6,328
3.kv. Q3.....	3,547	6,149	..	4,650	5,895
4.kv. Q4.....	3,650	5,198	..	4,767	5,253
1992 1992					
1.kv. Q1.....	3,619	5,628	..	4,286	5,772
2.kv. Q2.....	3,160	7,198	..	4,175	5,852
3.kv. Q3.....	2,532	3,880	..	2,795	4,453
4.kv. Q4.....	2,767	4,389	..	2,633	3,679
1993					
1.kv. Q1.....	3,848	6,760	..	3,703	5,767
2.kv. Q2.....	3,735	5,094	..	4,458	6,454
3.kv. Q3.....	2,977	4,773	..	3,117	3,612
4.kv. Q4.....	3,012	5,094	..	2,742	4,240
1994					
1.kv. Q1.....	3,790	5,213	..	3,409	5,181
2.kv. Q2.....	4,103	6,340	..	4,008	5,983
3.kv. Q3.....	3,055	4,808	..	3,025	4,631
4.kv. Q4.....	3,411	5,506	..	3,475	5,540
1995					
1.kv. Q1.....	3,693	5,885	..	4,199	6,453
2.kv. Q2.....	4,275	6,92	..	5,250	9,850
3.kv. Q3.....	3,82	5,194	..	4,170	-
4.kv. Q4.....	3,688	5,955	..	3,933	5,627
1996					
1.kv. Q1.....	3,400	4,445	6,475	4,209	5,510
2.kv. Q2.....	3,927	5,293	4,552	4,517	6,572
3.kv. Q3.....	4,409	5,083	4,275	3,394	4,767
4.kv. Q4.....	4,458	6,083	8,195	6,096	8,819
1997					
1.kv. Q1.....	5,710	4,092	5,758	5,992	14,993
2.kv. Q2.....	6,833	4,433	7,741	7,400	8,931
3.kv. Q3.....	6,217	7,333	8,833	6,833	9,417
4.kv. Q4.....	6,450	8,300	8,000	6,000	11,167

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1986-2000. 1 000 GBP/dag
(forts.) *Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-1999. Million NOK*

År/Kvartal Year/Quarter	PSV			AHTS	
	1,500-2,199 DWT	2,200-3,099 DWT	3,100 + DWT ¹	8-10,000 BHP	10,001 + BHP
1998					
1.kv. Q1	6,083	9,633	10,333	8,000	13,750
2.kv. Q2	7,000	9,250	9,567	7,500	10,000
3.kv. Q3	6,500	8,500	8,500	6,667	12,000
4.kv. Q4	5,283	7,483	8,500	6,000	10,667
1999					
1.kv. Q1	4,033	5,453	6,167	5,083	9,233
2.kv. Q2	3,467	4,433	5,500	4,410	5,357
3.kv. Q3	2,417	3,333	3,833	3,533	4,333
4.kv. Q4	2,500	3,767	4,500	3,000	4,000
2000					
1.kv. Q1	2,750	4,317	4,773	3,167	4,167
2.kv. Q2	4,000	5,967	6,300	4,500	7,583
3.kv. Q3	4,000	6,367	6,900	4,833	8,500
4.kv. Q4	4,300	6,733	7,567	5,000	8,500

¹Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. *Included in 2,200 -3,100 DWT before 1996. Kilde: R.S. Platou Offshore a.s. Source: R.S. Platou Offshore a.s.*

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1991-1999. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development, by cost category. 1991-1999. Million NOK

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

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2000. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2000. Million NOK

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

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3.kvartal 1998 - 3. kvartal 2000. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 1998 - Q3 2000. Million NOK

	1998		1999				2000		
	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
Feltutbygging i alt <i>Field development, total</i>	11 895	12 197	9 356	9 297	8 571	7 967	5 943	5 999	5 195
Varer <i>Commodities</i>	7 163	6 845	5 565	5 973	4 921	5 258	3 930	3 338	2 550
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	1 522	1 477	580	1 013	571	717	347	325	332
Dekk <i>Decks</i>	631	498	237	246	92	63	62	37	222
Moduler <i>Modules</i>	3 417	3 682	3 582	3 223	3 087	3 429	2 425	1 653	1 428
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	21	15	10	-	-	-	157	-	-
Rør <i>Pipes</i>	217	284	128	168	152	175	33	44	34
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	1 173	1 183	906	1 249	906	844	832	1 325	526
Andre varer <i>Other commodities</i>	180	-294	121	73	113	30	74	-46	9
Tjenester <i>Services</i>	2 584	2 877	2 597	2 192	2 524	1 262	852	1 790	1 637
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i>	566	687	898	692	510	252	35	367	264
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	32	11	70	1	1	1	1	0	0
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	79	190	139	9	4	21	54	10	3
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	557	497	233	380	521	76	126	327	140
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	306	162	125	83	196	96	151	246	425
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	91	68	149	212	457	14	20	126	350
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i>	35	47	13	12	18	1	0	-	-
Båter <i>Vessels</i>	20	38	12	6	17	1	-	-	-
Forpleining <i>Catering</i>	43	82	56	29	69	176	-56	12	-
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	-5	12	2	7	3	2	5	8	14
Andre tjenester <i>Other services</i>	82	195	191	95	151	118	60	174	143
Egne arbeider <i>Own work</i>	777	888	709	667	578	505	456	518	298
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 148	2 475	1 194	1 132	1 126	1 447	1 162	871	1 009
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	3 161	3 343	4 389	5 984	5 064	4 486	5 049	6 035	5 968
Varer <i>Commodities</i>	534	914	484	606	982	1 151	448	644	634
Moduler <i>Modules</i>	-	-4	4	-	-37	376	-11	11	-
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	20	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	7	20	3	-	14	134	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	104	195	239	215	269	302	385	602	150
Andre varer <i>Other commodities</i>	423	703	239	372	736	339	73	31	484
Tjenester <i>Services</i>	503	497	517	877	641	296	852	1 248	1 058
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	4	-	24	63	83	49	14	48	98
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	-	-	-	-	-	-	19	238	116
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	-	1	5	54	48	12	-2	0	2
Transport <i>Transport</i>	22	19	16	22	39	49	57	54	61
Forpleining <i>Catering</i>	18	12	9	9	12	17	16	10	11
Andre tjenester <i>Other services</i>	410	395	379	620	371	58	622	779	591
Egne arbeider <i>Own work</i>	50	70	84	108	87	111	126	119	179
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 124	1 932	3 388	4 500	3 441	3 039	3 749	4 143	4 276

18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2001
Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2001

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte 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			Million NOK				
1985	21 104	19 470	20 708	20 135	19 158
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 831
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	21 022
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 683
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 659
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 262
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 190
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	35 191
2000	22 238	20 439	21 286	23 223	22 744	22 421	22 486	...
2001	13 631	15 174	15 500
	Prosent			Percent				
1985	110	102	108	105	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	93	105	101	109	111	97	99	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100
1999	60	81	93	92	101	111	97	100

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2000.
Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2000.

År <i>Year</i>	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>		Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>		Millioner kroner <i>Million NOK</i>	
1985	10 328	1 902	18,4	
1986	12 338	2 599	21,1	
1987	10 346	1 729	16,7	
1988	8 056	2 331	28,9	
1989	9 745	3 757	38,6	
1990	12 562	2 329	18,5	
1991	12 092	2 106	17,4	
1992	14 654	2 178	14,9	
1993	18 434	4 851	26,3	
1994	15 822	3 630	22,9	
1995	12 726	5 056	39,7	
1996	15 550	4 956	31,9	
1997	21 685	6 130	28,3	
1998	26 313	7 445	28,3	
1999	21 716	5 125	23,6	
2000 ¹	9 818	1 869	19,0	

¹ 1. - 3. kvartal 2000. Q1 - Q3 2000.

20.a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1995-2000. Mill.kr.
Commodity and service costs¹. Field development. 1995-2000. Million NOK.

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

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

20.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1995-2000. Millioner kroner.
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1995-2000. Million NOK.

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

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

20.c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹. 1995-2000. Prosent.
Commodity and service costs¹. Field development. 1995-2000. Per cent.

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

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

21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1991-1999. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1991-1999. Million NOK

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

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 1998 - 3. kvartal 2000. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 1998 - Q3 2000. Million NOK

	1998		1999				2000		
	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
Feltutbygging <i>Field development</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	2 148	2 475	1 193	1 132	1 126	1 447	1 162	871	1 009
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	768	901	600	231	271	538	493	388	426
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	663	672	352	168	225	339	409	328	399
Andre kostnader <i>Other costs</i>	105	229	247	63	46	199	84	60	27
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	170	231	85	155	97	150	115	122	9
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	18	-19	-	86	37	48	23	17	14
Båter <i>Vessels</i>	151	250	85	69	60	101	92	105	-5
Varer <i>Commodities</i>	429	481	164	215	235	302	255	207	237
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	222	290	116	114	136	167	105	78	107
Sement <i>Cement</i>	13	19	5	8	13	7	25	11	7
Boreslam <i>Drilling mud</i>	86	98	29	39	59	51	36	27	39
Drivstoff <i>Fuel</i>	19	12	11	3	12	9	20	19	16
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	53	32	-	16	11	47	19	13	14
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	37	30	4	35	3	22	50	60	54
Tjenester <i>Services</i>	782	860	345	532	523	457	299	153	336
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	1	1	1	3	7	32	25	0	-
Sementtjenester <i>Cement services</i>	17	29	7	6	7	11	10	9	12
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	19	12	7	8	5	18	28	16	10
Logging <i>Logging</i>	86	77	24	29	-60	97	-40	52	41
Testing <i>Testing</i>	22	41	19	11	106	19	0	6	2
Dykking <i>Diving</i>	27	31	16	7	8	13	13	14	7
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	40	70	15	12	18	27	21	11	7
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	569	599	256	455	431	239	240	45	257
Felt i drift <i>Fields on stream</i>									
Produksjonsboring i alt <i>Production drilling, total</i>	2 124	1 932	3 388	4 500	3 441	3 039	3 749	4 143	4 276
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	476	567	915	1 383	1 239	1 234	1 535	1 168	1 279
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	477	475	791	1 189	1 067	941	1 000	1 108	1 044
Andre kostnader <i>Other costs</i>	-2	92	124	195	172	293	535	60	235
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	95	74	188	238	179	189	253	282	227
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	32	46	56	75	63	48	72	60	52
Båter <i>Vessels</i>	63	28	132	163	116	141	181	223	175
Varer <i>Commodities</i>	558	372	712	1 113	698	686	700	941	1 133
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i>	250	135	285	471	325	489	383	513	644
Sement <i>Cement</i>	35	37	48	71	55	33	31	46	109
Boreslam <i>Drilling mud</i>	104	138	184	261	178	81	118	186	182
Drivstoff <i>Fuel</i>	9	5	15	19	21	18	48	41	56
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	105	47	89	165	127	53	72	101	106
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	56	10	91	126	-7	13	49	53	36
Tjenester <i>Services</i>	995	919	1 573	1 766	1 326	931	1 261	1 751	1 637
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	-	-	36	2	7	53	18	15
Sementtjenester <i>Cement services</i>	11	20	11	19	30	25	31	44	40
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	15	19	25	40	23	28	39	70	89
Logging <i>Logging</i>	113	159	108	139	125	241	227	262	314
Testing <i>Testing</i>	7	10	18	56	37	14	9	12	21
Dykking <i>Diving</i>	25	30	30	60	26	36	27	60	36
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	17	35	38	59	40	47	84	103	99
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	808	647	1 343	1 357	1 043	532	790	1 182	1 023

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	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
1999									
Jan. Jan.	12 604	1 109	3	1 103	18	410	13	1 720	122
Feb. Feb.	11 474	1 112	3	998	20	384	11	1 469	104
Mars March	12 489	1 275	3	991	20	393	11	1 585	119
April April	12 066	856	-	929	20	380	12	1 487	117
Mai May	12 272	1 228	-	848	20	380	12	1 507	100
Juni June	11 425	1 111	-	869	20	380	10	716	111
Juli July	12 920	1 314	-	949	20	392	9	1 470	113
Aug Aug	12 148	743	-	745	20	393	9	1 307	113
Sep Sep	11 254	1 341	-	796	20	411	8	1 196	98
Okt Oct	12 762	1 090	-	1 110	20	378	8	1 314	93
Nov Nov	12 932	1 346	-	948	20	346	-	1 282	69
Des Dec	14 382	1 354	-	944	15	347	-	1 288	95
2000									
Jan. Jan.	13 823	1 371	-	868	15	394	-	1 316	93
Feb. Feb.	13 116	1 257	-	898	15	307	-	1 173	84
Mars March	13 639	1 318	-	821	15	337	-	1 293	82
April April	12 481	1 310	-	770	15	326	-	1 144	88
Mai May	13 200	1 361	-	772	10	278	-	1 108	84
Juni June	12 531	1 325	-	736	10	336	-	1 139	82
Juli July	14 363	1 386	-	878	10	352	-	1 223	87
Aug Aug	12 673	1 314	-	954	10	275	-	1 062	84
Sep Sep	12 085	1 158	0	923	10	244	-	1 004	77
Okt Oct	13 429	1 392	-	901	10	369	-	1 017	67
Nov Nov	13 459	1 336	-	903	10	339	-	917	82
Des Dec	13 824	1 387	0	937	10	355	-	957	92

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.*

23.b. Produksjon av råolje¹ etter felt. 1 000 metriske tonn
Crude oil¹ production by field. 1 000 tonnes

År / måned <i>Year/month</i>	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
1999									
Jan. <i>Jan.</i>	1 540	-	196	138	10	-	-	706	861
Feb. <i>Feb.</i>	1 354	-	164	117	10	-	-	629	780
Mars <i>March.</i>	1 500	-	198	135	5	-	-	609	865
April <i>April</i>	1 531	-	221	93	5	-	-	718	844
Mai <i>May</i>	1 580	-	144	121	5	-	-	581	691
Juni <i>June</i>	1 511	-	-	121	5	-	-	729	860
Juli <i>July</i>	1 441	-	-	114	14	-	-	784	916
Aug. <i>Aug.</i>	1 547	-	-	114	17	-	-	714	934
Sep. <i>Sep.</i>	772	-	90	97	5	-	-	569	902
Okt. <i>Oct.</i>	1 284	-	113	93	7	-	-	704	922
Nov. <i>Nov.</i>	1 490	-	206	99	10	-	276	614	859
Des. <i>Dec.</i>	1 513	-	250	100	13	-	319	662	884
2000									
Jan. <i>Jan.</i>	1 355	-	225	94	6	-	314	605	740
Feb. <i>Feb.</i>	1 332	-	177	90	7	-	289	609	795
Mars <i>March.</i>	1 231	-	206	76	7	-	318	568	839
April <i>April</i>	1 056	-	208	88	6	-	306	435	896
Mai <i>May</i>	1 315	-	178	81	9	-	306	641	905
Juni <i>June</i>	1 273	-	157	86	6	-	291	697	499
Juli <i>July</i>	1 321	-	171	88	9	-	270	790	910
Aug. <i>Aug.</i>	704	-	59	74	5	-	266	710	927
Sep. <i>Sep.</i>	1 218	-	162	51	6	-	251	305	840
Okt. <i>Oct.</i>	1 042	-	152	77	11	-	287	633	911
Nov. <i>Nov.</i>	1 205	-	159	76	4	-	250	675	895
Des. <i>Dec.</i>	1 214	-	167	71	3	-	268	751	835

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.* ² Inkluderer Gullfaks Vest. *Includes Gullfaks Vest.*

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
1999									
Jan. Jan.	288	485	353	301	217	41	881	867	127
Feb. Feb.	271	459	318	257	195	40	789	790	104
Mars March.	277	523	346	298	205	40	903	901	103
April April	332	484	329	270	188	35	892	906	131
Mai May	317	511	322	179	176	42	984	911	131
Juni June	189	520	333	205	207	22	966	832	121
Juli July.	311	497	362	254	296	45	1 053	887	104
Aug Aug	285	498	342	264	296	34	1 081	919	74
Sep Sep.	254	495	322	291	280	30	923	892	139
Okt Oct.	244	469	119	349	227	28	932	945	133
Nov Nov.	218	475	342	273	289	27	870	879	127
Des Dec.	262	482	360	282	298	28	875	912	133
2000									
Jan. Jan.	198	498	336	246	279	24	905	891	139
Feb. Feb.	203	402	305	249	287	22	816	798	105
Mars March.	187	467	332	256	301	21	825	850	99
April April	182	460	105	243	300	20	778	806	95
Mai May	208	460	341	233	328	22	388	783	105
Juni June	197	468	331	175	51	20	771	743	118
Juli July.	196	479	343	221	319	20	848	807	123
Aug Aug	196	195	304	236	330	19	790	770	107
Sep Sep.	170	223	317	203	312	16	772	751	53
Okt Oct.	166	471	122	187	315	13	787	764	96
Nov Nov.	178	431	244	174	286	12	816	771	80
Des Dec.	174	440	368	166	280	12	807	844	54

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.

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	Åsgard	Jotun	Troll C
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	1 120	26	92	224	353	-	-	-	-	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-	-	-	-	-
1999	4 339	-	-	3 465	6 441	1 394	527	3 053	697	472
2000	3 894	0	0	3 187	8 857	1 469	1 931	6 842	6 090	6 577
1999										
Jan. Jan.	379	-	-	225	489	-	-	-	-	-
Feb. Feb.	367	-	-	178	501	51	-	-	-	-
Mars March	374	-	-	504	216	92	-	-	-	-
April April	358	-	-	522	235	172	-	-	-	-
Mai May	408	-	-	307	595	169	-	-	-	-
Juni June	388	-	-	250	580	122	73	172	-	-
Juli July	388	-	-	223	598	105	73	189	-	-
Aug Aug	347	-	-	122	663	101	73	394	-	-
Sep Sep	232	-	-	286	642	131	31	547	-	-
Okt Oct	407	-	-	288	670	148	64	602	-	-
Nov Nov	327	-	-	278	444	155	91	572	318	184
Des Dec	362	-	-	283	807	148	121	577	379	288
2000										
Jan. Jan.	383	-	-	261	704	139	139	525	386	375
Feb. Feb.	363	-	-	234	692	87	130	598	385	407
Mars March	377	-	-	271	725	179	217	527	461	432
April April	224	-	-	274	453	124	167	617	480	507
Mai May	382	-	-	208	763	96	185	625	499	528
Juni June	307	-	-	292	718	91	166	357	521	570
Juli July	426	-	-	294	767	140	153	569	535	628
Aug Aug	273	-	-	276	733	140	75	565	591	629
Sep Sep	82	-	-	162	794	128	215	517	522	599
Okt Oct	329	-	-	310	882	110	191	578	584	653
Nov Nov	357	-	-	293	809	115	151	699	568	622
Des Dec	391	-	-	310	817	120	143	667	559	626

¹ Inkluderer NGL og kondensat. *Includes NGL and condensate.*

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	53 018	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
1999									
Jan. Jan.	4 976	479	21	242	1	89	118	4	119
Feb. Feb.	4 431	419	18	222	1	89	95	4	131
Mars March	4 369	431	19	263	1	86	96	4	82
April April	4 217	288	20	220	1	83	101	4	126
Mai May	4 300	392	8	225	1	83	106	5	132
Juni June	3 391	344	11	237	1	83	89	5	132
Juli July	3 662	412	15	234	1	88	77	4	58
Aug Aug	3 621	241	18	156	1	84	79	4	119
Sep Sep	3 705	400	12	264	1	92	73	4	42
Okt Oct	4 404	358	12	235	1	88	73	4	109
Nov Nov	5 109	412	79	259	1	80	-	4	107
Des Dec	5 396	401	58	227	1	82	-	4	138
2000									
Jan. Jan.	5 176	418	68	186	1	74	-	4	105
Feb. Feb.	4 875	403	61	199	1	71	-	3	112
Mars March	5 275	423	65	181	1	81	-	3	106
April April	4 325	400	60	143	1	77	-	3	177
Mai May	3 717	419	47	145	1	65	-	4	103
Juni June	3 209	416	17	259	1	79	-	2	69
Juli July	3 413	447	19	142	1	81	-	3	193
Aug Aug	3 143	402	41	215	1	62	-	5	71
Sep Sep	3 692	336	63	183	1	49	-	5	300
Okt Oct	4 713	433	73	127	1	85	-	3	294
Nov Nov	5 638	409	72	184	1	78	-	4	203
Des Dec	5 842	425	78	217	1	84	-	5	175

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.*

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	0	1 702	288	322	11	0	493	190	11 761
1999									
Jan. Jan.	-	26	31	53	2	-	36	20	875
Feb. Feb.	-	23	13	50	2	-	31	16	729
Mars March.	-	27	17	56	1	-	37	18	834
April April	-	25	18	31	1	-	55	17	1 118
Mai May	-	27	21	49	1	-	31	20	965
Juni June	-	12	-	49	1	-	44	15	739
Juli July	-	6	-	28	3	-	44	21	826
Aug Aug	-	23	-	28	3	-	37	18	784
Sep Sep	-	23	-	39	-	-	30	11	804
Okt Oct	-	28	4	40	1	-	38	7	940
Nov Nov	-	26	22	46	1	-	33	5	1 226
Des Dec	-	28	24	48	3	-	38	7	1 299
2000									
Jan. Jan.	-	30	22	40	1	-	39	6	1 340
Feb. Feb.	-	32	30	40	1	-	34	12	1 137
Mars March.	-	35	49	26	1	-	32	18	1 281
April April	-	26	49	31	1	-	31	17	1 130
Mai May	-	27	44	28	1	-	39	18	937
Juni June	-	28	11	28	1	-	47	17	840
Juli July	-	30	7	28	1	-	48	16	851
Aug Aug	-	27	4	20	1	-	46	19	350
Sep Sep	-	29	10	16	1	-	22	18	578
Okt Oct	-	478	15	22	2	-	51	17	954
Nov Nov	-	490	17	22	1	-	46	17	1 102
Des Dec	-	468	30	19	0	-	58	15	1 259

¹ Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

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	Yme	Draugen	Vigdis	Jotun	Åsgard
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	363	65	105	159	18	-	5	-	-	-	-	-
1996	382	225	337	345	192	5 434	105	36	457	-	-	-
1997	399	293	187	289	434	13 928	127	85	547	67	-	-
1998	385	258	174	164	490	19 593	122	83	550	331	-	-
1999	348	306	173	285	881	24 769	125	63	639	361	-	-
2000	283	428	151	355	1 124	23 574	117	28	671	30	256	611
1999												
Jan. Jan.	35	24	16	21	57	2 608	11	6	51	31	-	-
Feb. Feb.	34	20	14	21	19	2 389	10	5	46	30	-	-
Mars March.	35	24	16	27	35	2 199	11	4	51	31	-	-
April April	32	23	15	23	74	1 849	11	5	49	29	-	-
Mai May	32	18	12	33	79	1 970	11	4	40	34	-	-
Juni June	33	20	13	19	54	1 394	10	5	51	32	-	-
Juli July.	34	25	17	24	105	1 538	11	4	56	32	-	-
Aug Aug	32	24	17	23	104	1 721	11	3	58	32	-	-
Sep Sep.	9	23	15	26	72	1 668	10	8	60	19	-	-
Okt Oct.	9	37	13	28	94	2 174	10	6	62	34	-	-
Nov Nov.	30	33	12	15	88	2 530	10	5	57	27	-	-
Des Dec.	33	35	13	26	101	2 729	10	6	59	30	-	-
2000												
Jan. Jan.	30	35	13	25	99	2 545	11	5	49	30	-	-
Feb. Feb.	27	32	12	27	94	2 481	10	5	53	-	-	-
Mars March.	30	36	13	32	95	2 697	11	4	57	-	-	-
April April	9	35	12	28	104	1 890	10	4	60	-	25	-
Mai May	23	37	13	30	92	1 550	5	4	61	-	24	-
Juni June	11	9	5	34	62	1 198	10	5	33	-	26	-
Juli July.	45	38	13	32	96	1 222	10	-	61	-	27	-
Aug Aug	15	42	15	43	97	1 564	10	-	63	-	30	-
Sep Sep.	38	44	15	28	84	1 780	10	-	57	-	26	-
Okt Oct.	12	46	15	26	84	1 778	10	-	62	-	31	95
Nov Nov.	17	34	11	26	101	2 356	10	-	58	-	36	343
Des Dec.	28	39	13	24	116	2 513	11	-	56	-	32	173

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2000
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2000

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	1 000 tonn 1 000 tons					Millioner kroner Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 689	8 413	7 989	8 584	8 703
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 493	15 863	16 516	17 028	19 086	74 814	15 231	13 015	18 405	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 603	23 164	25 127	23 953	27 358	89 450	21 808	23 423	21 549	22 670
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 680	29 185	28 882	29 875	33 738	98 008	23 849	24 399	22 911	26 849
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	131 269	35 282	33 274	30 388	32 324	91 083	27 578	23 222	20 657	19 626
1999	128 506	31 044	31 062	31 487	34 913	133 678	19 775	27 247	37 491	49 166
2000	139 955	34 840	33 658	35 503	35 953	259 821	57 100	58 172	70 707	73 843

26. Eksport av norskprodusert naturgass¹. Kvartal. 1981 - 2000
Exports of Norwegian produced natural gas¹. Quarterly. 1981-2000

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.	I alt	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Total	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
		Millioner Sm 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	24 486	6 552	5 534	4 911	7 489	13 771	3 894	3 008	2 676	4 193
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	45 479	13 209	11 401	8 808	12 061	27 504	8 034	6 840	5 331	7 299
1999	46 733	12 740	11 117	9 819	13 056	25 549	6 489	5 721	5 767	7 572
2000	48 844	14 582	10 282	9 065	14 915	32 275	8 302	6 007	5 993	11 973

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdning i retning utlandet.

The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.

27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2000
Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2000.

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average	Naturgass ¹ Natural Gas ¹			
		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.		1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.
		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4		Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
		Kr/tonn NOK/ton					Kroner/Sm ³ NOK/Sm ³			
1981	1 518	1 484	1 579	1 510	1 494	0,68	0,60	0,64	0,69	0,78
1982	1 543	1 440	1 392	1 616	1 730	0,88	0,83	0,84	0,96	0,93
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	0,95	0,93	0,95	0,94	0,96
1984	1 720	1 650	1 658	1 754	1 804	1,01	0,96	0,97	1,04	1,10
1985	1 720	1 870	1 767	1 647	1 625	1,15	1,11	1,16	1,22	1,15
1986	806	1 093	716	638	774	0,96	1,09	1,02	0,94	0,79
1987	889	898	889	923	850	0,59	0,69	0,56	0,54	0,56
1988	700	734	734	723	627	0,53	0,60	0,56	0,49	0,48
1989	911	835	974	893	942	0,49	0,51	0,46	0,47	0,52
1990	1 092	960	788	1 081	1 476	0,55	0,55	0,59	0,55	0,52
1991	978	982	942	996	993	0,65	0,67	0,73	0,56	0,60
1992	893	853	923	868	927	0,56	0,58	0,56	0,56	0,55
1993	898	941	932	900	829	0,56	0,59	0,54	0,54	0,56
1994	827	776	857	846	831	0,53	0,55	0,54	0,51	0,51
1995	804	817	844	766	791	0,55	0,55	0,55	0,56	0,55
1996	992	889	949	1 004	1 124	0,55	0,52	0,52	0,58	0,58
1997	989	1 023	936	1 023	985	0,65	0,66	0,67	0,64	0,64
1998	694	781	698	680	607	0,6	0,61	0,6	0,61	0,61
1999	1 040	637	877	1 191	1 408	0,55	0,51	0,51	0,59	0,58
2000	1 856	1 639	1 728	1 992	2 054	0,66	0,57	0,58	0,66	0,8

¹ Eksportert mengde og verdi måles ved inngang rørdning i retning utlandet.

The amount exported and the value of exports are measured at the entrance of the pipeline to terminals abroad.

28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 1999 - 4. kvartal 2000
Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 1999 - Q4 2000

Land Country	1999							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
Ialt Total	31 044	19 775	31 062	27 247	31 487	37 491	34 913	49 166
Aruba <i>Aruba</i>	-	-	-	-	-	-	147	198
Belgia <i>Belgium</i>	537	349	110	102	548	639	282	381
Canada <i>Canada</i>	2 726	1 696	3 453	2 964	3 601	4 272	4 814	6 565
Tyskland <i>Germany</i>	2 005	1 318	803	717	1 138	1 379	1 348	1 988
Danmark <i>Denmark</i>	1 004	647	873	783	748	895	696	970
Spania <i>Spain</i>	-	-	-	-	84	111	1 349	1 998
Finland <i>Finland</i>	535	332	457	396	595	730	930	1 291
Frankrike <i>France</i>	2 529	1 685	2 492	2 220	2 400	2 895	2 719	3 869
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	9 027	5 525	9 233	7 874	9 562	11 060	9 852	13 668
Irland <i>Ireland</i>	738	480	583	528	567	704	580	881
Italia <i>Italy</i>	834	505	592	512	358	402	398	571
Japan <i>Japan</i>	545	367	255	240	208	254	151	215
Kina <i>China</i>	-	-	541	499	415	513	1 201	1 812
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 200	3 423	4 635	4 204	5 085	6 273	6 913	9 964
Polen <i>Poland</i>	-	-	112	98	113	137	118	153
Portugal <i>Portugal</i>	174	114	142	121	344	389	260	358
Sverige <i>Sweden</i>	2 590	1 704	2 222	1 985	1 782	2 184	2 346	3 412
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	-	-	279	365
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	283	255	431	511	-	-
Taiwan <i>Taiwan</i>	251	180	252	250	-	-	-	-
USA <i>USA</i>	2 348	1 452	4 024	3 500	3 592	4 255	1 880	2 505
	2000							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
Ialt Total	34 840	57 100	33 658	58 172	35 503	70 707	35 953	73 843
Bahamas <i>Bahamas</i>	-	-	-	-	140	292	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	415	684	494	919	967	1 963	1 495	3 168
Canada <i>Canada</i>	4 087	6 466	3 832	6 403	4 018	7 827	3 654	7 221
Tyskland <i>Germany</i>	1 055	1 786	1 089	1 887	1 861	3 748	1 581	3 411
Danmark <i>Denmark</i>	597	987	387	720	666	1 386	634	1 342
Finland <i>Finland</i>	314	487	447	799	625	1 237	1 120	2 385
Frankrike <i>France</i>	4 292	7 170	2 638	4 690	3 728	7 590	3 966	8 467
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	11 082	18 041	11 439	19 627	11 165	21 857	11 739	23 396
Irland <i>Ireland</i>	745	1 247	662	1 187	733	1 487	735	1 543
Italia <i>Italy</i>	579	890	451	693	287	507	702	1 336
Japan <i>Japan</i>	-	-	134	178	-	-	-	-
Kina <i>China</i>	-	-	-	-	264	524	-	-
Nederland <i>The Netherlands</i>	6 105	10 279	4 864	8 482	5 321	10 919	5 940	12 567
Portugal <i>Portugal</i>	-	-	168	327	156	336	81 726	181
Sverige <i>Sweden</i>	2 714	4 475	2 387	4 253	1 959	4 073	2 041	4 254
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	960	1 624	-	-	-	-
USA.....	2 854	4 587	3 706	6 383	3 613	6 963	2 264	4 571

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 1. kvartal 1999-4. kvartal 2000
Exports of Norwegian produced natural gas¹ . By destination. Q1 1999-Q4 2000

Land Country	1999							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	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	12 740	6 489	11 117	5 721	9 819	5 767	13 056	7 572
Belgia <i>Belgium</i>	1 696	875	1 540	795	941	555	1 464	864
Tyskland <i>Germany</i>	4 666	2 408	4 466	3 311	3 820	2 254	3 661	2 159
Spania <i>Spain</i>	616	318	615	317	629	371	631	372
Frankrike <i>France</i>	3 461	1 786	2 929	1 511	2 847	1 679	4 900	2 891
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	570	209	108	40	115	42	582	213
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 417	731	1 143	590	1 146	676	1 471	868
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	314	162	316	163	320	189	348	205
	2000							
Land Country	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	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	14 582	8 302	10 282	6 007	9 065	5 993	14 915	11 973
Belgia <i>Belgium</i>	1 398	793	1 064	628	969	642	1 725	1 398
Tyskland <i>Germany</i>	5 943	3 412	3 596	2 122	3 268	2 183	4 664	3 773
Spania <i>Spain</i>	922	526	761	449	629	422	679	551
Frankrike <i>France</i>	4 595	2 633	3 230	1 905	2 852	1 899	6 268	5 081
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	263	111	262	96	215	87	355	179
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 066	600	1 065	628	880	591	951	771
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	394	226	304	180	251	169	272	220

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

30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og britiske terminaler¹. Reviderte tall. 1998-1999
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. Revised figures. 1998-1999

	1998		1999	
	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	108 130	75 962	106 463	112 243
Danmark <i>Denmark</i>	3 345	2 339	3 320	3 295
Finland <i>Finland</i>	3 432	2 392	2 517	2 749
Sverige <i>Sweden</i>	9 521	6 847	8 940	9 285
Aruba <i>Aruba</i>	-	-	147	198
Belgia <i>Belgium</i>	2 510	1 776	1 637	1 645
Frankrike <i>France</i>	11 630	8 392	13 738	14 598
Irland <i>Ireland</i>	3 268	2 315	2 482	2 602
Italia <i>Italy</i>	2 559	1 632	3 526	3 657
Nederland <i>The Netherlands</i>	22 730	16 383	23 492	25 361
Polen <i>Poland</i>	270	186	343	388
Portugal <i>Portugal</i>	876	546	999	1 098
Spania <i>Spain</i>	94	62	167	174
Storbritannia <i>Great Britain</i>	16 576	11 760	23 664	24 993
Tyskland <i>Germany</i>	5 786	4 151	9 781	10 226
Taiwan <i>Taiwan</i>	879	670	503	430
Japan <i>Japan</i>	1 213	824	1 159	1 075
Kina <i>China</i>	678	440	2 157	2 823
Sør Korea <i>South Korea</i>	796	518	725	775
Singapore <i>Singapore</i>	120	83	280	366
Canada <i>Canada</i>	13 788	9 258	14 594	15 497
USA <i>USA</i>	8 057	5 390	13 445	13 447

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.

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 4. kvartal 1998 - 4. kvartal 2000. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 4 1998 - Q 4 2000. 1 000 tonnes

	1998		1999				2000			
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	
Skipninger i alt Total shipments	773	913	876	846	897	803	728	625	848	
Norge <i>Norway</i>	195	179	176	199	175	202	146	156	148	
Belgia <i>Belgium</i>	72	83	90	112	124	87	78	51	63	
Brasil <i>Brazil</i>	-	-	-	8	-	-	20	20	-	
Cuba <i>Cuba</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Danmark <i>Denmark</i>	-	-	-	-	-	-	1	-	-	
Dominikanske republikk <i>Dominican Republic</i>	-	-	1	-	-	-	-	-	-	
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	22	-	-	-	-	-	-	-	
Finland <i>Finland</i>	9	-	25	29	20	11	24	26	16	
Frankrike <i>France</i>	95	177	80	21	47	113	55	37	38	
India <i>India</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	
Irland <i>Ireland</i>	3	1	-	-	-	-	-	-	-	
Island <i>Iceland</i>	-	-	-	1	-	-	0	0	-	
Italia <i>Italy</i>	-	21	2	24	21	-	-	-	-	
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Libanon <i>Lebanon</i>	-	1	-	-	-	-	-	-	-	
Marokko <i>Marocco</i>	-	-	-	-	1	2	-	-	5	
Mexico <i>Mexico</i>	-	-	-	-	-	-	42	-	118	
Nederland <i>The Netherlands</i>	92	41	64	54	58	39	64	52	59	
Nigeria <i>Nigeria</i>	3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Polen <i>Poland</i>	5	-	-	-	24	18	-	13	41	
Portugal <i>Portugal</i>	9	17	5	1	20	15	17	18	28	
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Spania <i>Spain</i>	47	25	20	14	47	52	31	31	42	
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	29	62	63	80	96	65	29	42	34	
Sverige <i>Sweden</i>	67	67	180	124	49	-	94	90	49	
Tunisia <i>Tunisia</i>	-	9	-	-	-	-	-	-	7	
Tyrkia <i>Turkey</i>	62	58	33	120	119	107	79	18	152	
Tyskland <i>Germany</i>	31	34	29	37	52	61	11	12	9	
USA <i>USA</i>	53	91	106	0	45	32	4	4	32	
Andre <i>Others</i>	-	23	-	-	-	-	32	55	7	

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.

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

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

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

33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2000. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2000. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices															Spotpris Spot price Brent Blend
	Eko-fisk 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	Hei-drun ⁷	Jotun ⁶	Ås-gard 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	18,84
3. kv. Q3.	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,12
4. kv. Q4.	21,30	21,30	20,97	.	21,18	20,68
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	19,28
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	15,33
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	16,73
2. kv. Q2.	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	18,08
3. kv. Q3.	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	16,17
4. kv. Q4.	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	16,94
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	12,60
4. kv. Q4.	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,94
1999.																
1. kv. Q1.	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	11,31
2. kv. Q2.	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	15,58
3. kv. Q3.	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	20,78
4. kv. Q4.	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	24,22
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	26,74
2. kv. Q2.	26,97	27,07	26,50	26,82	27,03	27,07	27,00	26,82	26,65	26,47	27,68	25,90	26,58	27,15	.	26,61
3. kv. Q3.	29,80	30,27	29,98	30,17	29,82	30,27	30,05	30,17	29,50	29,45	29,78	28,78	29,77	30,38	.	30,50
4. kv. Q4.	29,48	30,05	29,55	29,70	29,85	30,03	29,98	29,70	29,43	29,43	30,67	28,80	29,70	30,32	.	29,61

¹ 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.

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2000. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2000. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spot- pris Spot price Brent Blend		
	Eko- fisk 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		Hei- drun ⁷	Jotun ⁶
1995														
Januar <i>January</i>	16,20	16,25	16,20	16,25	16,20	16,25	..	16,25	16,42
Februar <i>February</i>	17,15	17,20	17,15	17,20	17,20	17,20	..	17,20	17,01
Mars <i>March</i>	17,05	17,00	17,05	17,00	17,00	17,00	..	17,00	16,76
April <i>April</i>	18,25	18,30	18,25	18,25	18,25	18,30	18,05	18,25	16,58
Mai <i>May</i>	18,65	18,65	18,65	18,70	18,75	18,65	18,40	18,70	18,24
Juni <i>June</i>	18,00	18,05	17,95	18,00	18,00	18,05	17,80	18,00	17,30
Juli <i>July</i>	16,40	16,40	16,05	16,35	16,30	16,40	16,15	16,35	15,85
August <i>August</i>	16,05	16,05	15,80	16,00	16,00	16,05	15,80	16,00	16,02
September <i>September</i>	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	16,55
Oktober <i>October</i>	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	16,05
November <i>November</i>	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	16,74
Desember <i>December</i>	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	17,82
1996														
Januar <i>January</i>	18,15	18,23	17,78	18,23	18,25	18,14	17,99	18,20	18,20	17,86
Februar <i>February</i>	18,20	18,43	18,28	18,43	18,35	18,34	18,19	18,40	18,35	18,08
Mars <i>March</i>	20,50	20,73	20,23	20,73	20,55	20,64	20,44	20,70	20,55	19,93
April <i>April</i>	21,55	21,63	20,63	21,63	21,45	21,54	21,64	21,60	21,35	20,70
Mai <i>May</i>	19,50	19,53	19,08	19,53	19,50	19,44	19,54	19,50	19,30	19,01
Juni <i>June</i>	18,85	18,88	18,48	18,88	18,75	18,79	18,79	18,85	18,55	18,41
Juli <i>July</i>	20,05	20,03	19,68	20,08	19,95	19,94	19,99	20,05	19,80	19,71
August <i>August</i>	20,85	20,88	20,98	20,88	20,80	20,79	20,84	20,85	20,80	20,31
September <i>September</i>	22,90	22,93	22,88	22,93	22,85	22,84	22,94	22,90	22,85	22,55
Oktober <i>October</i>	22,40	24,43	23,98	24,48	24,45	24,34	24,49	24,45	24,40	24,05
November <i>November</i>	22,90	23,08	23,28	23,13	23,05	22,99	23,24	23,10	23,10	22,76
Desember <i>December</i>	24,00	24,13	24,28	24,18	24,20	24,04	24,14	24,15	24,15	23,64
1997														
Januar <i>January</i>	23,65	23,85	23,65	23,90	23,85	23,85	23,70	23,90	23,90	23,58
Februar <i>February</i>	21,25	21,40	21,25	21,45	21,30	21,40	21,35	21,45	21,35	20,53
Mars <i>March</i>	19,35	19,45	19,05	19,45	19,20	19,45	19,45	19,45	19,20	18,74
April <i>April</i>	17,55	17,55	17,30	17,55	17,35	17,55	17,55	17,55	17,40	17,67
Mai <i>May</i>	19,15	19,20	18,80	19,10	19,15	19,20	19,15	19,10	19,00	19,25
Juni <i>June</i>	17,70	17,85	17,50	17,70	17,65	17,85	17,85	17,70	17,60	17,59
Juli <i>July</i>	18,70	18,75	18,50	18,75	18,65	18,75	18,80	18,75	18,55	18,50
August <i>August</i>	18,90	18,95	18,70	18,95	18,90	18,95	18,95	18,95	18,85	18,46
September <i>September</i>	18,65	18,65	18,45	18,65	18,55	18,65	18,80	18,65	18,65	18,85
Oktober <i>October</i>	20,05	20,10	19,95	20,10	20,10	20,10	20,25	20,10	20,15	19,64
November <i>November</i>	19,20	19,30	19,05	19,30	19,25	19,30	19,35	19,30	19,25	18,96
Desember <i>December</i>	17,30	17,35	17,25	17,35	17,35	17,35	17,25	17,35	17,45	16,86
1998														
Januar <i>January</i>	15,30	15,35	15,20	15,35	15,35	15,35	15,30	15,35	15,45	15,04
Februar <i>February</i>	14,05	14,15	14,00	14,15	14,05	14,15	14,20	14,15	14,15	13,54
Mars <i>March</i>	13,10	13,25	12,85	13,15	13,10	13,25	13,25	13,15	13,10	13,23
April <i>April</i>	13,55	13,60	13,30	13,55	13,55	13,60	13,60	13,55	13,45	13,62
Mai <i>May</i>	14,25	14,30	14,20	14,15	14,10	14,30	14,15	14,15	14,15	14,30
Juni <i>June</i>	11,55	11,85	11,35	11,85	11,60	11,85	11,65	11,85	11,80	11,76
Juli <i>July</i>	11,70	11,60	11,45	11,65	11,75	11,60	11,60	11,65	11,65	12,09
August <i>August</i>	12,15	12,05	11,75	12,15	12,10	12,05	12,05	12,15	12,05	12,06
September <i>September</i>	13,55	13,35	12,90	13,25	13,35	13,35	13,30	13,25	13,40	13,66
Oktober <i>October</i>	12,65	12,50	12,30	12,30	12,65	12,50	12,10	12,30	12,55	15,36
November <i>November</i>	10,95	10,80	10,75	10,80	10,95	10,80	10,65	10,80	11,00	10,56
Desember <i>December</i>	10,00	9,90	9,80	10,00	10,10	9,90	9,80	10,00	10,15	9,89

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2000. US dollar/fat
 (forts.) *Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2000. USD/barrel*

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices											Spot- pris Spot price Brent Blend			
	Eko- fisk 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		Hei- drun ⁷	Jotun ⁶	Ås- gard ⁶
1999															
Januar <i>January</i>	11,10	11,30	11,05	11,25	11,40	11,30	11,15	11,25	11,45	11,09
Februar <i>February</i>	10,30	10,45	10,10	10,40	10,55	10,45	10,10	10,40	10,50	10,26
Mars <i>March</i>	12,55	12,50	12,30	12,45	12,65	12,50	12,35	12,45	12,40	12,58
April <i>April</i>	15,30	15,20	14,95	15,30	15,30	15,20	15,10	15,30	15,15	15,50
Mai <i>May</i>	15,05	15,05	14,60	15,00	15,05	15,05	14,95	15,00	15,05	14,68
Juni <i>June</i>	15,65	15,65	15,25	15,65	15,80	15,65	15,50	15,65	15,70	16,56
Juli <i>July</i>	19,00	19,00	18,60	18,90	19,10	19,00	18,85	18,90	19,05	19,23
August <i>August</i>	20,40	20,40	19,95	20,15	20,40	20,40	20,15	20,15	20,35	20,48
September <i>September</i>	22,35	22,40	21,95	22,30	22,45	22,40	22,25	22,30	22,40	22,61
Oktober <i>October</i>	21,95	21,95	21,60	21,85	22,15	21,95	21,75	21,85	21,95	21,77
November <i>November</i>	24,65	24,70	24,35	24,65	24,75	24,70	24,60	24,65	24,55	25,17
Desember <i>December</i>	25,75	25,70	25,35	25,80	25,90	25,70	25,65	25,80	25,80	25,73
2000															
Januar <i>January</i>	25,90	25,95	25,60	26,00	26,05	25,95	25,70	26,00	25,65	25,35	26,00	.	.	.	25,12
Februar <i>February</i>	28,20	28,35	27,65	28,15	28,30	28,35	28,20	28,15	27,90	27,50	28,50	.	.	.	27,61
Mars <i>March</i>	27,65	27,75	27,05	27,60	27,55	27,75	27,70	27,60	26,90	27,10	28,20	.	.	.	27,50
April <i>April</i>	22,85	23,10	22,40	22,75	23,30	23,10	23,00	22,75	22,55	22,30	23,50	21,75	22,15	23,10	22,64
Mai <i>May</i>	27,95	27,95	27,50	27,75	27,95	27,95	27,95	27,75	27,60	27,50	28,65	26,90	27,75	28,00	27,53
Juni <i>June</i>	30,10	30,15	29,60	29,95	29,85	30,15	30,05	29,95	29,80	29,60	30,90	29,05	29,85	30,25	29,67
Juli <i>July</i>	28,15	28,65	28,00	28,25	27,90	28,65	28,15	28,25	27,65	28,10	28,70	27,35	28,55	29,00	28,81
August <i>August</i>	29,60	30,20	29,75	29,95	29,60	30,20	30,15	29,95	29,30	29,70	30,00	28,30	29,70	30,40	29,77
September <i>September</i>	31,65	31,95	32,20	32,30	31,95	31,95	31,85	32,30	31,55	30,55	30,65	30,70	31,05	31,75	32,92
Oktober <i>October</i>	30,80	31,45	30,70	30,45	31,30	31,45	31,40	30,45	30,75	30,80	31,85	30,20	31,00	31,50	30,84
November <i>November</i>	32,45	32,95	32,65	33,10	32,90	32,95	32,90	33,10	32,25	32,40	33,70	31,80	32,80	33,20	32,27
Desember <i>December</i>	25,20	25,75	25,30	25,55	25,35	25,75	25,65	25,55	25,30	25,10	26,45	24,40	25,30	26,25	25,07

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.*

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2000
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2000

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
2000					
Januar January	48	93	126	146	148
Februar February	53	108	141	154	170
Mars March	58	116	164	167	189
April April	70	135	196	179	197
Mai May	81	127	177	187	205
Juni June	96	136	174	194	210
Juli July	101	153	245	261	218
August August	106	197	266	243	234
September September	129	191	269	230	255
Oktober October	136	165	194	217	265
November November	134	205	267	241	258
Desember December	160	210	265	272	283
2001					
Januar January	152	217	346	277	371

¹ Grunnlaget for indeksen er alle kontrakter rapportert på Worldscale basis pr. måned. Indekstallet representerer et veid gjennomsnitt i hver av de fem tonnasje-gruppene. Worldscale er et fraktsystem hvor ratene angis i forhold til en fastlagt målestokk (W 100) for et standardskip (75 000 dwt). Worldscale revideres halvårlig på bakgrunn av endringer i bunkerspriser, havneavgifter osv. *The index is based on all contracts reported on a Worldscale basis. The index-figure represents a weighted average for each of the five groups of tonnage. Worldscale is a freight system which gives the rate of freight in relation to a fixed standard (W 100) for a standard ship (75 000 dwt). Worldscale is revised every half year against changes in bunker prices, harbour charges etc.*

Kilde: Lloyd's Ship Manager. *Source:* Lloyd's Ship Manager.

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1997-2001
World oil supply and demand. Million barrels per day. 1997-2001

	1997	1998	1999	2000	2001*	2000				2001*			
						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 . . .	73,1	73,5	74,8	r75,4	76,8	r75,5	r73,9	r75,9	r76,4	77,3	75,0	76,7	78,2
OECD OECD	46,7	46,8	47,6	r47,6	48,2	47,9	46,3	r47,7	r48,4	49,1	46,6	48,0	49,3
Nord-Amerika <i>North America</i>	22,7	23,1	23,9	r24,0	24,3	23,6	23,7	24,3	r24,4	24,3	23,9	24,5	24,7
Europa <i>Europe</i>	15,0	15,3	15,1	r15,0	15,2	15,1	14,5	15,0	r15,3	15,3	14,6	15,1	15,6
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	9,0	8,4	8,6	8,6	8,7	9,3	8,0	8,3	r8,8	9,5	8,1	8,4	9,0
Ikke OECD Non OECD	26,5	26,7	27,2	27,8	28,6	27,5	r27,6	28,2	r27,9	28,2	28,5	28,7	28,9
Tidligere Sovjet ² <i>Former USSR</i> ²	3,8	3,7	3,5	3,5	3,5	r3,6	3,4	r3,5	3,7	3,6	3,4	3,3	3,5
Europa <i>Europe</i>	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	r0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8
Kina ³ <i>China</i> ³	4,2	4,2	4,5	4,8	5,0	4,7	r4,5	5,1	4,8	4,9	5,0	5,0	5,3
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	6,7	r6,7	7,1	7,2	7,4	7,1	7,3	7,3	r7,2	7,3	7,4	7,5	7,5
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,7	4,8	4,8	4,8	4,9	4,7	r4,8	4,9	r4,8	4,8	4,9	5,0	5,0
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,0	4,2	4,3	4,4	4,6	4,3	4,4	4,5	r4,3	4,4	4,6	4,7	4,5
Afrika <i>Africa</i>	2,3	r2,3	2,3	r2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Samlet tilbud⁴ Total supply⁴	74,4	75,5	74,1	76,7	...	r75,2	r76,2	r77,0	78,3
Sum ikke-OPEC Total non-OPEC	44,5	44,7	44,7	45,9	46,6	r45,9	r45,5	45,7	r46,4	46,6	46,4	46,5	47,1
OECD OECD	22,1	21,9	21,4	21,9	22,1	r22,3	r21,8	21,7	22,0	22,1	21,9	21,9	22,5
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,6	14,5	14,0	14,3	14,6	14,3	r14,4	14,3	r14,2	14,4	14,5	14,6	14,8
Europa <i>Europe</i>	6,7	6,7	6,8	6,8	6,7	7,1	6,6	6,6	6,9	6,9	6,6	6,5	6,9
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,7	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
Ikke OECD Non OECD	r20,9	21,2	21,6	22,2	22,8	21,9	22,0	r22,4	r22,7	22,7	22,8	22,8	22,9
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,2	7,3	7,5	7,9	8,3	7,7	7,8	8,0	8,2	8,2	8,2	8,3	8,4
Europa <i>Europe</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Kina <i>China</i>	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,4	3,6	3,8	3,8	3,9	3,7	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Midt-Østen <i>Middle East</i>	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Afrika <i>Africa</i>	2,7	2,8	2,8	r2,8	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9
Nettotilvekst prosessering ⁵ <i>Processing Gains</i> ⁵	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8
OPEC OPEC	29,9	30,8	29,4	30,8	...	29,3	30,7	r31,3	r31,9
Råolje <i>Crude oil</i>	27,2	28,0	26,6	27,9	...	26,5	27,8	r28,4	r29,0
NGL <i>NGLs</i>	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	2,8	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0
LAGERENDRING OG ANNET ⁶ <i>STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS</i> ⁶	1,3	2,0	(-0,7)	r1,3	...	r(-0,2)	2,3	r1,2	r1,9

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 raffineringsprosessen (ekskludert nettotilvekst i det tidligere Sovjet, Kina og Europa utenfor OECD-området. *Net of volumetric gains and losses in refining process (excludes net gain/loss in former USSR, China and non-OECD Europe).* 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.

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1979 - 1999. Milliarder 2000-kroner*Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1979-1999. Billion 2000-NOK*

År Year	Innteksskatt Income tax	Særskatt Special tax	Produksjonsavgift Royalty	Arealavgift Area fee	CO2 -avgift CO2 tax	Sum Total
1979	7,0	3,1	3,3	0,1	-	13,5
1980	17,9	8,9	6,6	0,1	-	33,4
1981	22,7	13,3	8,7	0,1	-	44,9
1982	23,3	14,0	8,9	0,1	-	46,3
1983	20,6	12,9	11,1	0,1	-	44,7
1984	24,9	15,1	13,2	0,1	-	53,3
1985	28,0	16,7	14,9	0,3	-	60,0
1986	22,6	13,1	10,7	0,3	-	46,6
1987	8,7	3,9	9,2	0,3	-	22,1
1988	6,0	1,3	6,4	0,2	-	13,9
1989	5,3	1,7	8,0	0,2	-	15,2
1990	13,4	5,4	9,2	0,3	-	28,2
1991	16,3	7,3	9,7	0,6	0,9	34,8
1992	8,3	7,9	8,9	0,7	2,1	27,9
1993	6,9	10,2	8,4	0,6	2,4	28,6
1994	6,6	9,5	7,0	0,1	2,7	25,8
1995	8,2	11,3	6,2	0,6	2,7	28,9
1996	10,3	13,3	6,5	1,2	2,9	34,2
1997	15,8	19,9	6,3	0,6	3,1	45,8
1998	9,1	11,0	3,8	0,5	3,2	27,7
1999	5,7	6,4	3,1	0,6	3,4	19,2

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

38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 1999*Key figures for The state's direct financial interest (SDFI). 1985-1999*

År Year	Innbetalinger Cash in	Utbetalinger Cash out	Herav investeringer Of this investments	Netto kontantstrøm Net cash flow	Netto kontantstrøm Net cash flow
		Mrd. kr	Billion NOK		Mrd. 2000-kr Billion 2000-NOK
1985	0,0	17,4	16,7	-17,4	-22,4
1986	0,5	12,5	11,1	-12,0	-15,6
1987	3,7	14,4	11,7	-10,7	-13,1
1988	5,3	14,5	10,0	-9,1	-10,7
1989	15,5	14,8	8,8	0,8	0,8
1990	22,0	14,7	8,5	7,3	7,9
1991	27,2	21,3	12,3	5,9	6,4
1992	31,5	27,9	15,1	3,6	4,0
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	9,2	9,6
1996	67,6	32,6	16,8	35,0	36,1
1997	77,2	36,7	20,3	40,4	41,2
1998	60,4	45,9	27,3	14,6	14,6
1999	75,2	49,3	30,0	25,8	26,0

39. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass¹. 1995-1999
Principal figures for extraction of crude oil and natural gas¹. 1995-1999

	1995	1996	1997	1998	1999
Sysselsatte <i>Employees</i>	16 498	16 185	16 183	15 865	15 998
Til havs <i>Offshore</i>	5 064	4 913	4 969	5 192	5 485
På land <i>Onshore</i>	11 434	11 272	11 214	10 673	10 513
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	9 789	9 921	10 223	10 489	11 919
Til havs <i>Offshore</i>	2 721	2 764	2 834	3 303	4 010
På land <i>Onshore</i>	7 068	7 157	7 388	7 186	7 909
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	131 637	179 079	190 273	138 781	187 296
Av dette <i>Of this</i>					
Verdi av produksjon for egen regning <i>Value of goods produced on own account</i> ..	118 275	166 681	178 477	129 065	174 270
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	23 519	28 270	25 708	26 532	29 298
Av dette <i>Of this</i>					
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	15 137	18 478	16 642	17 625	17 868
Ikke-operatørkostnader <i>Non - operator costs</i>	3 107	2 981	2 721	3 106	3 027
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	108 118	150 808	164 564	112 249	157 998
Avgifter i alt <i>Royalties total</i>	9 149	10 533	10 299	7 374	7 148
Av dette <i>Of this</i>					
Produksjonsavgift <i>Production royalties</i>	6 718	7 867	7 272	4 200	4 073
CO ₂ -avgift <i>CO₂ - royalties</i>	2 431	2 666	3 027	3 174	3 075
Bearbeidingsverdi til faktorpris <i>Value added at factor price</i>	98 969	140 276	154 265	104 875	150 850
Påløpte investeringer <i>Accrued investments</i>	42 496	41 886	54 319	70 830	64 403

¹ 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, brutto-produksjonsverdi, 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.

40. Vareinnsats for felt i drift. 1995-1999. Mill. kr
Intermediate consumption for fields on stream. 1995-1999. Million NOK

	1995	1996	1997	1998	1999
Felt i drift i alt <i>Fields on stream, total</i>	15 137	18 478	16 642	17 625	17 868
Vareforbruk <i>Consumption of commodities</i>	1 762	1 822	805	646	621
Vedlikehold <i>Maintenance</i>	3 388	3 634	3 584	4 408	4 421
Materialer <i>Materials</i>	1 174	1 107	1 219	1 345	1 074
Styring, inspeksjon, oppfølging <i>Controls, inspection</i>	548	666	558	513	883
Brønner <i>Wells</i>	588	785	879	1 036	1 042
Undervannsarbeider <i>Subsea work</i>	112	201	131	69	155
Overflatebehandling <i>Surface treatment</i>	116	94	105	119	58
Reparasjoner <i>Repair</i>	1 018	800	757	982	916
Annet <i>Other</i>	953	994	988	1 481	1 839
Av dette <i>Of this</i>					
Kostnader egne ansatte ¹ <i>Wages own employees¹</i>	1 121	1 012	1 054	1 138	1 545
Leie av driftsmidler <i>Hire of operating capital</i>	216	712	770	803	1 074
Tjenesteforbruk <i>Consumption of services</i>	5 220	6 528	5 774	5 823	5 842
Helikoptertransport <i>Helicopter transport</i>	456	462	464	447	540
Forsyningsskip <i>Supply vessels</i>	604	736	778	741	803
Annen transport og kommunikasjon <i>Other transport and communication</i>	40	32	29	51	40
Forpleining <i>Catering</i>	427	450	479	548	673
Teknisk assistanse <i>Technical assistance</i>	548	286	307	319	381
Andre tjenester <i>Other services</i>	3 147	4 562	3 719	3 716	3 404
Indirekte kostnader <i>Indirect costs</i>	3 510	4 482	4 203	4 253	3 704
Lønnskostnade <i>Wages</i>	1 362	1 587	1 229	1 467	1 023
Administrasjonskostnader <i>Administration costs</i>	2 148	2 894	2 974	2 786	2 681
Andre kostnader <i>Other costs</i>	1 041	1 301	1 506	1 692	2 208

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.*

41. Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning¹, 1995-1999*Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying¹, 1995-1999*

	1995	1996	1997	1998	1999
Sysselsatte <i>Persons engaged</i>	4 437	5 517	7 280	8 080	9 082
	Mill. kr. <i>Million NOK</i>				
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	1 864	2 482	3 756	4 896	5 000
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	6 151	8 360	13 052	18 687	18 503
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	3 546	4 692	6 822	11 126	9 908
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	2 605	3 668	6 230	7 561	8 595
Bruttoinvestering <i>Gross fixed capital formation</i>	44	266	-91	622	1 763

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.*

42. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass og tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning, 1995-1999*Principal figures for extraction of crude petroleum and natural gas; service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying, 1995-1999*

	1995	1996	1997	1998	1999
Sysselsatte <i>Employees</i>	20 935	21 702	23 463	24 549	25 080
Av dette <i>Of this</i>					
Utvinning av råolje og naturgass <i>Extraction of crude petroleum and natural gas</i>	16 498	16 185	16 183	15 865	15 998
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning <i>Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying</i>	4 437	5 517	7 280	8 684	9 082
	Mill. kr. <i>Million NOK</i>				
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	11 653	12 403	13 979	15 385	16 919
Av dette <i>Of this</i>					
Utvinning av råolje og naturgass <i>Extraction of crude petroleum and natural gas</i>	9 789	9 921	10 223	10 489	11 919
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning <i>Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying</i>	1 864	2 482	3 756	4 896	5 000
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	137 788	187 439	203 325	157 468	205 799
Av dette <i>Of this</i>					
Utvinning av råolje og naturgass <i>Extraction of crude petroleum and natural gas</i>	131 637	179 079	190 273	138 781	187 296
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning <i>Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying</i>	6 151	8 360	13 052	18 687	18 503
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	27 065	32 963	32 531	37 658	39 206
Av dette <i>Of this</i>					
Utvinning av råolje og naturgass <i>Extraction of crude petroleum and natural gas</i>	23 519	28 270	25 708	26 532	29 298
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning <i>Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying</i>	3 546	4 692	6 822	11 126	9 908
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	110 723	154 476	170 795	119 809	166 593
Av dette <i>Of this</i>					
Utvinning av råolje og naturgass <i>Extraction of crude petroleum and natural gas</i>	108 118	150 808	164 564	112 249	157 998
Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning <i>Service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying</i>	2 605	3 668	6 230	7 561	8 595

43. Hovedtall for rørtransport. 1995-1999. Mill.kr
Principal figures for transport via pipelines. 1995-1999. Million NOK

	1995	1996	1997	1998	1999
Bruttoproduksjonsverdi Gross value of production.....	12 620	13 988	14 098	15 123	15 311
Av dette Of this					
Verdi av produksjon for egen regning Value of production on own account	12 502	13 988	14 098	15 123	15 311
Vareinnsats Intermediate consumption	1 372	1 057	1 103	1 166	1 351
Av dette Of this					
Rør i drift Pipelines in production	1 372	1 057	1 103	1 166	1 351
Bearbeidingsverdi Value added.....	11 248	12 930	12 995	13 957	13 960
CO2-avgift CO2-tariff.....	150	149	189	131	57
Bearbeidingsverdi til faktorpris Value added at factor price	11 098	12 781	12 806	13 825	13 903
Påløpte investeringer Accrued investments.....	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693

44. Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 1999
Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 1999

	Stabilisert råolje 1000 metriske tonn Stabilized crude oil 1000 tonnes	Naturgass Mill. Sm ³ Natural gas Million Sm ³	NGL og kondensat ¹ 1000 metriske tonn NGL and condensate ¹ 1000 tonnes
Bruttoproduksjon Gross production	144 000	80 255	7 639
Injisert Injected.....	-	26 626	-
Avfaklet Flared.....	-	1 034	-
Lagerendring Stock change	-16	-	-
Leveranser fra feltet Delivery from the field	144 016	52 595	7 639
Forbruk Consumption.....	-	2 812	-
Svinn Losses.....	-	-	-
Lagerendring Stock change	-	-	-
Tilgang terminal Delivery to terminal	144 016	49 784	7 639
Forbruk Consumption.....	-	316	-
Svinn Losses.....	-	-	-
Lagerendring Stock change	-	-	-
Tilgang marked Delivery to the market.....	144 016	49 468	7 639

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.
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.

45. Ikke operatørkostnader¹ 1994-1999. Mill.kr
Non-Operator costs¹ 1994-1999. Million NOK

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
I alt Total.....	3 569	3 107	2 571	2 602	3 028	2 938
Administrasjonskostnader Administration costs	1 903	1 695	1 438	1 190	1 465	1 099
Geologi/geofysikk Geology/Geophysics	194	136	155	218	276	193
Seismikk Seismic	456	396	465	533	462	315
Spesielle studier Special studies.....	191	160	226	321	479	131
Feltevaluering/feltutvikling Field evaluation/Field development.....	22	15	9	44	58	10
Forskning og utvikling Research and development.....	802	704	278	296	288	1 190

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.

46. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-1998
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-1998

	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	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

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.

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3. Grensefelt

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

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

2. Næringsklassifisering

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

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

2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter ISIC Rev. 2

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

SN-nr. 22 Utvinning av råolje og naturgass

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

SN-nr. 5023 Oljeboring

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

SN-nr. 61215 Engroshandel med råolje og naturgass

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

SN-nr. 714 Rørtransport

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

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

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

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

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

2.2. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

Oljevirksomheten omfatter ifølge NACE Rev. 1 næringssektorene Utvinning av råolje og naturgass, Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning og Rørtransport. Ifølge NACE Rev. 1 inngår både rettighetshavernes og operatørens virksomhet i næringen Utvinning av råolje og naturgass. I SN basert på ISIC Rev. 2 inngikk kun operatørens virksomhet i denne næringen. Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning omfatter boring av lete-, avgrensnings- 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 følgende fra SN-nr. 22 "Utvinning av råolje og naturgass": utvinning av råolje, naturgass, kondensat og våtgass (NGL), inkludert stabilisering, separering og fraksjonering. Denne næringen omfatter også prosjektering og boring for egen regning.

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

NACE-nr. 60.30 Rørtransport

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1. Foretak

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

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

3.2. Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives

aktiviteter som faller innenfor en bestemt næringsgruppe. I oljevirksomheten har det imidlertid oppstått enheter som krever særskilt behandling i SSB. De fleste utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel gis til grupper av oljeselskaper. Gruppen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være oppgavegiver for bedriftens virksomhet. Disse bedriftene er næringsklassifisert i "Utvinning av råolje og naturgass".

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

3.3. Hjelpeavdeling

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

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

4. Kjennemerker

4.1. Investering

Omfang

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

Periodisering

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

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

4.2. Eksport

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

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

4.3. Bruttoproduksjonsverdi

Bruttoproduksjonsverdi er definert som summen av følgende poster:

Produksjonsverdi av råolje og naturgass

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

Inntekt av leiearbeid

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

Beregnet produksjonsverdi for hjelpevirksomhet

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

Beregnet inntekt for grensefelt

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

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4. Vareinnsats

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

4.5. Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

The statistical treatment of the oil activity

1. National border

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

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

1.1. Nationality of drilling platforms

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

1.2. Pipelines

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

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

1.3. Border areas

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

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

2. Industrial classification

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

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

2.1. Oil activities classified according to ISIC Rev. 2

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

SIC No. 22 Crude petroleum and natural gas production

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

SIC No. 5023 Oil well drilling

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

SIC No. 61215 Wholesaling of crude petroleum and natural gas

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

SIC No. 714 Pipeline transport

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

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

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

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

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

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

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

11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas

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

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

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes drilling of exploration, appraisal and production wells on contract etc. and

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

NACE no. 60.30 Transport via Pipelines

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

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

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

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

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

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

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

3. Statistical units

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

3.1. Enterprise

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

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

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

3.2. Establishment

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

3.3. Ancillary units

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

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

4. Characteristics

4.1. Investment

Content

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

Periodisation

Accrued investments costs measure the current use of resources on one project. This includes the cost of

unfinished platforms/modules (work in process), also costs accrued abroad.

4.2. Exports

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

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

4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

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

Contract work

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

Calculated production value from ancillary units

The ancillary units are assigned gross production values equal to the agency's labour costs and other operating expenditure. This service production is delivered to the establishments on the Continental

Shelf either as intermediate consumption or as the value of their own investment work.

Calculated income from border areas

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

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

Own-account investment work

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

4.4. Cost of goods and services consumed

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

4.5. Value added

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

4.6. Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

Vedlegg A

Appendix A

Måleenheter

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

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

Vanlige enheter:

For olje:

Barrel (fat)

For olje og gass:

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 517 Statistisk årbok 2000
C 595 Energistatistikk 1998

Rapporter (RAPP)

- 99/9 H.Medin: Valg av måleenhet i verdsetting av miljøgoder. Empiriske eksempler.
99/23 T. Eika og K. Moum: Aktivitetsregulering eller stabil valutakurs: Om pengepolitikkenes rolle i den norske oljeøkonomien.
99/24 T. Bye, J. Larsson og Ø. Døhl: Klimagasskvoter i kraftintensive næringer: Konsekvenser for utslipp av klimagasser, produksjon og sysselsetting.
00/1 K. Flugsrud, E. Gjerald, G. Haakonsen m.fl.: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants.
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.
00/26 T. A. Johnsen, F. R. Aune og A. Vik. The Norwegian Electricity Market. Is There Enough Generation Capacity Today and Will There Be Sufficient Capacity in Coming Years?.

Statistiske analyser (SA)

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

Discussion Papers (DP)

- 181 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Gains from Cartelisation in the Oil Market.
210 T. Eika og K. A. Magnussen: Did Norway Gain from the 1979-85 Oil Price Shock?
245 E. Berg, S. Kverndokk og K. E. Rosendahl: Optimal Oil Exploration under Climate Treaties.
248 M. 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

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

Documents

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

Sosiale og økonomiske studier

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

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 622 Fylkestingsvalget 1999 *County Council Election 1999*. 2000. 114s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4855-8
- C 623 Fiskeristatistikk 1996-1997 *Fishery Statistics 1996-1997*. 2000. 116s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4857-4
- C 624 Sjølvmeldingsstatistikk 1998 *Tax Return Statistics 1998*. 2000. 110s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4858-2
- C 625 Avfallsstatistikk. Kommunalt avfall 1998 *Waste Statistics. Municipal Waste 1998*. 2000. 109s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4861-2
- C 626 Standard for økonomiske regionar. Nynorsk versjon *Classification of Economic Regions*. 2001. 53s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4864-7
- C 627 Kulturstatistikk 1999 *Culture Statistics 1999*. 2000. 124s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4865-5
- C 628 Samferdselsstatistikk 1999 *Transport and Communication Statistics 1999*. 2001. 144 s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4869-8
- C 629 Nasjonalregnskapsstatistikk 1992-1999. Produksjon, anvendelse og sysselsetting. 2001. 153s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4870-1
- C 631 Veitrafikkulykker 1999 *Road Traffic Accidents 1999*. 2001. 87s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4874-4
- C 632 National Accounts 1992-1999: Production, Uses and Employment. 2001. 153s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4875-2
- C 633 Sjøfart 1999 *Maritime Statistics 1999*. 2000. 109s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4876-0
- C 634 Classification of Economic Regions. 2001. 54s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4877-9
- C 635 Pleie- og omsorgsstatistikk 1999 *Nursing and Care Statistics 1999*. 2001. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4878-7
- C 636 Varehandelsstatistikk 1998 *Wholesale and Retail Trade Statistics 1998*. 2001. 94s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4882-5
- C 637 Statistikk over eiendomsdrift, forretningsmessig tjenesteyting og utleievirksomhet 1998 *Real Estate, Renting and Business Activities 1998*. 2001. 64s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4883-3
- C 638 Bygge- og anleggsstatistikk 1998 *Construction Statistics 1998*. 2001. 70s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4884-1
- C 639 Dødsårsaker 1997 *Causes of Death 1997*. 2001. 96s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4886-8
- C 640 Sosialhjelp og barnevern 1999 *Social Assistance and Child Welfare Statistics 1999*. 2001. 60s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4897-3
- C 641 Statistisk varefortegnelse for utenrikshandelen 2001. Tillegg til Månedstatistikk over utenrikshandelen 2001. 2001. 188s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4898-1
- C 642 Jordbruksstatistikk 1999 *Agricultural Statistics 1999*. 2001. 122s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4905-8
- C 643 Commodity List External Trade 2001. Supplement to Monthly Bulletin of External Trade 2001. 2001. 153s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4906-6
- C 644 Kriminalstatistikk 1998 *Crime Statistics 1998*. 2001. 116s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4909-0
- C 645 Den individbaserte utdanningsstatistikken. Dokumentasjon 2000. 2001. 36s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4910-4
- C 646 Barnehager 1999 *Kindergartens 1999*. 2001. 56s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4911-2
- C 647 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2000. Statistikk og analyse *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 2000. Statistics and Analysis*. 2001. 110s. 125 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4914-7
- C 648 Skogstatistikk 1999 *Forestry Statistics 1999*. 2001. 71s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4915-5
- C 649 Inntektsstatistikk for personer og familier 1993-1998 *Income Statistics for Persons and Families 1993-1998*. 2001. 67s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-4917-1