



Olje- og gassvirksomhet
4. kvartal 2002
Statistikk og analyse

Oil and Gas Activity
4th Quarter 2002
Statistics and Analysis

Norges offisielle statistikk

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

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

Official Statistics of Norway

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

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

© Statistisk sentralbyrå, juni 2003

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

ISBN 82-537-5173-7 Trykt versjon

ISBN 82-537-5174-5 Elektronisk versjon

ISSN 0802-0477

Emneord

10..06 Bergverskdrift og utvinning

Design: Enzo Finger Design

Trykk: Statistisk sentralbyrå/[Opplag]

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Tall kan ikke offentliggjøres	Not for publication	: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

Forord

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

I arbeidet med dette heftet er det gjort bruk av informasjon tilgjengelig fram til 21. mai 2003.

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

Statistisk sentralbyrå,
Oslo/Kongsvinger, 3. juni 2003.

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 21 December 2003.

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

Statistics Norway,
Oslo/Kongsvinger, 3 June 2003

Svein Longva

Olav Ljones

Innhold

Figurregister	7
Tabellregister.....	7
Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2002	
1. Hovedpunkter.....	11
2. Investeringer.....	12
3. Produksjonen.....	14
4. Markedet.....	16
Engelsk tekst.....	21
Tabelldel	23
Statistisk behandling av oljevirkosomheten	73
1. Nasjonal avgrensing.....	73
2. Næringsklassifisering	74
3. Statistiske enheter	74
4. Kjennemerker	75
Engelsk tekst.....	76
Vedlegg	
A. Måleenheter	79
Tidligere utgitt på emneområdet.....	81
De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk	82

Contents

List of tables	9
Oil activity 4th quarter 2002 (in Norwegian only)	11
Record low Exploration Activity in 2002	21
Annual Statistics 2001	21
Further information	22
Tables	23
The statistical treatment of the oil activity	76
1. National border.....	76
2. Industrial classification	76
3. Statistical units.....	77
4. Characteristics	77
Appendices	
A. Units of measurement	79
Previously issued on the subject	81
Recent publications in the series Official Statistics of Norway	82

Figurregister

1. Anslag for 2000, 2001, 2002 og 2003 i sektorene "Utvinning av råolje og naturgass" og "Rørtransport" målt på ulike tidspunkt. Mill. kr	11
2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen.....	12
3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner	12
4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-3.kv.2002.....	12
5. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-3.kv.2002	13
6. Antatte investeringer til feltutbygging målt på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner	13
7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - desember. 1992-2002. 1000 tonn.....	15
8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Desember. 1999 - 2002. 1000 tonn....	15
9. Produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL) på nye felt. Januar - Desember 2002. 1000 tonn.....	15
10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Desember. 1992 - 2002. 1000 Sm ³ o.e.....	16
11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Desember 1999-2002. 1000 Sm	16
12. Prisutvikling for Brent Blend. 2000 - 2003. Dollar per fat.	19

Tabellregister

Feltoversikter

1. Felt i produksjon. 1. januar 2003	23
2. Felt under utbygging. 1. januar 2003.	30
3. Rettighetshavere på felt i drift og under utbygging. 1. januar 2003	31

Investeringer i alt

4. Påløpte og antatte investeringskostnader. Utvinning av råolje og naturgass og rørtransport. 1995-2003. Mill.kr	33
---	----

Letevirksomhet

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	34
6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2002. Mill.kr	35
7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Mill.kr	36
8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 2001 - 3. kvartal 2001. Mill.kr	37
9. Antatte og påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. 1985-2003	37
10. Antatte og påløpte letekostnader. Kvartal. 1991-2002. Mill.kr	38
11. Påbegynte letehull på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	38
12. Borefartøysdøgn på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002	39
13. Boremeter på norsk kontinentalsokkel. Kvartal. 1984-2002.	40
14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip. Kvartal. 1989-2002. 1 000 GBP/dag	41

Feltutbygging og felt i drift

15. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging, etter kostnadsart. 1992-2001. Millioner kroner	42
16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner	42
17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Millioner kroner	43
18. Antatte og påløpte investeringskostnader til feltutbygging. 1985-2003	44
19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2001.	44
20. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging. 1997-2002. Mill.kr.	45
21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr	46
22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Mill.kr	47

Produksjon

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

Eksport

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2002	57
26. Eksport av norskprodusert naturgass. Kvartal. 1981 - 2002	57
27. Gjennomsnittlige priser for eksport av norskprodusert råolje og naturgass. Kvartal. 1981-2002	58
28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 2001 - 4. kvartal 2002	59
29. Eksport av norskprodusert naturgass1 fordelt på land. 1. kvartal 2001-4. kvartal 2002	60
30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler1. 2000-2001	61
31. Skipninger av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids), etter mottakerland. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. 1 000 tonn	62

Priser

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1993-2003. US dollar/fat	63
33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2002. US dollar/fat	64
34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2002. US dollar/fat	65
35. Fraktindekser for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2003	67

Internasjonale markedsforhold

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1999-2003	68
---	----

Nøkkeltall

37. Betalte skatter og avgifter til staten. 1980 - 2002. Milliarder 2003-kroner	69
38. Nøkkeltall for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). 1985 - 2002.	69

Årsstatistikk

39. Hovedtall for utvinning av råolje og naturgass. 1996-2001	70
40. Vareinnsats for felt i drift. 1996-2001. Mill. kr	70
41. Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning1. 1996-2001	71
42. Hovedtall for rørtransport. 1996-2001. Mill.kr	71
43. Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2001	71
44. Ikke operatørkostnader1 1995-2001. Mill.kr	72
45. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2001	72

Tabeller ikke med i dette heftet

	Sist publi- sert	Neste publi- sering
Nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1987-2000	2/02	1/03
Utvalgte hoved- og nøkkeltall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel, medregnet Statens direkte økonomiske engasjement. 1999 og 2000	2/02	1/03
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 1996-1999	2/02	1/03
Utvalgte regnskapstall for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2000.	2/02	1/03
Årsregnskap for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. 2000.	2/02	1/03
Bakgrunnstall for kapitalavkastningen for rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel. Identiske foretak. 1999 og 2000.	2/02	1/03
Rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel etter størrelse på totalrentabilitet og egenkapitalandel. 1987-2000	2/02	1/03
De samlede utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2001	2/02	2/03
Petroleumsreserver i felt besluttet utbygd per 31. desember 2001	2/02	2/03
Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel ikke besluttet utbygd per 31. desember 2001	2/02	2/03
Historisk produksjon fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt som er i produksjon per 31.12. 2001	2/02	2/03
Areal belagt med utvinningstillatelser per 17.september 2002	2/02	2/03
Funn på norsk kontinentalsokkel. 2001	2/02	2/03
Fordeling av skader og årsverk på operatør- og entreprenøransatte på faste innretninger. 1996-2001.	2/02	2/03
Skadde/døde per millioner arbeidstimer på flyttbare innretninger. 1990-2001	2/02	2/03

List of tables

Survey of fields

1. Fields in production. 1 January 2003	23
2. Fields under development. 1 January 2003	30
3. Licensees on fields on stream and under development. 1 January 2003	31

Total investments

4. Accrued and estimated investment costs. Extraction of crude petroleum and natural gas and transport via pipelines. 1995-2003. Million NOK	33
--	----

Exploration

5. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK	34
6. Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2002. Million NOK	35
7. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 2000 - Q3 2002. Million NOK	36
8. Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 2001 - Q3 2001. Million NOK	37
9. Estimated and accrued investment costs for oil and gas exploration. 1985-2003	37
10. Estimated and accrued exploration costs. Quarterly. 1991-2002. Million NOK	38
11. Exploration wells started on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	39
12. Rig days on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002	39
13. Drilling metres ¹ on the Norwegian Continental Shelf. Quarterly. 1984-2002.	40
14. Average term fixture rates for supply vessels. Quarterly. 1989-2002. 1 000 GBP/day	41

Field development and field on stream

15. Accrued investment costs for field development, by cost category. 1992-2001. Million NOK	42
16. Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. Million NOK	42
17. Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 2000 - Q3 2002. Million NOK	43
18. Estimated and accrued investment costs for field development. 1985-2003	44
19. Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2001.	44
20. Commodity and service costs ¹ . Field development. 1997-2002. Million NOK.	45
21. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK	46
22. Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 2000 - Q3 2002. Million NOK	47

Production

23. Crude oil production by field. 1 000 tonnes.	48
24. Natural gas production by field. Million Sm ³	53

Exports

25. Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002	57
26. Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . Quarterly. 1981-2002	57
27. Average prices of exports of Norwegian produced crude oil and natural gas. Quarterly. 1981-2002.	58
28. Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 2001 - Q4 2002	59
29. Exports of Norwegian produced natural gas ¹ . By destination. Q1 2001-Q4 2002	60
30. Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals ¹ . 2000-2001	61
31. Shipments of Norwegian produced NGL, by receiving country. Q 4 2000 - Q 4 2002. 1 000 tonnes	62

Prices

32. Brent Blend price. Weekly. 1993-2000. USD/barrel	63
33. Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2002. USD/barrel	64
34. Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2002. USD/barrel	65
35. Shipping freight indices ¹ for crude carriers by size. 1976 - 2003	67

International oil markets

36. World oil supply and demand. Million barrels per day. 1999-2003	68
---	----

Key figures

37. Taxes and royalties attributable to Norwegian crude oil and natural gas production. 1980-2002. Billion 2003-NOK	69
38. Key figures for The state`s direct financial interest (SDFI). 1985-2002.	69

Annual Statistics

39. Principal figures for extraction of crude oil and natural gas. 1996-2001	70
40. Intermediate consumption for fields on stream. 1996-2001. Million NOK	70
41. Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying. 1996-2001	71
42. Principal figures for transport via pipelines. 1996-2001. Million NOK	71
43. Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2001	71
44. Non-Operator costs ¹ 1995-2001. Million NOK	72
45. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2001	72

	Last publ- ished	Next publ- ishing
Tables not published in this issue		
Financial highlights for licenses on the Norwegian Continental Shelf. 1987-2000	2/02	1/03
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf, included the states direct financial interest. 1999 and 2000	2/02	1/03
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 1996-1999	2/02	1/03
Financial highlights for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 2000.	2/02	1/03
Income statement and balance sheet for licensees on the Norwegian Continental Shelf. 2000.	2/02	1/03
Background figures for return on kapital for licensees on the Norwegian Continental Shelf. Identical enterprises. 1999 and 2000	2/02	1/03
Licensees on the Norwegian Continental Shelf, by sixe of return on total assets and equity ratio. 1987-2000	2/02	1/03
Total recoverable petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf per 31.12.2001	2/02	2/03
Petroleum reserces in fields in production or under development per 31 December 2001	2/02	2/03
Petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf not yet appraised per 31 December 2001	2/02	2/03
Historic production in abandoned fields and fields on stream per 31 December 2001	2/02	2/03
Areas with production lisences as of 17 September 2002	2/02	2/03
Significant discoveries on the Norwegian Continental Shelf. 2001	2/02	2/03
Injuries and man-hours per year on non-mobile installations, Operators and Contractors. 1996-2001	2/02	2/03
Persons injured/dead per million man-hours. Mobile installations. 1990-2001	2/02	2/03

1. Hovedpunkter

De anslåtte investeringene til letevirksomheten i 2002 blir nå oppgitt til 4,8 milliarder kroner. De påløpte leteinvesteringene i 3. kvartal var 0,8 milliarder kroner. Dette er det laveste investeringsnivået til leting i et enkelt kvartal siden 1. kvartal 1989.

Sammenlignet med de påløpte investeringene til letevirksomheten i 2001 er anslaget for 2002 2,0 milliarder kroner, eller ca. 30 prosent, lavere. Nedgangen skyldes hovedsakelig at det blir boret få brønner. I 3. kvartal ble det boret kun 3 brønner. I løpet av årets 10 første måneder ble det boret 15 brønner, mot 21 i samme periode i 2001, og 20 i 2000.

Anslag for 2002: Rekordlav leteaktivitet

Investeringene i olje- og gassvirksomheten for 2002, inkludert rørtransport, er nå anslått til 57,5 milliarder kroner. Dette er 1,2 milliarder kroner lavere enn anslaget gitt i 3. kvartal. Sammenlignet med anslaget for 2001, gitt i 4. kvartal 2001, er anslaget for 2002 tilnærmet uendret.

De anslåtte investeringene til letevirksomheten i 2002 er nå 4,8 milliarder kroner. Sammenlignet med anslaget gitt i forrige kvartal er dette en nedjustering på 0,3 milliarder kroner. De nylig tildelte lisensene har foreløpig ikke bidratt til å trekke investeringsnivået opp.

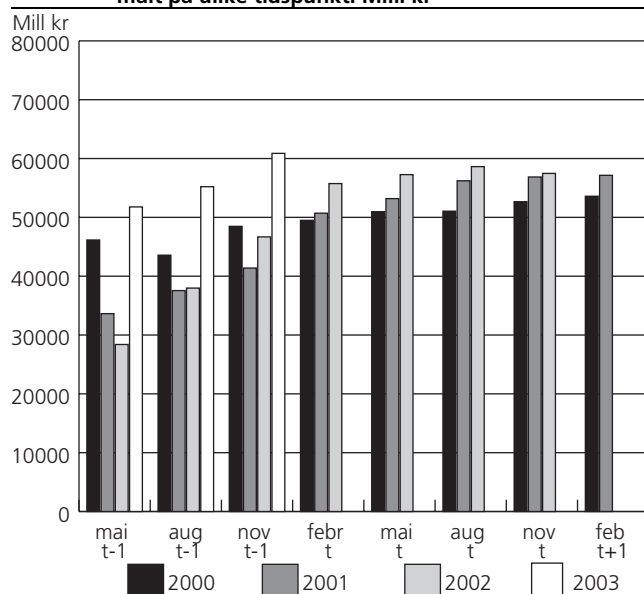
Dersom man sammenligner leteinvesteringene i 2002 samlet mot de påløpte investeringene i tidligere år, ser man at kun to år har hatt lavere leteinvesteringer i løpende priser. I 1995 var investeringene 4,6 milliarder og i 1988 var investeringene på 4,1 milliarder kroner. De tre årene med høyest investeringsnivå i løpende priser var 1997 med 8,3 milliarder, 1991 med 8,1 milliarder og 1985 med 7,8 milliarder.

Når det gjelder investeringer til feltutbygging ligger anslagene for 2002 stabilt på 18,0 milliarder kroner. Sammenlignet med de endelige investeringene for 2001 er nedgangen i 2002 på 2,2 milliarder kroner. Det er spesielt utbyggingen av feltene Grane, Kvitebjørn og Kristin som har størst investeringer i 2002.

Investeringene til felt i drift for 2002 anslås nå til 29,8 milliarder kroner. Anslagene er nedjustert med 0,9 milliarder fra forrige kvartal, men ligger 2,9 milliarder over anslaget for 2001 gitt i 4. kvartal 2001. Det er spesielt feltene Troll, Ekofisk, Heidrun og Valhall som har store investeringer i 2002.

For landanlegg og rørtransport er de nye investeringsanslagene henholdsvis 3,8 og 1,1 milliarder kroner. For landvirksomheten er dette en svak oppjustering med 3,2 prosent, mens rørtransporten nedjusteres med 2,1 prosent.

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



Anslag for 2003: 60,9 milliarder.

Investeringene til olje og gassvirksomheten for 2003, inkludert rørtransport, er nå anslått til 60,9 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 5,7 milliarder kroner fra forrige kvartal. Anslaget på 60,9 milliarder vil sannsynligvis, på grunn av bedret datafangst i 2002, ligge nærmere de påløpte investeringene enn hva tilsvarende anslag har gjort tidligere.

Investeringene til letevirksomheten i 2003 er nå anslått til 5,6 milliarder kroner. Dette er en nedjustering med 1,2 milliarder kroner sammenlignet med anslaget gitt i forrige kvartal. Flere selskap har utsatt sine boreprogrammer, og dette gir utslag i investeringsanslagene. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, gitt i 4. kvartal 2001, ligger anslaget for 2003 0,4 milliarder kroner lavere.

Nedgangen i leteanslagene, både i 2002 og 2003, kan, dersom utviklingen fortsetter, komme til å påvirke investeringsaktiviteten også innenfor de andre investeringskategoriene.

Investeringene til feltutbygging i 2003 er oppjustert fra 15,9 milliarder til 17,8 milliarder. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, ligger investeringsanslaget for 2003 3,5 milliarder kroner høyere. Det er mulig at 2003 blir det første året med økning i investeringene til feltutbygging siden 1998. I 2003 er det hovedsakelig Kristin, Grane og Fram Vest som vil stå for de høye utbyggingsinvesteringene.

Også for felt i drift økes investeringsanslagene for 2003. Anslaget er oppjustert med 10,8 prosent til 26,5 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, gitt i 4. kvartal 2001 er dette en økning på 2,1 milliarder kroner. I 2003 er det spesielt feltene Heidrun, Ekofisk og Troll som skiller seg ut.

Dersom vi ser på investeringene til feltutbygging og felt i drift samlet, ser vi at anslaget for 2003 nå er 44,3 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002 er dette en økning på 5,6 milliarder kroner. Sammenlignet med de påløpte investeringene for 2001 er det imidlertid en nedgang på 3,1 milliarder kroner.

For landanlegg og rørtransport er anslagene oppjustert hhv. 2,2 og 0,1 milliarder kroner. Det er hovedsakelig utbyggingen på Melkøya som drar opp landanleggene. For rørtransporten er det godkjenningen av Visund Gasseksport som øker anslaget.

2. Investeringer

2.1 Leting

Anslag for 2002

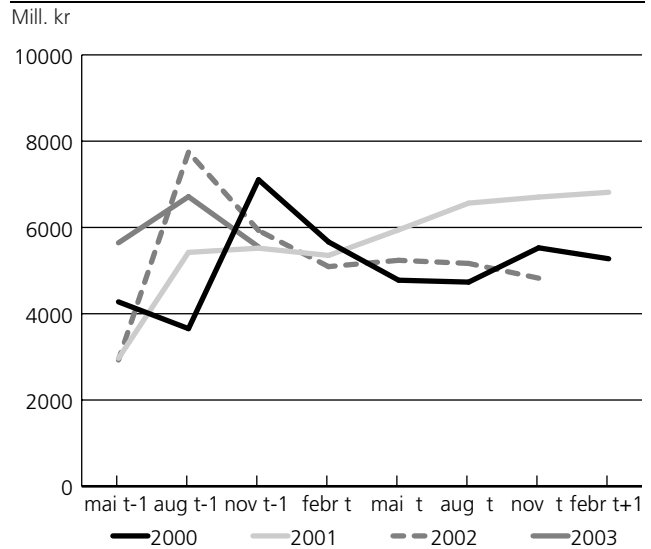
Investeringene for letevirksomheten i 2002 anslås nå til 4,8 milliarder kroner. Investeringsanslaget for et år, gitt i fjerde kvartal, har kun en gang vært lavere. I 1988 var anslaget 4,2 milliarder kroner. Med unntak av to år har anslagene i fjerde kvartal ligget over de endelige tallene for året. Det vil si at sannsynligheten for at investeringene til letevirksomheten i 2002 ligger over 4,8 milliarder er relativt liten. Sammenlignet med 3. kvartal har investeringsanslaget falt med 0,3 milliarder, eller 6,6 prosent. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001, gitt i 4. kvartal 2001, er anslaget for 2002 hele 2,5 milliarder kroner lavere. I tredje kvartal 2002 ble det kun investert 0,8 milliarder kroner. Dette er det laveste investeringsnivået i et enkelt kvartal siden 1. kvartal 1989.

Den sterke reduksjonen i leteinvesteringene skyldes flere faktorer. På tross av at 2001 var det første året hvor man produserte mer gass enn man fant hersket det optimisme i oljemiljøet ved inngangen til 2002. I løpet av våren 2002 boret man flere lovende brønner.

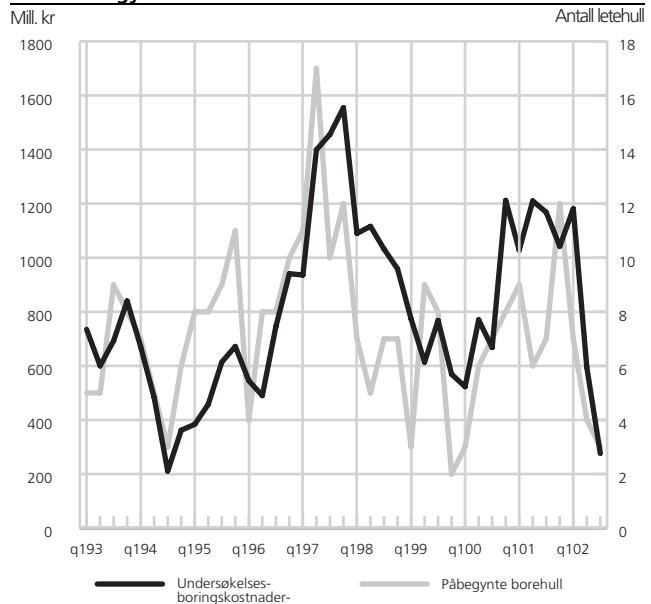
Figur 2. Sammenhengen mellom anslagene for letevirksomhet for 2001, 2002 og 2003 og oljeprisen.



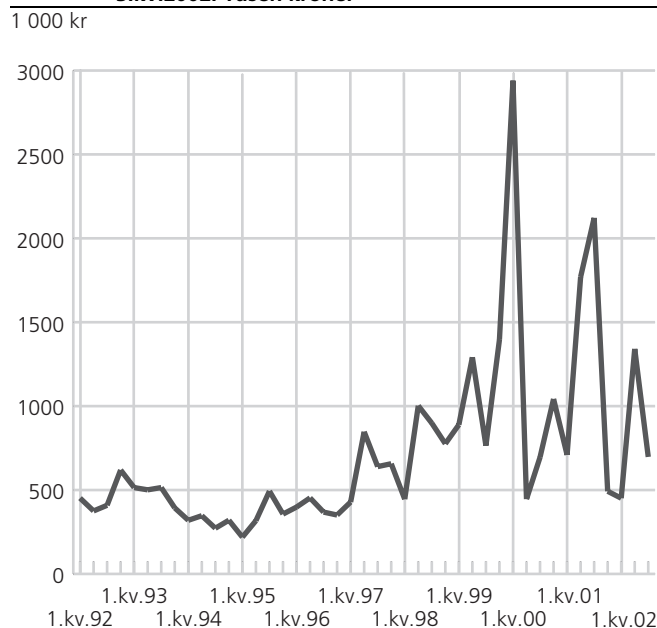
Figur 3. Antatte letekostnader på ulike tidspunkt. 2000-2003. Millioner kroner



Figur 4. Påløpte kostnader til leteboring (mill. kr) og påbegynte letehull. 1.kv.1993-3.kv.2002



Blant disse var BPs "Havsule", Shells "Presidenten" og Phillips "Gullbokken 35/1". På Havsule boret man en tørr brønn. Ved boringen i Presidenten fant man store mengder vann og konkluderte foreløpig med at oljen og gassen i feltet ikke er drivverdig. Shell har imidlertid bestemt seg for å bore en ny brønn på Presidenten. Den første brønnen i Gullblokken, som på forhånd var kalt "årets brønn" var også tørr. Denne rekken av nedturer har gjort at flere boreprogrammer har blitt utsatt. Det medfører at investeringene i 2002 er så lave. I tillegg har mangelen av funn ført til at oljeselskapene har uttrykt misnøye med det utlyste arealet i de siste tildelingsrundene. Olje- og energidepartementet svarte med å lyse ut 109 blokker til Nordsjørunden 2002, med tildeling i 2. kvartal 2003. Disse blokkene er lagt

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

til rette for å realisere verdiene i små og mellomstore felt i såkalte modne deler av Nordsjøen.

Anslag for 2003

Investeringene for letevirksomheten i 2003 anslås nå til 5,6 milliarder kroner. Sammenlignet med anslagene gitt i 3. kvartal er dette en nedjustering av anslagene på 1,2 milliarder kroner, eller 17,3 prosent. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002, gitt i 4. kvartal 2001, er anslaget for 2003 0,4 milliarder kroner lavere.

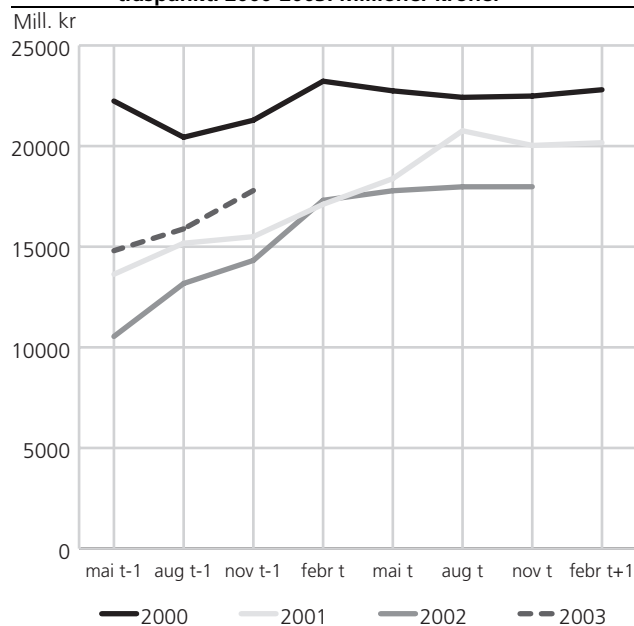
Det er vanskelig å forutsi investeringsutviklingen i letevirksomheten i 2003. Anslaget ble nedjustert fra 3. til 4. kvartal, samtidig som en del boreprogram i 2002 ble utsatt til 2003 og 2004. Dersom det skulle bli gjort større funn tidlig i 2003 kan det gi økte investeringer utover i året, i håp om andre større funn. Tildelingen av Nordsjørunden kan være utslagsgivende for det videre aktivitetsnivået innenfor letevirksomheten i 2003 og 2004. Mye vil avhenge av hvor mange og hvor gode de tildelte blokkene viser seg å være.

2.2 Feltutbygging

Anslag for 2002

For 2002 anslås investeringene til feltutbygging til å bli 18,0 milliarder kroner. Dette er en marginal oppjustering fra forrige kvartal, som igjen var en marginal oppjustering fra 2. kvartal. Det usedvanlig stabile anslaget tyder på at investeringene til feltutbygging vil ende rundt 18,0 milliarder kroner. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 ligger investeringene i 2002 an til å ligge 2,1 milliarder kroner lavere.

Investeringene til feltutbygging har falt jevnt og trutt siden 1998, men det ser ut til at fallet flater ut. Det finnes flere forklaringer på nedgangen. Først og fremst færre utbygginger, men det kan også skyldes endringer

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

i måten investeringene blir ført på. I større og større grad bygges felt ut i tilknytning til eksisterende infrastruktur, og da blir en større del av investeringene ført under felt i drift, og en mindre del under feltutbygging. For å få et best mulig inntrykk av den totale utviklingen kan det lønne seg å se feltutbygging og felt i drift under ett. Samlede investeringer for felt i drift og feltutbygging var 55,1 milliarder i 1999, 46,3 milliarder i 2000, 47,4 milliarder i 2001 og et anslag på 47,7 milliarder i 2002.

Anslag for 2003.

Investeringsanslaget for feltutbygging i 2003 er nå 17,8 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 1,9 milliarder kroner, eller 12 prosent fra 3. kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2002 er anslaget for 2003 3,5 milliarder kroner høyere. Dette kan tyde på at tendensen med fallende investeringer til feltutbygging de siste årene stanser. Bakgrunnen for de høyere investeringene i 2003 er først og fremst anslag om høye investeringer på Kristin og Fram Vest, men også på Kvitbjørn og Valhall Flanke.

En del av utbyggingene er inne i siste fase og vil bli satt i drift i løpet av året. Sigyn ble satt i drift i begynnelsen av året, og Fram Vest, Mikkell og Grane mot slutten av 2003. I tillegg var Valhall flanker og injeksjon planlagt ferdig i vår, men på grunn av problemer med pæling av fundamentene, er planlagt ferdigstillelse utsatt til 2004.

Hvis vi ser på investeringene for felt i drift og feltutbygging sammen, ser vi at anslaget for 2003 er 44,3 milliarder kroner, mot 38,7 milliarder på samme tidspunkt for 2002.

2.3 Felt i drift**Anslag for 2002**

For 2002 anslås investeringene til felt i drift til 29,8 milliarder kroner. Dette er en nedjustering med 0,9 milliarder kroner fra forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 gitt i 4. kvartal 2001 ligger anslaget for 2002 2,9 milliarder kroner høyere. Normalt ligger anslaget i 4. kvartal nokså nært de på-løpte investeringene for felt i drift.

Den økende veksten i investeringer til felt i drift henger som allerede nevnt sammen med måten nye felt bygges ut på, samtidig som det stadig er flere felt i drift, og de krever større investeringer. Det kan være investeringer for å øke oljeutvinningen, eller det kan være investeringer knyttet til utbyggingen av nye felt. I en del tilfeller vil også videreutbygging av feltene bli fanget opp under felt i drift i stedet for å bli regnet som egne utbyggingsfelte. Dette avhenger av omfanget prosjektet har, og om det godkjennes som en del av et eksisterende felt, eller om det blir behandlet i egen Plan for utbygging og drift (PUD).

Anslag for 2003

Anslaget for 2003 for felt i drift er nå 26,5 milliarder kroner. Dette er en oppgradering med 2,6 milliarder kroner fra forrige kvartal. Sammenlignet med anslaget for 2002 gitt i 4. kvartal 2001 er anslaget for 2003 2,1 milliarder høyere. Det kan tenkes at investeringene øker noe mer enn det anslaget tilsier som følge av at Statoil overtar operatøransvaret for hele Tampenområdet fra 1. januar 2003.

I 2003 er det anslått spesielt høye investeringer på Ekofisk, Heidrun, Troll olje og Gullfaks. Alle disse feltene har anslåtte investeringer over 1,5 milliarder kroner. Det er spesielt Ekofisk som skiller seg ut. Planen er å oppgradere eksisterende infrastruktur samt bygge nye plattformer og etablering av systemer for fjernstyring av plattformer fra land. Planene dreier seg om investeringer på mellom 15 og 20 milliarder kroner, over flere år. Målet er at omstillingen på Ekofisk skal være ferdig i 2010.

2.4 Landvirksomhet**Anslag for 2002**

Anslaget for landanlegg i 2002 er nå 3,8 milliarder kroner. Dette er en oppjustering med 0,1 milliarder fra forrige kvartal. Sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001 ligger 2002 anslaget 3,0 milliarder kroner høyere. Det må allikevel tas med i betraktningen at investeringene i landanlegg i 2001 var de laveste siden 1990.

Hovedårsaken til økningen skyldes at det er påbegynt prosjekter både ved Kårstø, Mongstad og Melkøya. På Kårstø er det startet oppbygging av et ekstraksjonsanlegg. Anleggene på Mongstad skal oppgraderes til nær dobbel kapasitet for å kunne ta imot våtgass fra feltene

Kvitebjørn og Visund. På Mongstad startet arbeidet på ettersommeren 2002.

Anslag for 2003

Prosjektene på Mongstad, Kårstø og Melkøya videreføres inn i 2003. Investeringsanslaget øker til 9,2 milliarder for 2003, en økning med 2,2 milliarder fra forrige kvartals anslag. Det er i 2003 spesielt Melkøya, i forbindelse med Snøhvitutbyggingen, som veier tungt.

2.5 Rørtransport**Anslag for 2002**

Investeringsanslaget for rørtransportnæringen er nå 1,1 milliarder kroner. Dette er en marginal nedjustering fra anslaget gitt i forrige kvartal, og en nedjustering med 1,4 milliarder kroner sammenlignet med tilsvarende anslag for 2001.

Anslag for 2003

Anslaget for investeringene i rørtransport i 2003 er nå 1,8 milliarder kroner. Dette er en nedgang i investeringsanslaget med 0,1 milliarder kroner sammenlignet med forrige kvartal. Investeringene kan øke noe som følge av utbyggingen av Snøhvitfeltet. Gassen fra Snøhvitfeltet skal transporteres fra feltet i Barentshavet til landanlegget på Melkøya via rørledning.

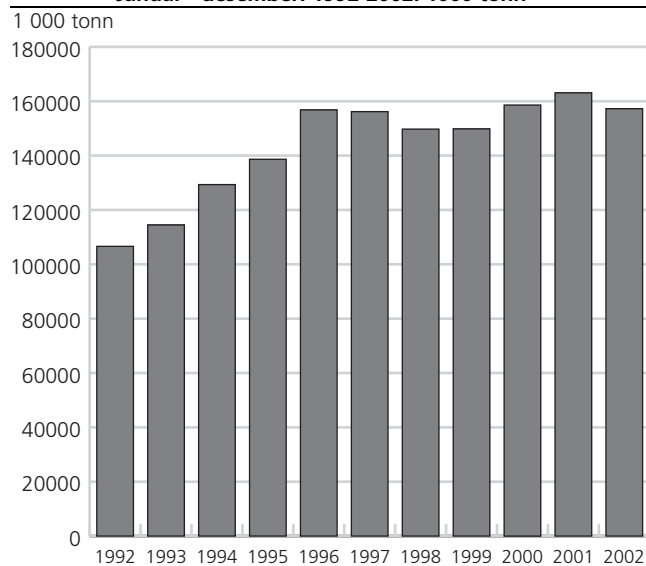
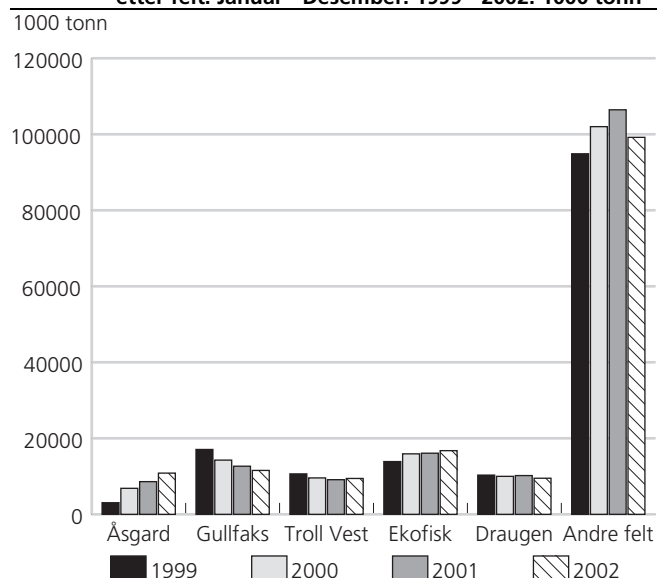
3. Produksjon

I 2002 var samlet brutto produksjon av petroleum på norsk kontinentalsokkel 256,0 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Sammenlignet med 2001 er dette en økning i produksjonen på 4,5 millioner Sm³ o.e., eller 1,8 prosent. Oljeproduksjonen, inkludert NGL og kondensat utgjorde 187,1 millioner Sm³ o.e., en nedgang på 3,57 prosent fra 2001. Produksjonen av naturgass var på 68,9 millioner Sm³ o.e., en økning på 19,9 prosent fra 2001.

3.1 Råolje

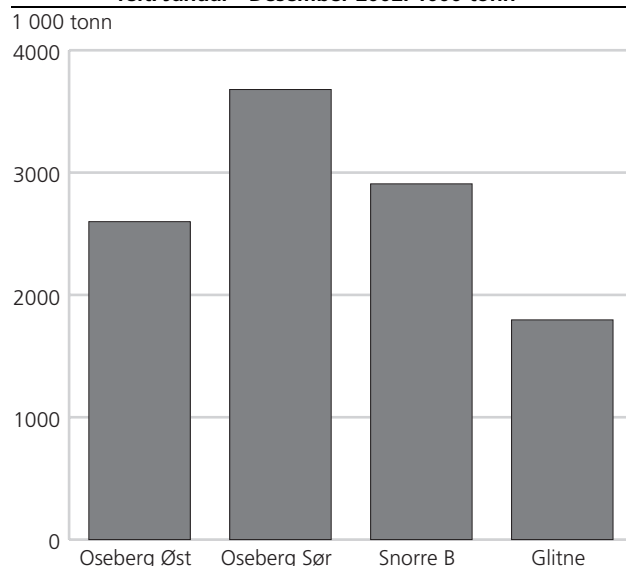
Dagsproduksjonen av råolje for 2002 var 3,21 millioner fat per dag. I 2001 lå dagsproduksjonen på 3,33 millioner fat per dag. Noe av nedgangen kan i utgangspunktet forklares gjennom produksjonsbegrensningene i første halvår 2002. Imidlertid viser det seg at produksjonen i 2002 har vært jevnt lavere enn i 2001. Kun i 3 måneder, februar, mai og november var produksjonen høyere i 2002 enn i 2001. Hvis man sammenligner kvartal for kvartal mellom 2002 og 2001, er det kun 2. kvartal 2002 som hadde høyere produksjon enn 2001. I første kvartal var produksjonen 2,2 millioner tonn lavere i 2002 enn i 2001, i andre kvartal 0,5 millioner tonn høyere, i tredje kvartal 2,2 millioner tonn lavere og i fjerde kvartal 1,9 millioner tonn lavere.

Feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks produserte i løpet av 1997 77,4 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe). Dette utgjorde 49,6 prosent av den samlede

Figur 7. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL). Januar - desember. 1992-2002. 1000 tonn**Figur 8. Samlet produksjon av olje (inkl. kondensat og NGL), etter felt. Januar - Desember. 1999 - 2002. 1000 tonn**

norske oljeproduksjonen. Til sammenligning produserte disse fire feltene 46,5 mtoe i 2002, som utgjør 29,5 prosent av den samlede oljeproduksjonen. Av disse feltene er det kun Ekofisk som har produksjon på samme nivå i 2002 som i 1997. De fire største oljeproduiserende feltene i 2002 var Ekofisk, Gullfaks, Åsgard og Draugen. Til sammen står de for 30,9 prosent av produksjonen. Den samlede produksjonen av råolje i 2002 har gått ned med 5,8 mtoe, eller 3,4 prosent, sammenlignet med 2001.

Ekofisk er det klart største oljeproduiserende feltet på norsk sokkel. I 2002 produserte Ekofisk alene 16,8 mtoe og stod for 10,7 prosent av totalproduksjonen av olje. I 1997 var tilsvarende tall 10,0 prosent. Dagsproduksjonen fra Ekofiskfeltet var i 2002 342 400 fat per dag. Ekofiskfeltet har produsert olje i 30 år og utvinningsprognosene for feltet er nå forlenget. Man plan

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

legger nå å produsere olje på Ekofisk i ytterligere 50 år.

Oseberg Øst, Oseberg Sør, Snorre B og Glitne er de nyeste feltene i produksjon på sokkelen. De har hatt en samlet produksjon på 11,0 millioner tonn oljeekvivalenter, eller 224 500 fat per dag i 2002. Oseberg Sør står for den største dagsproduksjonen av disse med 75 200 fat per dag.

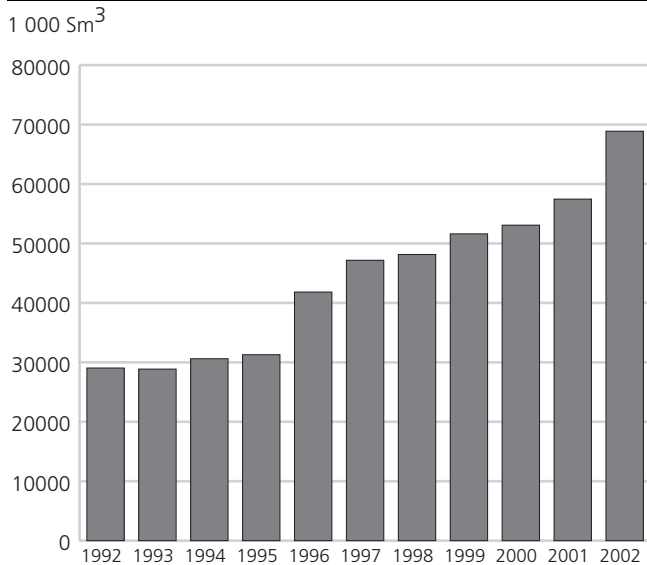
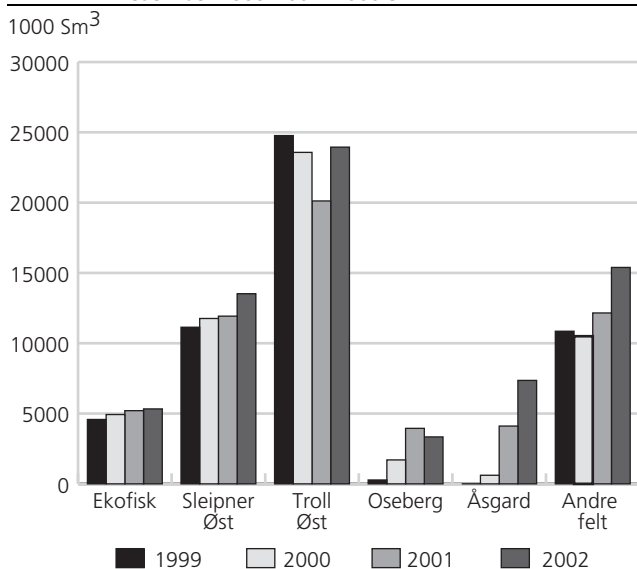
Av de 34 produsende oljefeltene på norsk sokkel, var det kun 6 felt som økte produksjonen i 2002 sammenlignet med 2001. I tillegg kommer Snorre B og Glitne, som startet produksjonen i hhv. juli og september 2001, og dermed ikke kan sammenlignet med årets produksjonstall.

3.2 Naturgass

Gassproduksjonen var i 2002 på sitt høyeste nivå i norsk gasshistorie med 68,9 milliarder Sm³ naturgass. Dette er en produksjonsøkning med 11,4 milliarder Sm³ naturgass, eller 19,9 prosent sammenlignet med 2001. Produksjonsveksten forventes å fortsette økningen de neste årene.

Produksjonen av naturgass på norsk sokkel er fortsatt dominert av de to store feltene Troll Øst og Sleipner Øst. I 2002 produserte disse to feltene henholdsvis 23,9 og 13,5 milliarder Sm³ naturgass. Sammenlignet med 2001 økte disse to feltene produksjonen med hhv. 19,0 og 13,3 prosent. Disse to feltene står til sammen for 54,4 prosent av den samlede norske gassproduksjonen. Andelen faller noe. I 2001 var de to feltenes andel av produksjonen 55,8 prosent.

De fire største gassfeltene på sokkelen, Sleipner Øst, Troll Øst, Ekofisk og Åsgard produserte til sammen 50,2 milliarder Sm³ naturgass i 2002, og dette utgjør 72,8 prosent av den norske produksjonen av naturgass.

Figur 10. Samlet produksjon av naturgass. Januar - Desember. 1992 - 2002. 1000 Sm³ o.e**Figur 11. Samlet produksjon av naturgass, etter felt. Januar - Desember 1999-2002. 1000 Sm³**

Av de 25 produserende gassfeltene på norsk sokkel, var det 14 felt som kunne vise til økt produksjon i 2002 sammenlignet med 2001.

4. Markedet

4.1 Prisutviklingen på Brent Blend Prisutviklingen i 2002

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 4. kvartal 2002 26,90 dollar per fat, mens den i 4. kvartal 2001 var på 19,52 dollar per fat. Totalt for 2002 var den gjennomsnittlige spotprisen 25,14 dollar per fat, mot 24,44 dollar per fat i 2001. Gjennomsnittsprisen hittil i 2003 (t.o.m. uke 16) er 29,97 dollar per fat.

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

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

Fra midten av februar begynte oljeprisen å stige, noe den fortsatte med frem til begynnelsen av april. Foreløpig topppris kom 4. april med en spotpris på hele 27,36 dollar per fat. Det er flere årsaker til denne prisøkningen. For det første utviste USA i større og større grad verbal aggressivitet i forholdet til Irak. Samtidig skapte Irak problemer i diskusjonen om våpeninspektører, og FN's nye sanksjoner mot landet. Samtidig ble oljelagrene i USA reduserte. OPEC hadde ventet at lagerreduksjonen kom tidligere, men en mild vinter i Europa og USA begrenset forbruket noe. Det at verdensøkonomien ser ut til å ta seg mer opp igjen øker imidlertid forbruket, og dermed reduseres lagrene. OPECs mål er at lagrene skal ligge på et nivå som forsvarer en oljepris på 25 dollar per fat.

Mot slutten av mars bidro også den tilspissede situasjonen mellom israelerne og palestinerne til at prisen steg ytterligere. Oljeanalytikere anslo "krigspremien", altså ekstraprisen på grunn av konflikten i Midtøsten, til å være 4 dollar per fat.

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

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

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

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

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

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

I forkant av Opecs møte i Wien 26.juni der det skulle fastsettes produksjonskvoter for de neste månedene, gikk oljeprisen opp med en dollar per fat. Prisen lå den 25.juni på 25,63 dollar per fat. Forventninger om at Opec ikke skulle øke produksjonen, samt større uro i Midt Østen var hovedårsaken til prisoppgangen de siste handledagene før møtet.

Opec besluttet å opprettholde sine kutt i tredje kvartal for å holde prisen innen sitt fastsatte prisbånd på 22-28 dollar per fat.

Den norske regjeringen besluttet å ikke videreføre produksjonsbegrensningen på norsk oljeproduksjon utover første halvår 2002. Selv om det var en viss usikkerhet knyttet til styrken i den økonomiske oppgangen og robustheten i oljeetterspørselen, antok man at det ville være et behov for økt tilbud av olje i 2. halvår for å stabilisere oljeprisen på et rimelig nivå.

Gjennomsnittlig spotpris for Brent Blend var i 1.halvår 2002 23,28 dollar per fat.

I juli måned lå gjennomsnittsprisen på 25,64 dollar fatet - det var kun små forandringer i pris. OPECs oljeproduksjonsbegrensninger som ble gjennomført med relativt lite overproduksjon holdt oljeprisen oppe.

For august måned lå gjennomsnittlig pris nesten en og en halv dollar høyere på 27,07 dollar per fat. Mot slutten av august nådde oljeprisen en ny topp på 28,15 dollar fatet. Dette skjedde på bakgrunn av en tale fra USAs visepresident Dick Cheney 26.august. Markedet anså sannsynligheten for et angrep mot Irak som stør-

re, samt at det oppsto usikkerhet i markedet for at OPEC ikke kom til å øke oljeproduksjonen, men beholdt produksjonsbegrensningene.

Oljeprisen falt noe tilbake 4. september etter at Iraks utenriksminister Tariq Aziz åpnet for et samarbeid med FN. Men oljeprisen lå stadig over 27 dollar fatet. 6 september gjorde oljeprisen et nytt hopp opp til 28,63 dollar fatet. Her spilte i tillegg til uroen i Irak, også de siste tallene for amerikanske oljelagre inn. Høyeste pris til da i 2002 var den 10.september da prisen var oppe i 28,90 dollar per fat. Dette kan muligens tilskrives frykt for nye terroraksjoner i forbindelse med ettårsdagen for terrorangrepene mot USA 11. september 2001.

Opec valgte på sitt møte i Osaka 19.september å ikke øke sine produksjonskvoter. Dette førte til et nytt løft i oljeprisen; 24.september var prisen 29,71 dollar per fat. Dette er den høyeste prisen oppnådd i 2002. Opec begrunnet sin beslutning med at det var nok olje i markedet og de høye oljeprisene ble begrunnet med frykt for krig i Irak. Ministrene i Opec mente krigspremien var på rundt 5 dollar fatet, og at det derfor ikke var et stramt oljemarked som drev prisen i været. Beslutningen førte til uttrykt vestlig bekymring for at den høye oljeprisen ville bidra til å hindre økonomisk vekst.

Terror-anslag mot en fransk tanker i Jemen og fortsatt kraftig amerikansk Irak-press var med på å sørge for en jevnt høy oljepris den neste måneden. Gjennomsnittlig oljepris var 28,68 dollar per fat fra Osaka-møtet og fram til 18.oktober.

Fra 18.oktober til 14.november falt oljeprisen jevnt fra 28,21 dollar per fat til 23,07 dollar per fat, altså hele 5,14 dollar på under fire uker. Økt irakisk oljeproduksjon gjorde oljemarkedet mindre stramt. Økt amerikansk vilje til å prøve å løse Irak-konflikten gjennom FN og irakisk imøtekommenhet ovenfor FN bidro til å redusere krigspremien i oljeprisen.

I november måned var gjennomsnittsprisen på 24,40 dollar per fat. Fra 14.november til 12. desember steg oljeprisen fra 23,07 dollar per fat til 26,86 dollar per fat. Lave oljelagre førte til et strammere oljemarked. Det samme gjorde generalstreiken i Venezuela, som praktisk talt førte til stans i utskipningen av olje fra landet.

FN-inspektørens tilbakekomst til Bagdad gav Irak-konflikten forsterket aktualitet. Parallelt med inspeksjonene og Iraks overlevering av en oversikt over landets våpenarsenal til FN, intensiverte USA sin militære oppbygning i Midt-Østen. Disse forhold bidro til økt krigspremie på oljeprisen.

Fra 12.desember til 31.desember steg oljeprisen videre fra 26,86 dollar pr. fat til 30,45 dollar pr. fat. Årets

høyeste pris ble notert 30. desember på hele 32,11 dollar pr. fat.

Bakgrunnen for den sterke prisøkningen i siste halvdel av desember var hovedsakelig redusert oljetilbud. På Opec-møtet i Wien 12. desember ble det vedtatt å øke den formelle produksjonskvoten fra 21,7 millioner fat per dag til 23 millioner fat per dag fra 1. januar 2003. Samtidig gjorde Opec-toppene det klart at det skulle bli slutt på overproduksjonen i forhold til kvoten. Overproduksjonen i november var anslått til 2,6 millioner fat. Dette ville innebære, ifølge Opecs egne tall, et reelt produksjonskutt på 1,3 millioner fat per dag fra november til januar.

Mest prisdrivende var trolig situasjonen i Venezuela. Det forelå ingen tegn til snarlig løsning på generalstreiken i landet. Effektene av bortfallet av praktisk talt all oljeeksport fra Venezuela begynte å gjøre seg gjeldende ved rekordlave oljelager i USA.

Oljemarkedet strammet seg ytterligere til som følge av økt etterspørsel forårsaket av kaldt vær, særlig i USA.

Parallelt med tilstramningen i oljemarkedet fortsatte de amerikanske troppeforflytningene til Midt-Østen. President George W. Bush uttalte i romjulen at "oppgjørets time" nærmet seg. Disse forhold bidro til at også krigspremien på oljeprisen gikk videre opp.

Prisutviklingen i 2003

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

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

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

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

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

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

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

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

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

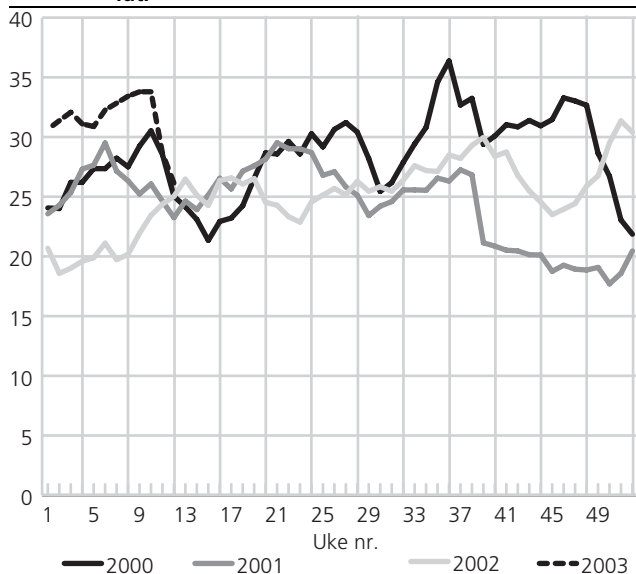
Gjennomsnittlig oljepris i februar var på 32,77 dollar per fat.

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

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

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

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



omfattende ødeleggelser på oljeanleggene verken i Irak eller nabolandene, var trolig årsaken til denne nedgangen. På en drøy uke ble oljeprisen redusert med nesten 9 dollar per fat.

Den 31. mars var oljeprisen oppe i 28,71 dollar per fat. Denne oppgangen kom som følge av frykt for at krigen skulle bli hardere enn antatt og dermed trekke ut i tid. Allerede uken etter snudde denne utviklingen, og den 7. april var oljeprisen nede i 24,55 dollar per fat. Da hadde amerikanske styrker inntatt Bagdad sentrum og britiske styrker kontrollerte store deler av Iraks nest største by, Basra. Man fryktet ikke lenger en langvarig krig. Noen dager senere hadde amerikanerne kontroll i Bagdad, og dermed var krigens utfall allerede avgjort. Olje- installasjonene i Irak og i nabolandet Kuwait var intakte, oljeproduksjonen i området ville derfor relativt fort komme i gang igjen.

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

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

Fra 8. mai til 21. mai har prisen økt fra 24,07 til 27,12 dollar per fat. Nye fall i de amerikanske oljelagrene har

ført til et strammere oljemarked. I tillegg har terrorangrep i Saudi- Arabia og Israel påført aktørene i oljemarkedet mer geopolitiske bekymringer.

Situasjonen i Irak vil sannsynligvis fortsette å være med å bestemme den videre oljeprisutviklingen. Gjennom det meste av 2002, og fram til krigen i mars-april, utgjorde Iraks konflikt med FN, og i særdeleshet USA, en oppside- risiko i oljeprisen. Nå, etter krigen, utgjør Irak i større grad en nedside- risiko i oljeprisen. Irak har verdens nest største oljereserver etter Saudi- Arabia. Etter at det nå er blitt enighet i FN om å fjerne sanksjonene mot Irak, skal USA og Storbritannia kontrollere landets oljeressurser inntil en representativ regjering er etablert. Det knytter seg stor usikkerhet til hvilken tilknytning det fremtidige Irak vil ha til Opec og til hvor omfattende Iraks oljeproduksjon blir under amerikansk kontroll.

4.2 Produksjonen av råolje på verdensbasis.

I følge aprilutgaven av International Energy Association (IEA) Monthly Oil Market Report var produksjonen av råolje på verdensbasis i 4. kvartal 2002 på 77,9 millioner fat per dag. Sammenlignet med tilsvarende periode i 2001 er dette en oppgang på 1,2 millioner fat per dag, eller 1,6 prosent.

Opec-landene økte sin produksjon fra 29,1 millioner fat per dag i 4. kvartal 2001 til 29,3 millioner fat per dag i 4. kvartal 2002. Denne økningen tilsvarer 0,7 prosent. Opecs største produsent er Saudi-Arabia som produserte 7,73 millioner fat per dag. Dagsproduksjonen i Opec var 28,9 millioner fat per dag i 3. kvartal 2002, mens den i 4. kvartal 2002 var økt til 29,30 millioner fat per dag. Det vil si at produksjonen økte med 0,4 millioner fat per dag.

I 4. kvartal 2002 var produksjonen i OECD-landene på 22,1 millioner fat per dag. Dette er 0,2 millioner fat per dag mindre enn i tilsvarende periode i 2001. Av OECD-landene er de tre største produsentene USA med 8,09 millioner fat per dag, Mexico som produserer 3,60 millioner fat per dag og Norge med 3,39 millioner fat daglig. Fra 3. kvartal 2002 til 4. kvartal 2002 har Norge ifølge IEA økt sin dagsproduksjon med 170 000 fat.

Landene utenfor OPEC og OECD økte sin produksjon med 1,3 millioner fat per dag fra 2001 til 2002. Dette representerer en økning på 5,6 prosent. Denne økningen fant hovedsakelig sted i det tidligere Sovjetunionen.

4.3 Etterspørsel etter råolje på verdensbasis.

Ifølge IEA var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 78,7 millioner fat per dag i 4. kvartal 2002. Dette er 1,4 million fat per dag mer enn i tilsvarende periode i 2001. Økningen finner hovedsakelig sted i Nord Amerika, Stillehavsområdet og Kina. For hele 2002 var etterspørselen etter råolje på verdensbasis 76,9 millio-

ner fat per dag. Det er 0,4 millioner fat per dag mer enn i 2001.

IEA anslår etterspørselen etter råolje i 1. kvartal 2003 til å bli 78,4 millioner fat per dag. For året 2003 i sin helhet anslås et forbruk på 78,0 millioner fat per dag.

5. Årsstatistikk 2001

Nedgang i verdiskapningen for olje og gass

Etter en markert stigning fra 1999 til 2000 har bearbeidingsverdien i olje- og gassutvinning gått ned fra 2000 til 2001. Bearbeidingsverdien i næringen sank med 6,9 prosent til 302,8 milliarder kroner. Innenfor næringene teknisk tjenesteyting og rørtransport var det en økning i verdiskapning fra 2000 til 2001.

Oljenæringene omfatter operatørenes og rettighetshavernes virksomhet knyttet til utvinning av råolje og naturgass (næring 11.10 etter SN 94) samt teknisk tjenesteytende virksomhet tilknyttet olje- og gassutvinning (11.20) og rørtransport (60.30).

Bearbeidingsverdien er et uttrykk for verdiskapningen som i hovedsak avgjøres av de tre faktorene produksjon, priser og vareinnsats. Mens vareinnsatsen økte med 10,3 milliarder og produksjonen av petroleumprodukt steg moderat, har det vært en nedgang i oljeprisen fra 2000 til 2001.

Mens det i næringen utvinning av råolje og naturgass var en nedgang, har både næringen teknisk tjenesteyting og rørtransport hatt en økning i verdiskapning fra 2000 til 2001. Bearbeidingsverdien i utvinning av råolje og naturgass sank med 22,3 milliarder eller 6,9 prosent fra 2000 til 2001. I teknisk tjenesteyting tilknyttet olje- og gassvirksomheten økte bearbeidingsverdien med 23,4 prosent til 7,9 milliarder kroner. Innenfor rørtransport har økning i verdiskapningen vært på 5,4 milliarder kroner eller 38,6 prosent, og utgjorde i 2001 19,5 milliarder kroner.

Nedgang i salgsverdien av olje og gass

Salgsverdien av råolje- og gassproduksjonen i 2001 er beregnet til 319,2 milliarder kroner. Dette er en nedgang i forhold til 2000 på 8,5 prosent. Lavere salgspris på olje bidro sterkt til fallet i salgsverdien. Mens gjennomsnittlig pris på Brent Blend i 2000 var 28,39 dollar per fat, falt gjennomsnittsprisen i 2001 til 24,44 dollar per fat.

Høyere samlet vareinnsats

Den samlede vareinnsatsen i oljenæringene steg med 47,1 prosent til 50,9 milliarder kroner i 2001. Oppgangen var på 16,3 milliarder kroner og skyldes økning i vareinnsatsen ved de produserende olje- og gassfeltene der vareinnsatsen beløp seg til 24,1 milliarder kroner. Dette var en vekst på 3,7 milliarder eller 18,4 prosent fra 2000 til 2001. Oppgang i vareforbruk, repara-

sjoner og tjenesteforbruk medvirket i stor grad til denne økningen. Vareinnsatsen i teknisk tjenesteytende næring økte med 6,2 milliarder til 15,7 milliarder, mens det innenfor rørtransport imidlertid gikk ned med 12 prosent fra 2000 til 2001.

Økning i sysselsettingen

I utvinningsnæringen var økningen i sysselsetting relativt lav med 1,3 prosent, og sysselsatte i 2001 var 14 467 personer. Antall sysselsatte i tjenester tilknyttet oljevirkosomheten var 9 786 og økte med 26,4 prosent sammenlignet med 2000. Mye av den store økningen kan forklares med at enkelte store foretak er flyttet til denne næringen fra 2000.

Lønnskostnader inkludert sosiale ytelser i næringen utvinning av olje og gass steg med 12,1 prosent til 13,4 milliarder kroner. Lønnskostnadene i næringen for teknisk tjenesteyting økte med 2,2 milliarder til 6,7 milliarder kroner fra 2000 til 2001.

6. Mer informasjon

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

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

Førstekonsulent Sunniva Areklett. Tlf: 21 09 47 70 e-post: swa@ssb.no/ .

1. Record low Exploration Activity in 2002

The investments for exploration activity in 2002 are now estimated at NOK 4.8 billion. The accrued investments in the 3rd quarter were NOK 0.8 billion. This is the lowest investment level in one single quarter since the 1st quarter 1989.

Compared with the investments for exploration activity in 2001, the estimate for 2002 is NOK 2.0 billion lower. This is a reduction of about 30 per cent. This is mainly because fewer wells were drilled in 2002.

Estimate for 2002: Record low exploration activity

The investments in oil and gas activity for 2002, including pipeline transportation, are now estimated at NOK 57.5 billion. This is a downward adjustment of NOK 1.2 billion from the previous quarter. Compared with the estimates for 2001, given in the 4th quarter of 2001, the estimates for 2002 are marginally upward adjusted.

The investments for exploration activity in 2002 are now estimated at NOK 4.8 billion. Compared with the investments for exploration activity in 2001, the estimate for 2002 is about 30 per cent lower.

If one compares the exploration investments in 2002 with investments from previous years, one finds that in current prices only two years have had lower investments. In 1995 the investments were NOK 4.6 billion, and in 1988 NOK 4.1 billion. The three years with the highest investments were 1997 with NOK 8.3 billion, 1991 with NOK 8.1 billion and 1985 with NOK 7.8 billion.

Concerning the investments for field development, these are estimated at NOK 18.0 billion. Compared with the investments in 2001, figures for 2002 are NOK 2.2 billion lower. The development of the fields Grane, Kvitebjørn and Kristin has the highest level of investments in 2002.

Investments for fields on stream are now estimated at NOK 29.8 billion. The estimate has been downward adjusted by NOK 0.9 billion from the previous quarter. Compared with the estimate for 2001, given in the 4th quarter 2001, the investments for 2002 are NOK 2.9 billion higher. The fields Troll, Ekofisk, Heidrun and Valhall have especially high investments in 2002.

The onshore activity is now estimated at NOK 3.8 billion, and the pipeline transportation systems at NOK 1.1 billion.

Estimate for 2003: NOK 60.9 billion

The total investments in 2003 are estimated at NOK 60.9 billion. This is an upward adjustment of NOK 5.7 billion from the previous quarter. The estimates for 2003 are, due to better data collection, closer to the final investments than what has been the case in previous years.

The investments for exploration activity are now estimated at NOK 5.6 billion. Compared with the corresponding estimate for 2002, the investments in 2003 are NOK 0.4 billion lower. The downward adjustments in the estimated investment for exploration activity might, if the tendency continues, affect the estimates in other investment categories.

Concerning field development and fields on stream the estimates are NOK 17.8 and 26.5 billion respectively. In 2003 the development investments will be highest on Kristin, Grane and Fram Vest, and on fields on stream Heidrun, Ekofisk and Troll.

Investments in the onshore activity are now estimated at NOK 9.2 billion. This is mainly due to Melkøya and the PDO-approval of Visund Gas-export.

2. Annual Statistics 2001

Value added declined

While there was a marked upswing in value added from 1999 to 2000, the value added declined from 2000 to 2001. The value added in extraction of oil and natural gas went down by 6.9 per cent, NOK 302.8. An increase in value added was recorded for both services related to the oil and gas industry and for pipeline transport.

The oil industries include operators' and licensees' activities related to the extraction of oil and gas (industry 11.10 in terms of SN 94) services related to the oil and gas industry (11.20) and pipeline transport of crude oil and natural gas (60.30).

The value added is determined by the three factors: production, prices and intermediate consumption. While value added increased by NOK 10.3 billion and the overall petroleum production also experienced a moderate rise, the oil price decreased from 2000 to 2001.

In the extraction of oil and natural gas the value added declined. As for both services related to the oil and gas industry and for the pipeline transport of crude oil and natural gas an increase in value added was recorded. Value added in the extraction of oil and natural gas decreased by NOK 22.3 billion or 6.9 per cent from 2000 to 2001. In services related to the oil and gas industry value added increased by 23,4 per cent to

NOK 7,9 billion. In pipeline transport of crude oil and natural gas the rise in value added came to NOK 5.4 billion or 38.6 per cent and was in 2001 NOK 19.5 billion.

Sales value went down

In 2001 the sales value of oil and gas production was calculated to NOK 319.2 billion. This was a fall of 8.5 per cent compared with 2000. Lower prices of crude oil contributed the most to the decrease in sales value. While average selling price of crude oil was \$ 28.39 dollars per barrel in 2000, the average price fell to \$ 24.44 dollar per barrel in 2001.

Increase in intermediate consumption

The intermediate consumption in the oil industries rose by 47,1 per cent to NOK 50,9 billion in 2001. The rise is NOK 16,3 billion and is mainly due to an increase in intermediate consumption in the producing oil and gas fields, which amounts to NOK 24.1 billion. This represents a rise of NOK 3.7 billion or 18.4 per cent from 2000 to 2001. The growth is mainly a result of an increase of the consumption of goods, repair operations and consumption of services. The intermediate consumption in the services related to the oil and gas industry increased by NOK 6,2 billion to NOK 15,7 billion, the pipeline transport went down 12 per cent.

Higher Employment

The increase in employment in extraction of oil and natural gas has been relatively low, 1.3 per cent, and came to 14 467 in 2001. The number of employees in services related to the oil and gas industry was 9 786, an increase of 26,4 per cent. A big part of this growth is due to some large companies that have come into the oil and gas industry since 2000.

While wage costs in extraction of oil and natural gas industries experienced a rise of 12.1 per cent, NOK 13.4 billion while wage costs in services related to the oil and gas industry increased by 2,2 billion to 6,7 billion from 2000 to 2001.

3. Further information

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

Mr. Ståle Mæland, tel +47 21 09 47 46
e-mail: stm@ssb.no/ .

Ms. Sunniva Areklett, tel +47 21 09 47 70
e-mail: swa@ssb.no/ .

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

	Ekofisk ⁵	Frigg ⁶	Statfjord ⁷	Murchison ⁸	Valhall ¹⁰	Heimdal
Produksjonsstart <i>On stream</i>	1971	1977	1979 ⁹	1980	1982	1985
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1968	1969	1974	1975	1975	1972
Operatør <i>Operator</i>	ConocoPhillips Norge	TotalFinaElf Exploration Norge AS	Statoil ASA Statoil ASA	CNR International (U.K.) Limited CNR International (U.K.) Limited	BP Norge AS BP Norway AS	Norsk Hydro Produksjon AS Norsk Hydro Produksjon AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . .	29 plattformer. 14 stål, 1 betongplat- tform skal fjernes innen 2013 29 platforms. 14 steel, 1 concrete platform are to be removed by 2013.	4 stål, 3 betong plattformer 4 steel, 3 concrete platforms.	3 betongplat- tformer 3 concreteplat- forms.	1 stålplattform 1 steelplatform.	4 stålplattformer + to ubemannede plattformer 4 steelplatforms + 2 unmanned plat- forms.	1 stålplattform + 1 stigerørs plattform 2 steelplatforms.
Transportløsning <i>Transport solution</i> . . .	Olje i rør til Tees- side. Gass i rør til Emden. Oilpipeline to Teesside. Gas pipe- line to Emden.	Gass i rør til St.Fergus. Gaspipeline to St. Fergus.	Olje i bøye- laster. Gass i rør til Emden Buoy for loading stabilised oil into tankers. Gas pipe- line to Emden.	Olje i rør via Brent til Sullom Voe. Gass til St. Fergus Oil pipeline via Brent to Sullom Voe. Gas to St. Fergus.	Olje i rør til Teeside via Ekofisk. Gass til Emden via Norppe. Oilpipeline to Tee- side via Ekofisk. Gas to Emden via Norppe.	Gass i rør til St.Fer- gus via Frigg og Vesterled. Gaspipeline to St. Fer- gus via Frigg and Vesterled.
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	70-75	100	145	156	70	120
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	600,1	-	561,4	14,2	166,9	7,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	19,0	-	14,4	0,4	4,4	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	236,9	115,9	58,4	0,4	30,3	41,8
Kondensat. Mill. Sm ³ . <i>Condensate Million Sm³</i>	-	0,5	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	187,1	-	34,5	1,1	92,0	0,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	3,7	-	3,9	0,1	1,7	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	69,6	1,3	12,0	0,1	15,2	0,2
Kondensat. Mill. Sm ³ . <i>Conden- sate Million Sm³</i>	-	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Produc- tion wells drilled</i> ²	373	44	217	-	98	12
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	97	11	78	-	42	7
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	115,00	-	-	-	-	20,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Invest- ments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	183,8	36,0	129,7	7,6	47,7	19,5

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Snorre ⁵	Sleipner Øst ^{6,7}	Brage	Draugen ⁸	Tordis ⁹	Statfjord Øst
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1992 ¹¹	1993	1993	1993	1994 ¹⁰	1994
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1979	1981	1980	1984	1994 ¹⁰	1994
Operatør <i>Operator</i>	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon AS	A/S Norske Shell	Statoil ASA	Statoil ASA
	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon AS	A/S Norske Shell	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Strekktagsplatt- form i stål med havbunnsinstal- lasjon, samt en halvt nedsenkbar plattform <i>Tension Leg Plat- form (TLP), steel and seafloor in- stallation. Semi- sub platform.</i>	Betong- platt- form, to havbunnsram- mer, flammestårn og en stigerør- plattform <i>Concrete plat- form, two sea- floor installation, flare stack and one steel plat- form (riser).</i>	Bunnfast platt- form i stål <i>SteelPlatform.</i>	Bunnfast be- tonginnret- ning(monosokkel] med integrert dekk <i>Concrete subsea system(mono- base) with inte- grated deck.</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion.</i>	Undervannsutby- gging <i>Subsea produc- tion.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje, gass i rør til Statfjord <i>Oil, gas in pipeline to Statfjord.</i>	Kondensat i rør til Kårstø. Gass i rør til Emden og Zee- brügge <i>Condensate piped to Kårstø. Gas piped to Em- den and to Zee- brügge.</i>	Olje i rør via Ose- berg til Sture. Gass via Statpipe. <i>Oil in Pipeline via Oseberg to Sture. Gas via Statpipe.</i>	Bøyelasting av olje. Gass i rør til Kårstø <i>Loading buoys for oil. Gas is piped to Kårstø.</i>	Rørledning til Gulfaks C <i>Pipeline to Gull- faks C.</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to . Statfjord C.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	300-350	82	140	251	200	150-190
Opprinnelige salgbar reserver ¹ <i>Initially re- coverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	232,0	-	45,4	134,5	54,5	35,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,2	11,3	0,7	1,7	1,5	1,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	8,8	58,0	2,0	6,0	4,4	2,6
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	25,2	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	127,8	-	4,1	46,6	18,4	8,7
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	3,0	5,8	0,1	1,1	0,7	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	4,3	84,9	0,1	5,5	1,6	0,6
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	10,0	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	58	24	52	19	19	13
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	19	12	22	7	6	7
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	30,00	-	14,26	47,88	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3,4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3,4}	67,3	36,1	17,5	27,0	9,5	7,7

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

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

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

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

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

	Statfjord Nord <i>Statfjord North</i>	Troll Vest(fase II) ⁵ <i>Troll Vest(fase II)⁵</i>	Heidrun <i>Heidrun</i>	Troll Øst(fase I) ⁵ <i>Troll Øst(fase I)⁵</i>	Gungne <i>Gungne</i>
Produksjonsstart <i>Onstream</i>	1995	1995	1995	1996	1996
Oppdaget <i>Yearofdiscovery</i>	1977	1983	1985	1979	1982
Operatør <i>Operator</i>	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon	Statoil ASA	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Undervannsutbygging <i>Subsea production.</i>	To flytende betong-plattform <i>Two floating concrete platform.</i>	Strekktagsplattform + havbunnsrammer i nordlige segment <i>Tension Leg platform + seabed installation in northern segment.</i>	Betong plattform <i>Concrete platform.</i>	Satellittfelt til Sleipner Øst. Undervannsutbygging. <i>Satellite to Sleipner East Subsea production.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Rørledning til Statfjord C <i>Pipeline to Statfjord C.</i>	Gassrørledning til Troll Øst og så til Zeebrugge via Zeepipe. Oljerør til Mongstad <i>Gas piped to Troll East and then to Zeebrugge via Zeepipe. Oil piped to Mongstad.</i>	Bøyelasting av olje. Assosiert gass i Haltenpipe til Tjelbergodden. Gass for eksport til Kårstø. <i>Loading byouos for oil. Associated Gas through Haltenpipe to Tjelbergodden. Gas for export to Kårstø.</i>	Gass i rør via Kollsnes til Zeebrugge, Emden og Dunkerque. Kondensat skipes til Mongstad <i>Gas piped via Kollsnes to Zeebrugge, Emden and Dunkerque. Condensate shipped to Mongstad.</i>	Rørledning til Sleipner Øst <i>Pipeline to Sleipner East.</i>
Vanddybde, meter <i>Waterdepth, metres</i>	250-290	300-340	350	330	83
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves¹</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	38,4	224,3	180,2	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	0,8	-	1,8	31,6	1,3
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	1,9	-	29,9	1 325,7	9,9
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	-	1,6	3,1
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves¹</i>					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	13,1	106,7	98,3	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes.</i>	0,4	-	1,7	31,6	0,6
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	0,5	-	25,4	1 188,8	9,9
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	-	-	-	1,0
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled²</i>	13	139	61	41	..
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	8	33	19	39	..
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	30,00	56,00	58,16	56,00	-
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK^{3 4}</i>	8,3	63,7	63,2	55,3	1,3

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

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

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

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

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

	Sleipner Vest ⁵	Vigdis	Njord	Norne	Gullfaks Sør ⁶	Varg
Produksjonsstart <i>On stream</i>					1998 og 2001	
	1996	1997	1997	1997	1998 and 2001	1998
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1974	1986	1986	1991	1978	1984
Operatør <i>Operator</i>	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Statoil ASA	Statoil ASA	Pertra AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Brønnhodeplatt- form i stål, ube- mannet behandlingsplatt- form <i>Steel wellhead platform, un- manned process- ing platform.</i>	Havbunnsinstal- lasjoner knyttet til Snorre <i>Subsea installa- tions connection to Snorre.</i>	Halvt nedsenkbar stålplattform <i>Semi-submersi- ble steel plat- form.</i>	Produksjons skip <i>Production ship.</i>	Havbunnsinstal- lasjon knyttet til Gullfaks. <i>Subsea connec- tion to Gullfaks.</i>	Produksjonsskip og brønnhode- plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Gass i rør til Em- den og Zee- brügge. Kondensat via Sleipner Øst til Kårstø <i>Gas piped to Em- den and Zee- brügge. Condensate via Sleipner East to Kårstø.</i>	Olje i rør til Gull- faks A <i>Oil piped to Gull- faks A.</i>	Lasting til tank- skip via lagerski- pet Njord B <i>Loading to tank- ers via stockship Njord B.</i>	Lasting til tank- skip. Gass til Ås- gard transport. <i>Loading to tank- ers. Gas to Ås- gard Transport.</i>	Olje i rør til Gull- faks A. Gass via Gullfaks og Stat- pipe til Kårstø. <i>Oil in pipeline to Gullfaks A. Gas via Gullfaks and Statpipe to Kårstø.</i>	Lasting til tank- skip. <i>Loading to tank- ers.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	280	330	380	135	84
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recov- erable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	39,7	23,9	87,4	35,5	6,1
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	8,1	-	-	1,4	4,0	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	104,2	3,2	-	13,7	32,1	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	28,1	-	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	-	17,4	9,6	40,4	22,6	0,6
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	5,8	-	-	1,3	3,8	-
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	84,9	3,2	-	11,8	29,1	-
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate. Million Sm³</i>	10,0	-	-	-	-	-
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	16	14	18	25	40	9
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	12	5	6	6	4	4
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	-	30,00	7,50	54,00	30,00	30,00
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	24,5	12,1	11,8	19,0	29,3	5,5

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

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

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

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

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

	Visund	Åsgard ⁵	Balder ⁶	Jotun ⁷	Sygna	Tambar
Produksjonsstart <i>On stream</i>		1999	1999	1999	2000	2001
	1999	1999	1999	1999	2000	2001
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1986	1981/1984/1985	1967	1994/1995	1996	1982
Operatør <i>Operator</i>			Esso Expl. & Prod. Norway AS	Esso Expl. & Prod. Norway AS	Statoil ASA	BP Norge AS
	Statoil ASA	Statoil ASA				
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Halvt nedsenkbar installasjon for oljefasen. <i>Semi-sub installation for oil phase.</i>	Produksjonsskip for oljefasen, flytende plattform for gassfasen. <i>Production ship for oil phase. Semi-submersible platform for gas phase.</i>	Produksjonsskip, havbunnsrammer på Ringhorne. <i>Production ship, subsea installation on Ringhorne.</i>	Produksjonsskip og brønnhode-plattform. <i>Production ship and wellhead platform.</i>	Havbunnsinstallasjon knyttet til Statfjord C. <i>Subsea connection to Statfjord C.</i>	Ubemannet brønnhode plattform knyttet til Ula. <i>Unmanned wellhead platform attached to Ula.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje i rør til Gullfaks A for lagring og utskipning. Gass i rør til Kolsnes (ikke ferdigstilt). <i>Oil in pipeline to Gullfaks A for storage and loading to tankers. Gas pipeline to Kolsnes (not finished).</i>	Gass i rør til Kårstø og videre til kontinentet. Olje lastes til skytteltanker. <i>Gas in pipeline to Kårstø and thereafter to continental Europe. Oil loaded to tankers.</i>	Lasting til tankerskip. På sikt skal gassen i rør mellom Jotun, Balder, Ringhorne og Statpipe. <i>Loading to tankers. In future the gas will be piped between Jotun, Balder, Ringhorne and Statpipe.</i>	Olje lastes til skytteltanker. Gass via Statpipe. <i>Oil loaded to tankers. Gas via Statpipe.</i>	Transport via Statfjord C. <i>Transport via Statfjord C.</i>	Oljen føres til Ula, og videre til Teeside via Ekofisk. Gassen injiseres i Ula. <i>Oil via Ula and Ekofisk to Teeside. The Gas is injected on Ula.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	335	240-300	125	126	..	68
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	38,4	67,9	60,3	29,3	11,0	7,0
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,7	32,9	-	-	-	0,2
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,3	191,9	2,9	0,7	-	2,3
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	47,1	-	-	-	-
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹						
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	30,5	39,6	48,0	13,2	6,0	4,8
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	6,7	31,4	-	-	-	0,1
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	50,3	180,2	2,9	0,1	-	2,3
Kondensat. Mill Sm ³ . <i>Condensate. Million Sm³</i>	-	43,3	-	-	1	..
					0	..
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	17	52	34	15		
Av dette i drift <i>Of which producing</i>	1	0	0	0	30,00	-
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	30,00	35,50	-	3,00	2,5	1,5
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	19,3	60,1	23,1	11,1		

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

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

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

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

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

	Glitne	Huldra	Vale	Tune	Sigyn
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2001	2001	2002	2002	2002
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1995	1982	1991	1995	1982
Operatør <i>Operator</i>	Statoil ASA	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Norsk Hydro Produksjon as	Esso Expl. & Prod. Norway AS
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i>	Produksjonsskip <i>Production Ship</i> .	Brønnhodeplattform styrt fra Veslefrikk. <i>Wellhead platform operated from Veslefrikk.</i>	Havbunninstallasjon knyttet til Heimdal. <i>Subsea connection to Heimdal.</i>	Havbunninstallasjon knyttet til Oseberg D. <i>Subsea connection to Oseberg D.</i>	Havbunninstallasjon knyttet til Sleipner A. <i>Subsea connection to Sleipner A.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje overføres til tankskip. Gass til drivstoff og reinjeksjon til Heimdal for prosessering, og videre til kontinentet eller Storbritannia. <i>Oil on tankers. Gas as fuel and for reinjection.</i>	Kondensat til Sture via Veslefrikk B. Riggass og videre til kontinentet eller Storbritannia. <i>Condensate to Sture via Veslefrikk B. Gas to Heimdal for processing and further transport to the Continent or to the UK.</i>	All transport via Heimdal. <i>All transport via Heimdal.</i>	Kondensatet transporteres til Sture gjennom OTS. Gassen injiseres på Osebergfeltet. <i>Condensate to Sture through OTS. The gas is reinjected on Oseberg.</i>	Gasseksport via Sleipner. Kondensat til Kårstø. <i>Gasexport via Sleipner. Condensate to Kårstø.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	110	125	70
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	5,9	5,0	2,6	6,1	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,1	-	0,1	1,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	12,9	2,2	22,9	5,1
Kondensat. Mill.Sm <i>Condensate. Million Sm</i>	-	-	-	-	3,0
Resterende reserver ¹ <i>Remaining reserves</i> ¹					
Olje. Mill.Sm <i>Oil. Million Sm</i>	3,0	3,7	2,5	6,0	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	-	0,1	-	0,1	1,5
Gass. Milliard Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	-	10,2	2,2	22,9	5,1
Kondensat. Mill.Sm <i>Condensate. Million Sm</i>	-	-	-	-	3,0
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production wells drilled</i> ²	2	..
Av dette i drift <i>Of which producing</i>
Petoro. Prosent <i>Petoro. Per cent</i>	-	31,96	-	40,00	-
Investeringer. Mrd. kroner ^{3 4} <i>Investments. Bill. NOK</i> ^{3 4}	1,2	6,9	1,6	4,7	3,2

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

² Pr. 31. november 2001. *As of 31 November 2001.* ³ Pr. 31. desember 2002. *As of 31 December 2002.* ⁴ Inkluderer også fremtidige forventede investeringer. *Includes expected future investments.*

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

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

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

	Fram	Mikkel	Grane	Skirne inkl. Byggve	Kvitebjørn	Kristin(Haltenbanken Vest)	Snøhvit ^{4 5}
Produksjonsstart <i>On stream</i>	2003	2003	2003	2004	2004	2005	2006
Oppdaget <i>Year of discovery</i>	1987	1991	1990/1991	1994	1997	1984
Operatør <i>Operator</i>	Norsk Hydro Produksjon as	Statoil ASA	Norsk Hydro Produksjon as	Totalfinaelf Ex- ploration Norge AS	Statoil ASA	Statoil ASA	Statoil ASA
Produksjonsutstyr <i>Production facilities</i> . . .	To havbunnsin- stallasjoner knyttet til Troll C. <i>Two Subsea connections to Troll C.</i>	To havbunnsin- stallasjoner knyttet til Ås- gard B. <i>Two Subsea connections to Åsgard B.</i>	Integrertt plat- form <i>Integrated plat- form.</i>	En brønnhode- plattform for hvert funn. <i>One wellhead platform for each discovery.</i>	Bunnfast inte- grertt plattform. <i>Integrated plat- form.</i>	Halvt nedsenk- bar flytende plattform + produksjonsan- legg under vann. <i>Semisubmersi- ble platform + subsea installa- tion.</i>	Havbunns in- stallasjon knyttet di- rette til Melkøya. <i>Subsea con- nection di- rectly to Melkøya.</i>
Transportløsning <i>Transport solution</i>	Olje til Mongs- tad, Gass til in- jeksjon og senere til Kol- snes. <i>Oil to Mongs- tad, Gas for in- jection and later through Åsgard to Kolsnes.</i>	Gass til Kårstø gjennom Ås- gard transport. Kondensat til Åsgard B for skipping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Con- densate to Ås- gard B for shipping.</i>	Olje via Grane Oljerør til Sture. Gass import fra Heimdal. <i>Oil via Grane oljerør to Sture. Gas import from Heimdal.</i>	Rørledning til Heimdal <i>Pipeline to He- imdal.</i>	Gass i rør til Kol- snes, kondensat og olje i rør til Mongstad. <i>Gas piped to Kolsnes, con- densate and oil piped to Mong- stad.</i>	Gass til Kårstø gjennom Ås- gard transport. Kondensat til Åsgard C for skipping. <i>Gas to Kårstø through Åsgard Transport. Con- densate to Ås- gard C for shipping.</i>	Gass direkte til land for nedkjøling til LNG og skip- ing. <i>Gas directly to shore for cooling to LNG and ship- ping.</i>
Vanndybde, meter <i>Water depth, metres</i>	220	127
Opprinnelige salgbare reserver ¹ <i>Initially recoverable reserves</i> ¹							
Olje. Mill. Sm <i>Oil. Million Sm</i>	16,1	-	120,0	1,7	-	-	-
NGL. Mill. tonn <i>NGL. Million tonnes</i>	0,1	4,2	-	-	0,5	8,5	5,1
Gass. Mrd Sm <i>Gas. Billion Sm</i>	3,7	19,8	-	6,7	51,8	34,9	151,0
Kondensat. Mill. Sm ³ <i>Condensate Mil- lion Sm³</i>	-	5,5	-	-	20,4	34,6	17,9
Borede produksjonsbrønner ² <i>Production- wells drilled</i> ²	3
Planlagt dagsproduksjon <i>Planned day- production</i>							
Olje. Fat per dag. <i>Oil. Barrels/day</i>	-	200 000	..	-	-	-
NGL. tonn <i>NGL. tonnes</i>	-	-
Gass. mill Sm <i>Gas. Million Sm</i>	-	..	20,7
Kondensat. Sm ³ <i>Condensate Sm³</i>	-	..	-	-	10 000
Petoro. Prosent <i>Petoro. Percent</i>	-	-	30,00	30,00	30,00	18,90	30,00
Antatte investeringer. Mrd. kroner ³ <i>Esti- mated investments. Bill. NOK</i> ³	7,4	2,5	14,4	2,1	9,5	17,1	41,4

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

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

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

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

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

¹ Gjelder utvinningstillatelse 018 dvs. feltene Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk og Embla. Tor er fordelt slik: Totalfinaelf - 48,2, ConocoPhillips - 30,66, Norsk Agip - 10,82, Norsk Hydro Produksjon - 5,81, Petoro - 3,69 og Statoil - 0,83. Cover the license 018 with the fields Cod, Edda, Eldfisk, Ekofisk, Vest-Ekofisk and Embla. Tor is divided between: Totalfinaelf - 48,2, ConocoPhillips - 30,66, Norsk Agip - 10,82, Norsk Hydro Produksjon - 5,81, Petoro - 3,69 og Statoil - 0,83. 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. ³ Inkludert Gullfaks Vest. Includes Gullfaks West. ⁴ Inkludert Oseberg Vest, Oseberg Øst og Oseberg Sør. Includes Oseberg West, Oseberg East and Oseberg South.

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

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

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

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

¹ Inkludert Snorre B. Includes Snorre B. ² Inkludert Loke. Includes Loke. ³ Inkludert Tordis Øst og Borg. Includes Tordis East and Borg.

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

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

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

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

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

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

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

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

¹ Inkluderer Rinfaks og Gullveig. Includes Rinfaks and Gullveig. ² Inkludert Ringhorne. Includes Ringhorne.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ¹	2003 ¹
I alt Total	48 583	47 878	62 494	79 216	69 096	53 589	57 144	57 471	60 877
Utvinning av råolje og naturgass i alt <i>Total extraction of crude petroleum and natural gas</i>	42 496	41 886	54 327	70 829	64 403	52 898	54 967	56 323	59 061
Leting <i>Exploration</i>	4 647	5 455	8 300	7 577	4 992	5 272	6 815	4 824	5 550
Feltutbygging <i>Field development</i>	26 961	25 342	35 286	45 145	35 191	22 799	20 168	17 980	17 791
Varer <i>Commodities</i>	12 726	15 551	21 684	26 312	21 716	13 051	11 278	9 933	8 624
Tjenester <i>Services</i>	11 919	7 117	8 427	9 953	8 575	5 258	2 678	4 354	4 740
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	2 316	2 674	5 176	8 881	4 900	4 490	6 213	3 693	4 427
Felt i drift <i>Fields on stream</i>	6 949	9 023	9 240	12 446	19 923	23 540	27 208	29 767	26 479
Varer <i>Commodities</i>	651	1 050	1 063	2 393	3 223	2 331	2 712	3 283	1 747
Tjenester <i>Services</i>	971	1 287	1 213	1 526	2 331	4 598	6 084	7 556	9 750
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	5 327	6 686	6 964	8 528	14 369	16 610	18 412	18 928	14 982
Landvirksomhet ² <i>Onshore activities</i> ²	3 940	2 065	1 501	5 661	4 297	1 287	776	3 751	9 241
Rørtransport <i>Transport via pipelines</i>	6 086	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 177	1 148	1 816

¹ Registrert 4. kvartal 2002. *Registered 4th quarter 2002.* ² Omfatter kontorer, baser og terminalanlegg på land. *Includes offices, bases and terminals onshore.*

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

5. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. 1992-2001. Million NOK

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

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

6. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass. Kvartal. 1981-2002. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration. Quarterly. 1981-2002. Million NOK

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1981	4 133
1982	5 519
1983	5 884	1 546
1984	7 491	1 231	2 002	1 906	2 352
1985	7 830	1 474	1 872	2 019	2 465
1986	6 654	1 801	1 742	1 716	1 395
1987	4 951	760	1 031	1 404	1 756
1988	4 151	1 055	879	952	1 266
1989	5 008	709	1 178	1 435	1 686
1990	5 137	1 015	1 289	1 285	1 548
1991	8 137	1 540	2 046	1 947	2 604
1992	7 680	1 840	2 065	1 732	2 042
1993	5 433	1 403	1 096	1 318	1 616
1994	5 011	1 671	1 277	1 015	1 047
1995	4 647	1 209	988	1 226	1 224
1996	5 456	1 275	1 082	1 389	1 710
1997	8 300	1 904	1 917	2 108	2 371
1998	7 577	2 248	1 605	1 912	1 811
1999	4 992	1 586	1 066	1 070	1 270
2000	5 272	1 047	1 066	1 257	1 902
2001	6 815	1 854	1 858	1 543	1 560
2002	...	1 808	865	836	...

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

7. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter kostnadsart. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by cost category. Q3 2000 - Q3 2002. Million NOK

	2000		2001				2002		
	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
Letekostnader i alt <i>Exploration costs, total</i>	1 257	1 902	1 854	1 858	1 543	1 560	1 808	865	836
Undersøkellesboring <i>Exploration drilling</i>	668	1 212	1 028	1 210	1 168	1 042	1 181	595	276
Borefartøyer <i>Drilling rigs</i>	261	389	312	737	601	412	258	356	70
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	220	354	204	724	564	312	273	381	70
Andre borekostnader <i>Other drilling costs</i>	41	36	108	14	37	100	-14	-25	-1
Transportkostnader <i>Transportation costs</i>	48	117	109	86	57	183	87	37	7
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	12	32	29	23	5	31	20	3	0
Båter <i>Vessels</i>	36	84	80	64	52	152	67	34	7
Varer <i>Commodities</i>	101	97	98	149	112	96	114	22	11
Føringsrør, brønnehoder, borekroner mv. <i>Liner, wellheads, drill bits etc.</i>	36	26	50	71	48	41	34	10	5
Sement <i>Cement</i>	6	5	10	2	10	9	11	2	2
Boreslam <i>Drilling mud</i>	31	16	9	33	29	9	27	1	6
Drivstoff <i>Fuel</i>	23	42	9	21	16	26	34	8	-3
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i> ..	4	2	20	22	7	10	9	2	1
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	2	7	0	1	2	2	0	-1	0
Tekniske tjenester <i>Technical services</i>	261	609	510	237	398	351	722	179	188
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	10	7	10	17	13	9	7	-3	1
Sementtjenester <i>Cement services</i>	6	8	7	11	7	11	10	14	5
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	9	5	11	19	19	11	6	5	1
Logging <i>Logging</i>	43	56	26	39	57	57	39	35	7
Testing <i>Testing</i>	-2	11	18	18	35	25	38	-2	3
Dykking <i>Diving</i>	5	3	13	16	9	12	20	10	-2
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	17	90	35	39	18	37	14	15	3
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	174	428	389	78	240	188	588	105	170
Generelle undersøkelser <i>General Exploration</i>	176	238	95	124	363	194	105	139	358
Geologi/geofysikk <i>Geology/geophysics</i>	80	71	71	79	89	113	69	84	49
Seismikk <i>Seismic</i>	90	153	11	24	257	57	13	42	290
Spesielle studier <i>Special studies</i>	7	14	13	21	17	25	22	13	19
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/field development</i>	212	276	282	376	53	192	58	44	115
Administrasjon og andre kostnader <i>Administration and other costs</i>	201	176	449	149	-40	132	465	87	87
Lisensadministrasjon <i>Licence administration</i>	52	36	47	50	-142	64	40	22	38
Annen administrasjon <i>Other administration</i>	123	104	71	61	78	50	61	42	40
Arealavgift <i>Area fee</i>	26	35	331	39	24	19	364	23	9

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

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

8. Påløpte investeringskostnader til leting etter olje og gass, etter geografisk område. 4. kvartal 2001 - 3. kvartal 2001. Mill.kr
Accrued investment costs for oil and gas exploration, by geographical area. Total of Q4 2001 - Q3 2001. Million NOK

	I alt Total	Sør for 62° South of 62°	Nord for 62° North of 62°		
			I alt Total	Norskehavet Norwegian Sea	Barentshavet Barents Sea
Letekostnader i alt Exploration costs, total	5 070	2 620	2 450	2 194	257
Undersøkelsesboring Exploration drilling	3 094	1 573	1 522	1 390	131
Generelle undersøkelser General exploration	795	312	483	395	87
Feltevaluering/feltutbygging Field evaluation/field development	410	222	188	176	12
Administrasjon og andre kostnader Administration and other costs	771	513	258	232	26

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

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

Investeringsår Investment year	Antatte investeringer året før investeringsåret. Estimates for investments made the year before the investment year			Antatte investeringer i investeringsåret. Estimates for the investments made in the year of inv.				Påløpte investering- skostnader Accrued investment costs
	Mai May	August August	November November	Februar February	Mai May	August August	November November	
				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	5 274
2001	2 967	5 422	5 520	5 319	6 265	7 018	7 281	6 815
2002	2 927	7 745	5 929	5 092	5 238	5 166	4 824	...
2003	5 644	6 713	5 550
				Prosent Per cent				
1985	66	89	89	74	96	111	114	100
1986	143	173	173	155	131	123	104	100
1987	158	122	125	94	79	102	100	100
1988	137	120	110	110	107	110	101	100
1989	82	98	90	74	88	82	102	100
1990	88	125	129	88	88	90	99	100
1991	50	74	93	72	97	111	105	100
1992	81	128	126	100	102	99	98	100
1993	130	165	141	101	104	112	118	100
1994	122	157	145	129	113	117	108	100
1995	131	126	116	95	119	126	112	100
1996	107	109	119	105	109	116	108	100
1997	69	87	94	91	92	117	101	100
1998	102	118	130	131	115	118	105	100
1999	192	177	147	104	107	101	104	100
2000	81	69	135	107	91	90	105	100
2001	44	80	81	78	92	103	107	100

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

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

År og kvartal Year and quarter	Antatte investeringskostnader i investeringskvartalet <i>Estimated investment costs registered during the quarter of investment</i>	Påløpte investeringskostnader <i>Accrued investment costs</i>
1991		
1. kv Q1	1 299	1 540
2. kv Q2	1 568	2 046
3. kv Q3	2 107	1 947
4. kv Q4	2 637	2 604
1992		
1. kv Q1	1 295	1 840
2. kv Q2	1 609	2 065
3. kv Q3	1 333	1 732
4. kv Q4	1 780	2 042
1993		
1. kv Q1	1 173	1 403
2. kv Q2	1 423	1 096
3. kv Q3	1 664	1 318
4. kv Q4	2 335	1 616
1994		
1. kv Q1	1 156	1 671
2. kv Q2	1 296	1 277
3. kv Q3	1 454	1 015
4. kv Q4	1 449	1 047
1995		
1. kv Q1	1 069	1 209
2. kv Q2	1 323	988
3. kv Q3	1 532	1 226
4. kv Q4	1 788	1 224
1996		
1. kv Q1	1 386	1 275
2. kv Q2	1 405	1 082
3. kv Q3	1 982	1 389
4. kv Q4	2 142	1 710
1997		
1. kv Q1	1 910	1 904
2. kv Q2	1 810	1 917
3. kv Q3	2 986	2 108
4. kv Q4	2 443	2 371
1998		
1. kv Q1	2 054	2 248
2. kv Q2	1 721	1 605
3. kv Q3	2 411	1 912
4. kv Q4	2 175	1 811
1999		
1. kv Q1	1 386	1 586
2. kv Q2	1 558	1 066
3. kv Q3	991	1 070
4. kv Q4	1 462	1 270
2000		
1. kv Q1	829	1 047
2. kv Q2	1 034	1 066
3. kv Q3	1 388	1 257
4. kv Q4	2 156	1 902
2001		
1. kv Q1	1 546	1 854
2. kv Q2	1 417	1 858
3. kv Q3	1 694	1 543
4. kv Q4	2 026	1 560
2002		
1. kv Q1	1 426	1 808
2. kv Q2	966	865
3. kv Q3	1 268	836
4. kv Q4	1 315	...

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

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

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1984	149 034	27 959	35 935	47 418	37 722
1985	140 778	34 393	35 265	39 763	31 257
1986	123 771	31 339	36 558	36 394	19 480
1987	109 812	17 421	34 883	29 584	27 984
1988	118 217	20 804	27 188	35 480	34 745
1989	85 105	15 644	22 945	23 215	23 791
1990	127 365	16 598	35 128	35 207	40 391
1991	170 628	35 516	48 832	41 778	44 502
1992	140 651	37 133	37 344	37 835	28 339
1993	77 400	15 523	16 723	21 972	23 182
1994	77 029	33 761	15 196	9 619	18 453
1995	109 750	19 854	22 809	34 424	32 663
1996	113 374	18 996	24 241	38 768	31 369
1997	156 415	34 147	40 284	38 539	43 445
1998	84 214	23 050	21 986	21 569	17 609
1999	63 608	14 450	15 959	23 060	10 139
2000	68 337	8 622	17 926	22 385	19 404
2001	93 486	23 323	16 837	19 276	34 050
2002	81 988	36 509	26 515	8 206	10 758

¹ Lete- og avgrensningshull. *Exploration and appraisal wells.*

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

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

14. Gjennomsnittlige rater for forsyningskip¹. Kvartal. 1989-2002. 1 000 GBP/dag
Average term fixture rates for supply vessels¹. Quarterly. 1989-2002. 1 000 GBP/day

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

¹ Timecharter-leie Timecharter. ² Inkludert i 2,200 - 3,100 DWT frem til 1996. Included in 2,200 -3,100 DWT before 1996. ³ Gruppen 12+ er for 2000 og 2001 er inkludert i 16+.

The group 12+ is included in 16+. Kilde: R.S. Platou Offshore a.s. Source: R.S. Platou Offshore a.s.

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

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

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

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

16. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging. Kvartal. 1982-2002. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development. Quarterly. 1982-2002. Million NOK

År Year	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
1982	7 877
1983	9 675
1984	14 497	2 361	3 961	3 926	4 249
1985	19 081	3 531	5 177	4 407	5 966
1986	21 832	4 538	5 512	5 595	6 186
1987	20 649	4 214	4 078	5 190	7 168
1988	19 684	3 405	5 047	4 788	6 445
1989	22 637	4 628	4 809	5 217	7 982
1990	19 511	4 919	4 891	4 535	5 166
1991	22 264	4 862	4 615	5 771	7 016
1992	28 863	6 431	6 172	7 882	8 379
1993	35 209	8 042	8 619	9 192	9 356
1994	28 584	6 807	8 726	6 616	6 435
1995	26 961	5 876	6 622	6 385	8 077
1996	25 242	5 581	6 710	6 071	6 881
1997	35 286	7 745	10 501	8 355	8 686
1998	45 145	9 029	12 025	11 895	12 197
1999	35 191	9 356	9 297	8 571	7 967
2000	22 799	5 943	5 999	5 195	5 662
2001	20 168	4 435	5 048	5 315	5 369
2002	...	3 909	4 621	4 421	...

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

17. Påløpte investeringskostnader til feltutbygging og felt i drift, etter kostnadsart. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Millioner kroner
Accrued investment costs for field development and fields on stream, by cost category. Q3 2000 - Q3 2002. Million NOK

	2000		2001				2002		
	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 alt <i>Field development, total</i>	5 195	5 662	4 435	5 048	5 315	5 369	3 909	4 621	4 421
Varer <i>Commodities</i>	2 550	3 233	2 326	2 961	2 641	3 350	2 482	2 733	2 356
Bærestrukturer <i>Platform structures</i>	341	341	304	339	345	285	379	729	878
Dekk <i>Decks</i>	222	298	405	478	422	916	604	649	402
Moduler <i>Modules</i>	1 419	1 815	1 047	1 506	1 303	1 528	1 051	893	697
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	34	81	94	137	9	136	86	123	109
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	526	677	467	480	578	487	359	317	269
Andre varer <i>Other commodities</i>	9	20	8	20	-15	-1	2	21	-
Tjenester <i>Services</i>	1 637	980	521	684	601	872	589	1 046	1 445
Prosjektering og prosjektjenester <i>Engineering consultancy</i> ..	264	76	59	54	28	126	80	297	206
Maritime tjenester ved land <i>Maritime services onshore</i>	0	4	3	4	2	92	63	38	-33
Oppkopling ved land <i>Hook up inshore</i>	3	24	12	83	63	141	14	78	226
Maritime tjenester til havs <i>Maritime services offshore</i>	140	94	70	80	30	7	20	165	253
Oppkopling til havs <i>Hook up offshore</i>	425	116	75	54	41	33	53	27	65
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	350	125	7	10	94	6	3	51	247
Helikopter og flytransport <i>Helicopter and airplane transport</i> ..	-	-	-	-	-	0	1	1	9
Båter <i>Vessels</i>	-	-	-	-	-	0	1	4	22
Forpleining <i>Catering</i>	0	24	-	-	-	1	2	3	6
Forsikringspremier <i>Insurances</i>	14	22	9	4	4	4	4	4	4
Andre tjenester <i>Other services</i>	143	157	54	53	5	18	9	26	59
Egne arbeider <i>Own work</i>	298	339	249	341	334	445	339	351	381
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147	839	842	621
Felt i drift i alt <i>Field on stream, total</i>	5 968	6 488	5 801	6 329	6 744	8 333	6 779	6 745	6 709
Varer <i>Commodities</i>	634	605	419	580	879	834	574	495	656
Moduler <i>Modules</i>	-	-	-	-	-	111	7	4	4
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rør <i>Pipes</i>	-	-	25	-	68	-48	41	16	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Subsea installations</i>	150	47	27	67	-	16	-	-	-
Andre varer <i>Other commodities</i>	484	558	367	513	811	755	526	475	652
Tjenester <i>Services</i>	1 058	1 440	1 111	1 583	1 458	1 932	1 352	1 597	1 697
Oppkopling, systemutprøving <i>Hook up offshore</i>	98	81	89	208	150	181	120	157	86
Legging av rør <i>Pipeline construction</i>	116	3	16	46	1	26	-	4	-
Maritime tjenester <i>Maritime services</i>	2	5	0	1	23	2	1	1	3
Transport <i>Transport</i>	61	51	-9	-26	40	64	49	47	62
Forpleining <i>Catering</i>	11	10	17	21	19	35	18	24	21
Andre tjenester <i>Other services</i>	591	1 096	792	1 212	1 049	1 431	981	1 134	1 346
Egne arbeider <i>Own work</i>	179	196	207	121	176	192	182	230	179
Produksjonsboring <i>Production drilling</i>	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567	4 853	4 654	4 355

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

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

Investeringsår <i>Investment year</i>	Antatte investeringer året før investeringsåret. <i>Estimates for investments made the year before the investment year</i>			Antatte investeringer i investeringsåret. <i>Estimates for the investments made in the year of inv.</i>			Påløpte 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>
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>							
1985	21 104	19 470	20 708	20 135	19 081
1986	20 328	25 621	26 930	26 682	24 110	23 999	22 069	21 832
1987	19 576	21 996	21 141	22 963	23 238	20 491	20 906	20 649
1988	19 238	20 704	23 300	22 953	23 157	21 875	20 589	19 684
1989	22 354	24 499	23 306	23 457	23 955	22 344	21 650	22 637
1990	21 641	23 317	22 107	21 007	20 941	21 721	19 617	19 511
1991	19 566	19 523	19 911	22 373	22 371	22 487	23 065	22 264
1992	23 352	23 833	25 723	26 830	28 757	28 993	28 257	28 863
1993	31 240	32 523	35 606	36 331	37 152	37 013	35 632	35 209
1994	25 335	25 076	28 830	26 229	27 987	29 230	28 735	28 584
1995	14 094	15 886	17 080	21 909	25 265	26 982	26 349	26 961
1996	17 087	22 018	20 854	22 899	25 005	28 773	26 077	25 342
1997	14 010	22 182	27 312	28 241	29 835	36 241	36 166	35 286
1998	21 243	30 603	33 991	35 852	38 509	40 309	42 782	45 145
1999	21 223	28 405	32 757	32 334	35 599	38 926	34 149	35 191
2000	22 238	20 439	21 286	23 223	22 744	22 421	22 486	22 799
2001	13 631	15 174	15 500	17 106	18 618	20 760	20 032	20 168
2002	10 541	13 173	14 319	17 306	17 781	17 977	17 980	...
2003	14 802	15 887	17 791
	Prosent <i>Percent</i>							
1985	111	102	109	106	100
1986	93	117	123	122	110	110	101	100
1987	95	107	102	111	113	99	101	100
1988	98	105	118	117	118	111	105	100
1989	99	108	103	104	106	99	96	100
1990	111	120	113	108	107	111	101	100
1991	88	88	89	100	100	101	104	100
1992	81	83	89	93	100	100	98	100
1993	89	92	101	103	106	105	101	100
1994	89	88	101	92	98	102	101	100
1995	52	59	63	81	94	100	98	100
1996	67	87	82	90	99	114	103	100
1997	40	63	77	80	85	103	102	100
1998	47	68	75	79	85	89	95	100
1999	60	81	93	92	101	111	97	100
2000	98	90	93	102	100	98	99	100
2001	68	75	77	85	92	103	99	100

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

19. Feltutbygging. Varekostnader påløpt i utlandet. 1985-2001.
Field development. Commodity costs accrued abroad. 1985-2001.

År <i>Year</i>	Totale varekostnader <i>Total commodity costs</i>		Påløpt i utlandet <i>Accrued abroad</i>	
	Millioner kroner <i>Million NOK</i>		Millioner kroner <i>Million NOK</i>	
				Prosent <i>Per cent</i>
1985	10 329	1 854		18,0
1986	12 338	2 599		21,1
1987	10 346	1 729		16,7
1988	8 056	1 157		14,4
1989	9 079	3 756		41,4
1990	12 564	2 328		18,5
1991	12 092	2 101		17,4
1992	14 670	2 178		14,8
1993	18 434	4 851		26,3
1994	15 822	3 630		22,9
1995	12 726	5 056		39,7
1996	15 550	4 957		31,9
1997	21 684	6 130		28,3
1998	26 312	7 445		28,3
1999	21 716	5 125		23,6
2000	13 051	2 083		16,0
2001	11 278	1 006		8,9

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

20.a. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging¹. 1997-2002. Mill.kr.
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2002. Million NOK.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
I alt Total	29 035	35 067	29 375	17 833	13 527	3 002	3 690	3 734
Byggekontrakter Contacts on construction	19 315	25 322	19 971	12 409	10 694	2 383	2 582	2 242
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	5 207	5 353	1 890	559	899	231	205	189
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	83	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	2 209	5 101	1 633	39	116	81	342	532
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	155	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	381	804	955	724	160	67	182	157
Dekk <i>Decks</i>	1 420	2 388	639	615	2 221	604	649	402
Moduler <i>Modules</i>	5 311	7 104	11 012	7 011	5 219	1 041	887	693
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	56	54	10	157	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	4 575	4 519	3 832	3 304	1 997	359	316	269
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment ..	2 369	990	1 745	642	583	98	151	114
Tjenester Services	7 352	8 754	7 659	4 782	2 250	521	957	1 379
Engineering <i>Engineering</i>	1 192	1 602	1 128	353	98	37	31	43
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	511	602	245	96	401	78	117	193
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	2 358	3 133	2 542	2 248	506	76	243	565
Andre tjenester <i>Other Services</i>	3 291	3 417	3 744	2 086	1 263	331	567	578

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

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

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

20.b. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, påløpt i utlandet¹. 1997-2002. Millioner kroner.
Commodity and service costs¹. Field development. Accrued abroad. 1997-2002. Million NOK.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
I alt Total	7 685	8 826	6 810	2 826	1 222	180	343	637
Byggekontrakter Contacts on construction	5 246	6 523	4 462	1 948	867	119	170	281
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	752	1 984	829	19	15	22	41	36
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	1 138	1 103	643	13	-	-	-	156
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	173	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	249	658	662	63	58	-	-	-
Dekk <i>Decks</i>	681	452	78	7	3	-	-	-
Moduler <i>Modules</i>	955	1 010	1 482	1 246	232	13	76	17
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i> ..	1 298	1 316	768	602	559	84	54	71
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment	884	921	663	134	139	43	80	103
Tjenester Services	1 555	1 382	1 685	743	216	18	92	253
Engineering <i>Engineering</i>	46	302	62	5	2	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	55	175	3	13	3	30	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	1 258	632	983	667	143	10	45	241
Andre tjenester <i>Other Services</i>	250	393	466	68	58	5	17	12

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

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

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

20.c. Vare- og tjenestekostnader til feltutbygging, andel påløpt i utlandet¹. 1997-2002. Prosent.
Commodity and service costs¹. Field development. 1997-2002. Per cent.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002		
						1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3
I alt Total	26,5	25,2	23,2	15,8	9,0	6,0	9,3	17,1
Byggekontrakter Contacts on construction	27,2	25,8	22,3	15,7	8,1	5,0	6,6	12,5
Bærestrukturer i stål <i>Platform structures, steel</i>	14,4	37,1	43,9	3,5	1,7	9,7	19,9	19,1
Bærestrukturer i betong <i>Platform structures, concrete</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Produksjonsskip/Lagerskip <i>Productionship/ship for storage</i>	51,5	21,6	39,4	32,6	-	-	-	29,3
Utrusting av skaft <i>Shaft equipment</i>	111,4	-	-	-	-	-	-	-
Riser <i>Riser</i>	65,6	81,9	69,2	8,7	36,3	-	-	-
Dekk <i>Decks</i>	47,9	18,9	12,2	1,1	0,2	-	-	-
Moduler <i>Modules</i>	18,0	14,2	13,5	17,8	4,4	1,2	8,5	2,5
Lastebøyer <i>Loading buoys</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Installasjoner for plassering på havbunnen <i>Sub sea installations</i>	28,4	29,1	20,0	18,2	28,0	23,3	17,1	26,6
Egne varekjøp i alt Operators own expenditure on equipment ..	37,3	93,0	38,0	20,9	23,8	43,8	53,3	90,8
Tjenester Services	21,2	15,8	22,0	15,5	9,6	3,5	9,6	18,4
Engineering <i>Engineering</i>	3,9	18,8	5,5	1,4	1,6	-	-	-
Oppkopling ved land <i>Hook up onshore</i>	-	9,1	71,2	3,6	3,2	4,2	26,1	-
Arbeider til havs <i>Services offshore</i>	53,4	20,2	38,7	29,7	28,3	12,9	18,5	42,7
Andre tjenester <i>Other Services</i>	7,6	11,5	12,4	3,3	4,6	1,6	3,0	2,1

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

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

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

21. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. 1992-2001. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. 1992-2001. Million NOK

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

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

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

22. Påløpte investeringskostnader til produksjonsboring, etter kostnadsart. Feltutbygging og felt i drift. 3. kvartal 2000 - 3. kvartal 2002. Mill.kr
Accrued investment costs for production drilling, by cost category. Field development and fields on stream. Q3 2000 - Q3 2002.
 Million NOK

	2000		2001				2002		
	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q 1	2.kv. Q 2	3.kv. Q3
Feltutbygging Field development									
Produksjonsboring i alt Production drilling, total	1 009	1 449	1 589	1 404	2 073	1 147	839	842	621
Borefartøyer Drilling rigs	426	713	682	451	913	507	375	281	128
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	399	601	579	456	665	416	350	327	84
Andre kostnader <i>Other costs</i>	27	112	103	-5	247	90	25	-45	44
Transportkostnader Transportation costs	9	98	162	140	148	208	80	54	55
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	14	15	22	32	3	12	12	10	7
Båter <i>Vessels</i>	-5	83	140	108	145	197	68	44	48
Varer Commodities	237	188	227	231	267	230	120	134	116
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	107	54	117	82	82	84	71	89	80
Sement <i>Cement</i>	7	13	17	20	18	14	5	3	3
Boreslam <i>Drilling mud</i>	39	48	53	39	61	51	30	18	17
Drivstoff <i>Fuel</i>	16	19	18	18	13	28	9	18	13
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	14	6	6	10	8	5	5	4	3
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	54	50	15	62	87	48	0	4	0
Tjenester Services	336	449	518	582	745	202	264	373	322
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	-	-	2	2	0	1	0	6	6
Sementtjenester <i>Cement services</i>	12	9	14	18	18	9	8	5	5
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	10	16	27	39	33	14	9	12	2
Logging <i>Logging</i>	41	-81	199	56	144	-84	49	40	51
Testing <i>Testing</i>	2	10	6	8	12	2	1	3	1
Dykking <i>Diving</i>	7	18	15	25	20	9	9	11	24
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	7	20	26	21	19	15	18	12	10
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	257	457	230	413	500	235	170	284	223
Felt i drift Fields on stream									
Produksjonsboring i alt Production drilling, total	4 276	4 442	4 271	4 166	4 408	5 567	4 853	4 654	4 355
Borefartøyer Drilling rigs	1 279	1 438	1 249	1 329	1 549	1 562	1 580	1 366	1 192
Leie av borefartøyer <i>Hire of drilling rigs</i>	1 044	1 084	916	1 313	1 228	1 534	1 213	1 256	1 128
Andre kostnader <i>Other costs</i>	235	354	333	17	322	28	367	110	64
Transportkostnader Transportation costs	227	323	244	267	288	407	346	332	303
Helikopter og fly <i>Helicopters and airplanes</i>	52	60	68	60	56	99	98	79	85
Båter <i>Vessels</i>	175	262	177	207	232	307	248	254	217
Varer Commodities	1 133	883	1 032	772	861	974	897	1 005	1 024
Foringsrør, brønnhoder, borekroner mv. <i>Lines, wellheads, drill bits etc.</i> ..	644	545	665	457	433	482	438	570	469
Sement <i>Cement</i>	109	-21	30	35	34	88	39	32	50
Boreslam <i>Drilling mud</i>	182	167	154	173	218	208	207	192	251
Drivstoff <i>Fuel</i>	56	63	41	50	32	48	38	37	37
Bruk av maskiner og utstyr <i>Use of machinery and equipment</i>	106	89	89	69	76	63	109	101	119
Mindre forbruksmateriell <i>Smaller equipment</i>	36	40	52	-12	68	85	65	72	71
Tjenester Services	1 637	1 798	1 746	1 798	1 710	2 625	2 030	1 950	1 837
Klargjøring og rydding <i>Clearing</i>	15	11	10	14	18	20	11	26	16
Sementtjenester <i>Cement services</i>	40	50	57	44	41	58	63	63	52
Boreslamtjenester <i>Drilling mud services</i>	89	72	59	63	56	54	72	76	68
Logging <i>Logging</i>	314	395	285	272	331	404	358	555	312
Testing <i>Testing</i>	21	27	9	30	16	13	26	20	41
Dykking <i>Diving</i>	36	41	29	35	22	57	46	34	49
Basekostnader <i>Costs of onshore bases</i>	99	94	46	66	64	111	98	120	80
Andre tekniske tjenester <i>Other technical services</i>	1 023	1 108	1 251	1 274	1 161	1 908	1 356	1 058	1 220

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

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

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

År / måned Year/month	I alt ² Total ²	Ekofisk ⁷ Ekofisk ⁷	Frigg ^{3,4,5} Frigg ^{3,4,5}	Statfjord ⁵ Statfjord ⁵	Murchison ⁵ Murchison ⁵	Valhall Valhall	Heimdal ³ Heimdal ³	Oseberg ⁶ Oseberg ⁶	Ula Ula
1971	301	301	-	-	-	-	-	-	-
1972	1 626	1 626	-	-	-	-	-	-	-
1973	1 577	1 577	-	-	-	-	-	-	-
1974	1 700	1 700	-	-	-	-	-	-	-
1975	9 241	9 241	-	-	-	-	-	-	-
1976	13 799	13 799	-	-	-	-	-	-	-
1977	13 544	13 544	-	-	-	-	-	-	-
1978	16 957	16 957	-	-	-	-	-	-	-
1979	18 819	18 604	-	215	-	-	-	-	-
1980	24 451	21 531	-	2 839	81	-	-	-	-
1981	23 450	16 273	-	6 575	602	-	-	-	-
1982	24 515	14 150	-	9 441	857	67	-	-	-
1983	30 482	13 031	-	15 803	880	769	-	-	-
1984	34 682	11 172	34	18 610	2 447	2 419	-	-	-
1985	38 342	10 419	74	23 872	1 458	2 401	-	-	-
1986	42 483	8 746	57	29 420	815	2 182	248	241	738
1987	49 316	7 515	45	30 100	298	3 009	398	676	3 725
1988	56 125	9 388	21	29 678	430	3 204	429	960	4 395
1989	74 528	10 775	23	29 146	409	3 442	371	11 492	4 371
1990	81 745	10 915	21	28 738	247	3 619	377	14 717	4 747
1991	94 181	10 754	35	29 646	320	3 241	361	17 814	5 781
1992	106 977	10 821	36	31 483	386	3 471	370	22 204	6 237
1993	114 184	11 388	22	28 498	247	3 048	378	24 196	6 237
1994	129 239	13 398	22	27 693	200	2 720	355	24 776	4 657
1995	139 358	15 676	82	23 076	159	3 011	366	24 556	3 214
1996	156 788	15 321	254	19 471	195	3 489	549	24 697	2 296
1997	156 215	15 691	99	17 487	224	4 034	324	23 004	1 924
1998	150 006	14 213	55	14 509	246	4 489	161	20 287	1 442
1999	148 728	13 877	10	11 231	234	4 595	104	16 341	1 254
2000	158 625	15 914	0	10 363	140	3 911	0	13 355	1 001
2001	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
2002	157 262	16 751	1	9 221	123	3 501	275	8 944	2 366
Januar - Des 2001 January - Des 2001	163 088	16 082	2	10 949	123	3 659	33	9 748	1 601
Januar - Des 2002 January - Des 2002	157 262	16 751	1	9 221	123	3 501	275	8 944	2 366
2001									
Jan. Jan.	14 471	1 432	-	977	10	347	-	909	91
Feb. Feb.	12 401	1 296	-	811	10	300	-	778	94
Mars March	13 862	1 430	0	929	10	312	-	847	113
April April	13 718	1 425	0	935	10	316	-	855	111
Mai May	12 993	1 437	0	945	10	326	-	834	66
Juni June	12 614	1 343	0	733	10	310	-	499	81
Juli July	14 473	1 428	-	970	10	316	0	781	142
Aug Aug.	12 992	693	0	983	10	186	3	809	80
Sep Sep	13 209	1 266	0	899	10	329	6	834	161
Okt Oct.	14 552	1 473	0	945	10	337	8	823	200
Nov Nov.	13 334	1 413	0	887	10	294	9	892	214
Des Dec	14 472	1 444	0	937	10	285	7	887	248
2002									
Jan. Jan.	13 559	1 400	0	830	10	281	14	827	229
Feb. Feb.	12 589	1 260	0	794	10	250	21	776	211
Mars March	12 432	1 329	0	885	10	262	27	587	199
April April	13 600	1 351	0	849	10	280	21	775	227
Mai May	13 656	1 334	0	888	10	270	21	815	215
Juni June	12 517	1 369	0	750	10	311	23	739	218
Juli(July)	14 009	1 475	0	807	10	330	26	745	217
August(Aug)	12 971	1 441	0	487	10	296	13	690	6
September(Sep)	11 474	1 475	0	693	10	334	25	759	223
Oktober Okt.	13 402	1 492	0	748	10	313	23	775	214
November Nov.	13 476	1 365	0	707	10	269	28	718	206
Desember Des	13 578	1 458	0	783	10	306	33	737	201
2003									
Jan. Jan.	13 348	1 460	0	818	10	300	38	779	203

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

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

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

År / måned Year/month	Gullfaks ²	Tommel- iten	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Balder	Snorre	Draugen
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	35	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	3 549	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	7 432	189	-	-	-	-	-	-	-
1989	13 772	727	-	-	-	-	-	-	-
1990	12 924	659	2 533	1 188	129	7	-	-	-
1991	17 642	472	2 930	2 682	1 309	138	111	-	-
1992	22 198	425	3 334	3 072	1 111	104	-	1 353	-
1993	25 432	384	3 315	3 169	750	55	-	6 036	105
1994	27 089	253	3 817	3 275	539	-	-	8 654	3 248
1995	24 757	191	3 781	2 953	457	-	-	9 783	5 898
1996	22 421	161	3 452	2 657	486	-	-	9 682	7 178
1997	21 202	122	2 867	2 124	403	-	-	8 933	8 884
1998	17 641	61	2 732	1 471	263	-	-	8 688	9 515
1999	17 063	-	1 581	1 342	107	-	595	8 019	10 318
2000	14 266	0	2 022	952	79	0	3 416	7 420	9 991
2001	12 660	0	1 629	952	316	0	3 305	8 651	10 196
2002	11 550	0	1 545	599	315	0	2 919	8 135	9 492
Januar - Des 2001 January - Des 2001	12 660	0	1 629	952	316	0	3 305	8 651	10 196
Januar - Des 2002 January - Des 2002	11 550	0	1 545	599	315	0	2 919	8 135	9 492
2001									
Jan. Jan.	1 133	-	171	78	24	-	256	747	942
Feb. Feb.	1 042	-	154	80	25	-	193	606	548
Mars March	1 088	-	142	100	28	-	209	607	929
April April	1 109	-	160	97	27	-	285	693	900
Mai May	862	-	159	95	32	-	295	671	475
Juni June	1 044	-	83	90	26	-	304	744	908
Juli July	1 052	-	62	91	25	-	253	847	936
Aug Aug.	894	-	146	39	15	-	288	831	932
Sep Sep	1 062	-	143	61	24	-	303	709	890
Okt Oct.	1 175	-	142	74	37	-	326	718	943
Nov Nov	967	-	137	75	27	-	294	690	849
Des Dec	1 234	-	131	70	27	-	299	788	945
2002									
Jan. Jan.	1 127	-	136	58	26	-	286	762	767
Feb. Feb.	1 006	-	113	57	23	-	187	595	795
Mars March	1 024	-	85	34	27	-	300	724	889
April April	1 014	-	129	62	27	-	254	650	865
Mai May	1 021	-	131	56	25	-	197	673	875
Juni June	993	-	119	48	27	-	259	750	856
Juli(july)	995	-	114	56	32	-	261	785	873
August(Aug)	915	-	115	47	18	-	256	780	822
September(Sep)	569	-	115	44	25	-	236	144	795
Oktober Okt.	913	-	115	46	33	-	235	580	791
November Nov	1 003	-	181	43	25	-	226	803	773
Desember Des	969	-	193	45	28	-	221	890	392
2003									
Jan. Jan.	946	-	197	64	26	-	208	733	596

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

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

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

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

År / måned Year/month	Brage Brage	Sleipner ² Sleipner ²	Tordis Tordis	Statfjord Øst Statfjord Øst	Statfjord Nord Statfjord Nord	Frøy Frøy	Heidrun Heidrun	Troll Vest Troll Vest	Yme Yme
1975	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	923	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	113	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	891	325	-	-	-	-	-	-	-
1994	4 544	2 710	1 382	502	-	-	-	-	-
1995	5 312	3 662	3 589	2 721	2 154	380	934	2 536	-
1996	5 452	4 252	3 862	2 842	2 823	1 651	11 034	11 533	1 057
1997	4 981	5 699	3 686	3 529	3 325	1 148	11 913	11 011	1 744
1998	4 711	5 392	3 474	3 596	2 574	577	10 350	11 277	1 710
1999	3 249	5 897	3 847	3 223	2 874	412	11 147	10 642	1 426
2000	2 256	4 992	3 447	2 589	3 388	222	9 303	9 579	1 173
2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
2002	1 831	4 566	4 008	1 819	1 831	-	9 162	9 437	-
Januar - des 2001 January - Des 2001	1 926	4 948	4 142	1 924	2 402	22	9 278	9 111	241
Januar - Des 2002 January - Des 2002	1 831	4 566	4 008	1 819	1 831	-	9 162	9 437	-
2001									
Jan. Jan.	199	440	363	170	253	11	757	809	60
Feb. Feb.	168	399	312	155	213	8	691	682	65
Mars March	174	430	368	169	239	3	733	744	88
April April	178	252	371	176	219	-	693	785	28
Mai May	187	454	117	176	213	-	731	781	-
Juni June	96	406	372	167	199	-	724	639	-
Juli July	156	438	385	168	197	-	673	915	-
Aug Aug.	169	437	335	159	181	-	859	682	-
Sep Sep	162	423	375	151	168	-	896	409	-
Okt Oct.	161	436	394	142	184	-	868	916	-
Nov Nov	145	426	346	140	148	-	822	867	-
Des Dec	132	407	406	152	186	-	830	879	-
2002									
Jan. Jan.	172	427	389	123	165	-	794	786	-
Feb. Feb.	161	413	377	133	169	-	709	791	-
Mars March	61	417	170	124	156	-	865	754	-
April April	176	415	336	170	181	-	773	857	-
Mai May	193	428	352	169	189	-	625	801	-
Juni June	161	403	311	240	72	-	603	469	-
Juli(July)	134	403	326	180	177	-	766	902	-
August(Aug)	162	380	342	43	36	-	757	864	-
September(Sep)	156	122	348	163	164	-	720	828	-
Oktober Okt.	152	365	357	165	168	-	827	830	-
November Nov	149	387	343	147	177	-	842	772	-
Desember Des	153	407	358	161	176	-	880	783	-
2003									
Jan. Jan.	138	435	358	162	180	-	830	805	-

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

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

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

År / måned Year/month	Vigdís	Togi	Gamma Nord	Njord	Norne	Varg	Visund
1975	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	1 120	26	92	224	353	-	-
1998	3 987	-	12	1 399	5 175	-	-
1999	4 339	-	-	3 465	6 441	1 394	527
2000	3 894	-	-	3 187	8 857	1 469	1 931
2001	3 280	0	0	2 368	9 960	1 029	2 191
2002	2 564	-	-	1 497	8 844	593	1 959
Januar - Des 2001 January - Des 2001	3 280	-	-	2 368	9 960	1 029	2 191
Januar - Des 2002 January - Des 2002	2 564	-	-	1 497	8 844	593	1 959
2001							
Jan. Jan.	367	-	-	295	754	109	164
Feb. Feb.	323	-	-	216	742	96	174
Mars March	308	-	-	211	878	109	172
April April	295	-	-	187	895	100	152
Mai May	285	-	-	189	907	72	167
Juni June	249	-	-	170	843	90	169
Juli July	287	-	-	213	822	85	286
Aug. Aug.	278	-	-	189	851	67	222
Sep. Sep.	250	-	-	176	625	66	188
Okt. Oct.	250	-	-	188	943	73	172
Nov. Nov.	208	-	-	165	815	66	110
Des. Dec.	180	-	-	169	885	96	215
2002							
Jan. Jan.	182	-	-	149	792	68	175
Feb. Feb.	187	-	-	123	746	53	170
Mars March	168	-	-	75	732	62	122
April April	198	-	-	127	852	61	162
Mai May	188	-	-	122	862	55	221
Juni June	209	-	-	129	729	58	158
Juli(July)	284	-	-	150	780	58	183
August(Aug)	284	-	-	141	767	31	233
September(Sep)	31	-	-	90	709	39	90
Oktober Okt.	208	-	-	131	654	38	90
November Nov.	324	-	-	133	630	38	179
Desember Des	302	-	-	128	593	32	176
2003							
Jan. Jan.	266	-	-	119	636	40	104

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

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

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

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

År / måned Year/month	Åsgard	Jotun	Troll C	Oseberg Øst	Oseberg Sør	Snorre B	Glitne
1975	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-	-	-
1977	-	-	-	-	-	-	-
1978	-	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-
1999	3 053	697	472	-	-	-	-
2000	6 842	6 090	6 577	-	-	-	-
2001	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
2002	10 843	2 199	9 390	2 599	3 679	2 908	1 796
Januar - Des 2001 <i>January - Des 2001</i>	8 599	4 658	8 064	3 270	3 686	1 428	654
Januar - Des 2002 <i>January - Des 2002</i>	10 843	2 199	9 390	2 599	3 679	2 908	1 796
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	806	551	631	285	330	-	-
Feb. <i>Feb.</i>	674	473	605	246	221	-	-
Mars <i>March</i>	807	508	689	273	215	-	-
April <i>April</i>	804	468	666	269	256	-	-
Mai <i>May</i>	736	443	734	311	281	-	-
Juni <i>June</i>	855	361	668	183	248	-	-
Juli <i>July</i>	970	383	678	272	337	295	-
Aug. <i>Aug.</i>	722	349	649	350	290	293	-
Sep. <i>Sep.</i>	536	307	698	267	380	285	147
Okt. <i>Oct.</i>	546	295	764	267	366	195	180
Nov. <i>Nov.</i>	511	261	536	275	381	200	155
Des. <i>Dec.</i>	633	258	746	272	382	160	171
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	704	236	776	137	364	195	173
Feb. <i>Feb.</i>	691	206	773	211	274	161	142
Mars <i>March</i>	826	211	437	254	277	175	162
April <i>April</i>	800	198	831	213	299	256	180
Mai <i>May</i>	906	190	846	226	314	264	170
Juni <i>June</i>	812	164	747	216	271	223	72
Juli(july)	1 057	164	777	231	313	242	153
August(Aug)	1 052	189	849	204	320	261	161
September(Sep)	651	168	859	170	308	285	127
Oktober <i>Okt.</i>	1 092	168	857	248	299	289	176
November <i>Nov.</i>	1 081	153	792	249	297	278	146
Desember <i>Des</i>	1 170	152	846	240	342	278	135
2003							
Jan. <i>Jan.</i>	852	172	932	201	344	251	145

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

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

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

24.a. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	I alt ¹	Ekofisk ⁴	Frigg ^{2,3}	Statfjord ³	Murchison ³	Valhall	Heimdal	Ula	Gullfaks ⁵
1977	3 139	2 185	954	-	-	-	-	-	-
1978	14 891	10 438	4 453	-	-	-	-	-	-
1979	21 581	13 267	8 312	2	-	-	-	-	-
1980	25 973	15 938	9 991	44	-	-	-	-	-
1981	26 162	14 760	11 312	86	-	4	-	-	-
1982	25 534	14 583	10 810	109	-	31	-	-	-
1983	25 831	13 690	11 797	234	22	88	-	-	-
1984	27 375	12 985	13 670	291	103	511	-	-	-
1985	26 699	11 659	13 723	1 086	81	441	-	-	-
1986	28 102	8 151	12 745	4 197	90	481	2 217	50	-
1987	29 868	8 471	12 105	4 494	48	539	3 641	345	225
1988	29 778	9 137	10 860	3 696	36	748	3 772	448	821
1989	30 745	9 248	10 618	3 567	38	858	3 492	440	1 338
1990	27 642	8 759	7 492	3 476	19	954	3 327	438	1 288
1991	27 425	8 848	6 795	3 531	23	727	3 340	559	1 649
1992	29 419	9 811	5 830	3 660	34	826	3 252	592	2 189
1993	28 867	9 068	4 568	3 617	21	715	3 451	609	2 471
1994	30 927	9 378	3 045	3 793	19	600	3 044	457	2 514
1995	31 449	10 120	1 598	3 627	17	709	3 252	331	2 249
1996	41 971	10 065	1 474	3 894	25	785	4 666	249	1 994
1997	46 726	9 056	959	3 662	18	877	2 842	218	1 780
1998	48 146	6 519	681	3 080	13	938	1 425	81	1 764
1999	51 582	4 579	290	2 784	9	1 027	906	49	1 294
2000	53 076	4 930	665	2 181	9	886	0	46	1 908
2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
2002	68 881	5 330	788	1 917	9	874	3 200	118	2 806
Januar - Des 2001 January - Des 2001	57 465	5 205	785	1 860	9	882	329	59	1 801
Januar - Des 2002 January - Des 2002	68 881	5 330	788	1 917	9	874	3 200	118	2 806
2001									
Jan. Jan.	5 756	422	69	149	1	82	-	5	147
Feb. Feb.	4 092	371	69	144	1	72	-	4	111
Mars March	4 458	423	84	160	1	75	-	5	103
April April	4 138	481	65	136	1	70	-	5	104
Mai May	4 199	465	69	201	1	76	-	3	98
Juni June	4 001	467	66	140	1	75	-	4	94
Juli July	4 854	510	1	145	1	76	0	5	83
Aug Aug.	4 568	248	69	162	1	47	19	3	102
Sep Sep	4 490	368	67	113	1	76	52	10	100
Okt Oct.	4 670	481	62	158	1	85	69	5	251
Nov Nov.	5 881	472	83	165	1	76	97	5	294
Des Dec	6 359	495	81	186	1	72	92	4	314
2002									
Jan. Jan.	6 614	486	85	138	1	69	194	4	365
Feb. Feb.	5 597	432	74	196	1	62	265	4	260
Mars March	5 198	424	83	199	1	64	329	18	247
April April	6 047	431	42	145	1	66	269	11	234
Mai May	5 815	444	58	192	1	66	279	12	243
Juni June	5 197	457	60	189	1	74	267	20	214
Juli(July)	5 558	467	52	161	1	87	295	7	264
August(Aug)	4 392	440	70	39	1	73	133	10	117
September(Sep)	4 248	458	38	190	1	85	261	13	238
Oktober Okt.	6 279	456	93	152	1	82	263	8	243
November Nov.	6 705	404	72	147	1	68	306	6	188
Desember Des	7 232	432	61	169	1	77	339	7	195
2003									
Januar Jan.	7 225	394	61	253	1	81	361	5	290

¹ Årstallene kan avvike noe fra summen av månedsoppgavene, som bygger på foreløpige tall fra Statistisk sentralbyrås månedlige produksjonsstatistikk og Oljedirektoratets månedlige produksjonsstatistikk. Annual figures may differ from the sum of the monthly figures which are based on preliminary figures from the monthly production statistics from Statistics Norway and the monthly production statistics from the Norwegian Petroleum Directorate. ² Inkluderer Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin og Lille-Frigg. Includes Nord-Øst Frigg, Øst-Frigg, Odin and Lille-Frigg. ³ Norsk andel. Norwegian share. ⁴ Inkluderer Embla. Includes Embla. ⁵ Inkluderer Gullfaks Vest. Includes Gullfaks Vest.

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

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

24.b. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Tommel- iten	Oseberg	Veslefrikk	Gyda	Hod	Mime	Snorre	Brage	Sleipner ¹
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	260	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	1 069	77	-	-	-	-	-	-	-
1990	1 375	107	210	169	20	7	-	-	-
1991	1 115	135	368	488	190	37	-	-	-
1992	1 318	236	427	556	185	28	106	-	-
1993	1 466	275	422	567	191	15	515	44	843
1994	1 130	288	514	559	132	-	722	279	4 011
1995	999	286	521	586	114	-	841	272	5 063
1996	785	304	478	677	116	-	691	359	7 673
1997	571	383	201	585	88	-	876	250	8 096
1998	381	315	341	537	55	-	1 087	314	8 464
1999	-	275	150	517	17	-	454	176	11 139
2000	-	1 702	288	322	11	-	493	190	11 761
2001	-	3 947	138	272	43	-	800	206	11 927
2002	-	3 339	149	154	51	-	688	149	13 518
Januar - Des 2001 <i>January - Des 2001</i>	-	3 947	138	272	43	-	800	206	11 927
Januar - Des 2002 <i>January - Des 2002</i>	-	3 339	149	154	51	-	688	149	13 518
2001									
Jan. <i>Jan.</i>	-	294	39	22	3	-	65	23	1 455
Feb. <i>Feb.</i>	-	295	21	20	3	-	57	18	874
Mars <i>March</i>	-	336	6	30	3	-	43	17	804
April <i>April</i>	-	330	7	29	3	-	61	20	536
Mai <i>May</i>	-	156	9	28	5	-	58	24	1 122
Juni <i>June</i>	-	50	4	26	4	-	54	12	779
Juli <i>July</i>	-	241	3	27	4	-	81	14	942
Aug. <i>Aug.</i>	-	349	22	12	2	-	90	17	951
Sep. <i>Sep.</i>	-	326	7	20	3	-	69	18	973
Okt. <i>Oct.</i>	-	395	7	20	5	-	63	16	959
Nov. <i>Nov.</i>	-	591	6	19	4	-	91	15	1 272
Des. <i>Dec.</i>	-	584	8	19	4	-	68	12	1 261
2002									
Jan. <i>Jan.</i>	-	364	10	15	4	-	72	15	1 392
Feb. <i>Feb.</i>	-	217	14	15	3	-	49	10	1 257
Mars <i>March</i>	-	188	15	8	3	-	59	3	1 292
April <i>April</i>	-	162	22	15	4	-	63	12	1 179
Mai <i>May</i>	-	304	13	13	4	-	59	14	1 084
Juni <i>June</i>	-	228	10	9	3	-	64	13	958
Juli <i>July</i>	-	236	5	13	5	-	59	9	1 099
August <i>Aug.</i>	-	209	9	9	3	-	36	10	1 048
September <i>Sep.</i>	-	236	11	9	5	-	17	12	381
Oktober <i>Oct.</i>	-	310	11	9	5	-	43	17	1 185
November <i>Nov.</i>	-	401	16	31	4	-	87	17	1 305
Desember <i>Des.</i>	-	484	14	9	6	-	80	17	1 337
2003									
Januar <i>Jan.</i>	-	698	18	12	5	-	44	16	1 366

¹ Inkluderer Loke. *Includes Loke.*

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

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

24.c. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Tordis	Statfjord Øst	Statfjord Nord	Frøy	Troll Vest	Troll Øst	Heidrun
1993	-	-	-	-	-	-	-
1994	145	-	-	-	-	-	-
1995	363	65	105	159	18	-	5
1996	382	225	337	345	192	5 434	105
1997	399	293	187	289	434	13 928	127
1998	385	258	174	164	490	19 593	122
1999	348	306	173	285	881	24 769	125
2000	283	428	151	355	1 124	23 574	117
2001	355	378	140	43	1 442	20 120	764
2002	368	228	146	-	1 768	23 947	563
Januar - Des 2001 <i>January - Des 2001</i>	355	378	140	43	1 442	20 120	764
Januar - Des 2002 <i>January - Des 2002</i>	368	228	146	-	1 768	23 947	563
2001							
Jan. <i>Jan.</i>	23	46	15	27	83	2 136	11
Feb. <i>Feb.</i>	14	39	12	16	88	1 207	62
Mars <i>March</i>	34	34	11	-	97	1 380	75
April <i>April</i>	35	35	11	-	128	1 244	68
Mai <i>May</i>	11	35	11	-	122	1 176	51
Juni <i>June</i>	30	34	11	-	70	1 208	86
Juli <i>July</i>	38	36	12	-	132	1 527	61
Aug <i>Aug.</i>	32	34	11	-	105	1 857	34
Sep <i>Sep</i>	36	36	12	-	100	1 880	86
Okt <i>Oct.</i>	35	17	11	-	157	1 653	61
Nov <i>Nov.</i>	30	17	11	-	190	2 197	91
Des <i>Dec</i>	37	17	11	-	170	2 657	78
2002							
Jan. <i>Jan.</i>	36	17	11	-	169	2 755	47
Feb. <i>Feb.</i>	36	18	12	-	151	1 984	43
Mars <i>March</i>	16	18	12	-	149	1 375	67
April <i>April</i>	31	18	12	-	166	2 451	62
Mai <i>May</i>	32	17	11	-	178	1 895	36
Juni <i>June</i>	28	11	14	-	68	1 914	36
Juli <i>July</i>	30	25	15	-	142	1 584	65
August <i>Aug.</i>	18	7	3	-	128	1 106	62
September <i>Sep.</i>	39	25	13	-	156	1 787	25
Oktober <i>Okt.</i>	35	25	14	-	164	2 086	36
November <i>Nov.</i>	34	23	15	-	136	2 354	32
Desember <i>Des</i>	35	25	15	-	161	2 655	51
2003							
Januar <i>Jan.</i>	34	26	15	-	173	2 729	43

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

24.d. Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm³
Natural gas production by field. Million Sm³

År / måned Year/month	Yme	Draugen	Vigdis	Jotun	Åsgard	Norne
1993	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-
1996	36	457	-	-	-	-
1997	85	547	67	-	-	-
1998	83	550	331	-	-	-
1999	63	639	361	-	-	-
2000	28	671	30	314	611	-
2001	-	629	-	199	4 110	1 021
2002	-	608	-	61	7 357	747
Januar - Des 2001 <i>January - Des 2001</i>	-	629	-	199	4 110	1 021
Januar - Des 2002 <i>January - Des 2002</i>	-	608	-	61	7 357	747
2001						
Jan. <i>Jan.</i>	-	71	-	27	539	-
Feb. <i>Feb.</i>	-	38	-	23	453	81
Mars <i>March</i>	-	50	-	23	547	117
April <i>April</i>	-	57	-	21	583	108
Mai <i>May</i>	-	31	-	18	351	77
Juni <i>June</i>	-	55	-	15	614	100
Juli <i>July</i>	-	56	-	16	732	109
Aug <i>Aug.</i>	-	61	-	14	290	38
Sep <i>Sep</i>	-	54	-	12	-	73
Okt <i>Oct.</i>	-	53	-	11	-	97
Nov <i>Nov.</i>	-	49	-	9	-	96
Des <i>Dec</i>	-	54	-	10	-	125
2002						
Jan. <i>Jan.</i>	-	48	-	0	297	21
Feb. <i>Feb.</i>	-	49	-	7	409	30
Mars <i>March</i>	-	53	-	7	525	42
April <i>April</i>	-	53	-	7	543	50
Mai <i>May</i>	-	97	-	6	686	72
Juni <i>June</i>	-	54	-	5	452	49
Juli <i>July</i>	-	55	-	5	796	82
August <i>Aug.</i>	-	52	-	6	735	69
September <i>Sep.</i>	-	25	-	5	204	13
Oktober <i>Okt.</i>	-	50	-	5	885	101
November <i>Nov.</i>	-	48	-	4	892	115
Desember <i>Des</i>	-	23	-	4	934	103
2003						
Januar <i>Jan.</i>	-	37	-	4	513	46

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

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

25. Eksport av norskprodusert råolje. Kvartal. 1981-2002
Exports of Norwegian produced crude oil. Quarterly. 1981-2002

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	1 000 tonn 1 000 tons					Millioner kroner Million NOK				
1981	20 453	5 143	5 494	4 890	4 926	31 047	7 631	8 673	7 385	7 359
1982	20 666	5 105	5 293	5 353	4 915	31 879	7 352	7 371	8 650	8 506
1983	25 623	5 780	6 759	6 495	6 590	40 653	9 141	10 484	10 410	10 619
1984	30 064	7 271	7 055	7 520	8 218	51 712	12 000	11 696	13 188	14 828
1985	32 602	7 518	7 459	8 747	8 879	56 077	14 061	13 177	14 408	14 431
1986	35 376	8 730	6 779	9 180	10 686	28 526	9 542	4 854	5 858	8 271
1987	41 747	10 062	10 536	9 845	11 304	37 097	9 032	9 370	9 087	9 608
1988	48 104	11 456	10 890	11 880	13 878	33 682	8 413	7 989	8 584	8 696
1989	65 134	15 559	16 059	17 267	16 249	59 368	12 992	15 648	15 413	15 315
1990	68 332	15 863	16 626	16 757	19 086	74 563	15 231	13 109	18 060	28 163
1991	81 777	19 646	20 747	19 794	21 590	79 992	19 283	19 550	19 719	21 439
1992	92 546	22 960	22 871	22 837	23 877	82 637	19 585	21 102	19 816	22 134
1993	99 582	23 164	25 127	23 953	27 337	89 429	21 808	23 423	21 549	22 649
1994	111 336	27 695	27 579	26 171	29 891	92 119	21 493	23 631	22 152	24 842
1995	121 860	29 184	28 883	29 898	33 895	98 009	23 849	24 400	22 911	26 850
1996	136 800	33 623	34 256	34 352	34 538	135 730	29 923	32 496	34 539	38 771
1997	137 549	34 306	35 164	33 479	34 600	136 112	35 060	32 867	34 206	33 979
1998	131 269	35 282	33 274	30 388	32 324	91 083	27 578	23 222	20 657	19 626
1999	128 506	31 044	31 062	31 487	34 913	133 678	19 775	27 247	37 491	49 166
2000	137 637	34 037	33 118	34 979	35 502	258 836	56 292	58 610	70 270	73 663
2001	141 980	35 443	32 752	35 955	37 831	234 698	60 663	61 407	62 424	50 203
2002	137 179	32 948	34 620	34 237	35 374	200 835	44 934	52 631	51 224	52 046

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

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

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

	Mengde Quantity					Verdi Value				
	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	I alt Total	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4
	Millioner Sm ³ Million Sm ³					Millioner kroner Million NOK				
1981	25 197	7 115	6 178	4 968	6 936	17 040	4 269	3 931	3 443	5 397
1982	24 457	7 580	5 930	4 361	6 586	21 593	6 262	4 975	4 203	6 153
1983	24 528	6 828	5 533	4 819	7 347	23 191	6 355	5 255	4 554	7 028
1984	26 240	7 887	6 547	4 684	7 122	26 617	7 548	6 336	4 874	7 859
1985	25 429	7 797	6 408	4 775	6 448	29 303	8 622	7 452	5 825	7 404
1986	25 653	7 437	5 107	5 810	7 300	24 551	8 076	5 199	5 483	5 793
1987	27 824	7 931	6 858	5 128	7 907	16 523	5 463	3 851	2 752	4 457
1988	27 776	7 826	6 790	5 810	7 350	14 832	4 671	3 796	2 824	3 541
1989	28 674	7 868	6 851	6 240	7 715	14 172	4 011	3 169	2 962	4 030
1990	25 380	7 635	5 356	5 406	6 982	13 977	4 202	3 150	2 984	3 642
1991	25 209	7 144	6 482	4 560	7 023	16 309	4 782	4 705	2 575	4 247
1992	25 721	7 112	6 007	6 048	6 553	14 499	4 108	3 383	3 375	3 633
1993	24 671	6 541	5 693	5 045	7 392	14 640	3 913	3 471	2 950	4 307
1994	27 172	7 524	6 449	5 138	8 061	14 321	4 131	3 500	2 604	4 086
1995	27 598	7 565	6 578	6 139	7 316	15 221	4 151	3 603	3 442	4 025
1996	37 825	8 964	8 165	9 329	11 366	20 959	4 669	4 221	5 462	6 607
1997	42 286	11 358	9 096	9 401	12 428	27 562	7 537	6 080	6 014	7 931
1998	42 665	11 748	10 049	8 808	12 061	27 220	7 866	6 725	5 331	7 299
1999	46 733	12 740	11 117	9 819	13 056	25 549	6 489	5 721	5 767	7 572
2000	48 521	14 581	10 267	8 881	14 792	47 789	11 874	8 430	10 345	17 140
2001	50 534	12 295	10 460	12 249	15 529	61 018	16 290	12 877	14 238	17 613
2002	63 072	15 863	15 771	13 146	18 292	70 984	19 807	17 669	14 033	19 475

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

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

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

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

	Årsgj.snitt Annual average	Råolje Crude Oil				Årsgj.snitt Annual average ³	Naturgass ¹ Natural Gas ¹				
		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4		1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4. kv. Q 4	
		Kr/tonn NOK/ton						Kroner/Sm ³ NOK/Sm			
1981	1 517	1 484	1 579	1 510	1 494	1	1	1	1	1	1
1982	1 545	1 440	1 392	1 616	1 730	1	1	1	1	1	1
1983	1 587	1 582	1 551	1 603	1 611	1	1	1	1	1	1
1984	1 717	1 650	1 658	1 754	1 804	1	1	1	1	1	1
1985	1 727	1 870	1 767	1 647	1 625	1	1	1	1	1	1
1986	805	1 093	716	638	774	1	1	1	1	1	1
1987	890	898	889	923	850	1	1	1	1	1	1
1988	704	734	734	723	627	1	1	1	0	0	0
1989	911	835	974	893	942	0	1	0	0	0	1
1990	1 075	960	788	1 078	1 476	1	1	1	1	1	1
1991	978	982	942	996	993	1	1	1	1	1	1
1992	893	853	923	868	927	1	1	1	1	1	1
1993	900	941	932	900	828	1	1	1	1	1	1
1994	828	776	857	846	831	1	1	1	1	1	1
1995	805	817	845	766	792	1	1	1	1	1	1
1996	992	889	949	1 004	1 124	1	1	1	1	1	1
1997	992	1 023	936	1 023	985	1	1	1	1	1	1
1998	692	782	698	680	607	1	1	1	1	1	1
1999	1 028	637	877	1 191	1 408	1	1	1	1	1	1
2000	1 877	1 654	1 770	2 009	2 075	1	1	1	1	1	1
2001	1 662	1 712	1 875	1 736	1 327	1	1	1	1	1	1
2002	1 463	1 364	1 520	1 496	1 471	1	1	1	1	1	1

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.*

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

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

28. Eksport av norskprodusert råolje fordelt på land. 1. kvartal 2001 - 4. kvartal 2002
Exports of Norwegian produced crude oil. By destination. Q1 2001 - Q4 2002

Land Country	2001							
	1.kv. Q1		2.kv. Q2		3.kv. Q3		4.kv. Q4	
	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK	1 000 tonn 1 000 tonnes	Millioner kroner Million NOK
I alt Total	35 443	60 663	32 752	61 407	35 955	62 424	37 831	50 203
Bahamas <i>Bahamas</i>	-	-	-	-	-	-	435	522
Belgia <i>Belgium</i>	524	893	1 045	1 947	353	619	1 041	1 425
Canada <i>Canada</i>	3 301	5 373	2 991	5 309	3 556	5 813	3 113	3 792
Danmark <i>Denmark</i>	765	1 311	170	308	469	791	372	500
Finland <i>Finland</i>	568	970	209	396	629	1 089	797	1 120
Frankrike <i>France</i>	3 793	6 460	2 931	5 537	4 360	7 519	3 364	4 639
Irland <i>Ireland</i>	988	1 685	740	1 403	648	1 202	548	798
Italia <i>Italy</i>	288	469	425	749	541	879	1 090	1 327
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	-	-	-	698	877
Kina <i>China</i>	884	1 358	803	1 433	5 721	10 140	5 190	7 065
Nederland <i>The Netherlands</i>	5 464	9 405	4 713	8 814	167	291	164	207
Portugal <i>Portugal</i>	78	143	308	570	-	-	57	73
Singapore <i>Singapore</i>	82	131	-	-	11 638	20 753	12 069	16 249
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	11 131	19 730	9 958	19 589	1 560	2 802	2 669	3 839
Sverige <i>Sweden</i>	2 203	3 772	2 242	4 174	-	-	373	457
Sør-Korea <i>South Korea</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	2 520	4 330	2 003	3 802	2 429	4 268	2 434	3 237
USA <i>USA</i>	2 854	4 632	4 214	7 377	3 886	6 259	3 418	4 077
	2002							
	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
I alt Total	32 948	44 934	34 620	52 631	34 237	51 225	35 374	52 046
Bahamas <i>Bahamas</i>	289	397	281	414	294	408	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	183	242	109	172	-	-	747	1 117
Canada <i>Canada</i>	2 526	3 221	2 317	3 278	3 099	4 429	2 869	4 071
Danmark <i>Denmark</i>	591	810	421	666	599	913	205	299
Finland <i>Finland</i>	388	497	669	1 030	418	635	443	660
Frankrike <i>France</i>	2 922	4 109	2 579	3 920	2 809	4 244	2 880	4 235
Irland <i>Ireland</i>	412	589	494	794	492	761	491	728
Italia <i>Italy</i>	871	1 139	873	1 253	1 304	1 876	2 109	3 027
Kina <i>China</i>	796	1 129	954	1 488	-	-	531	722
Nederland <i>The Netherlands</i>	4 154	5 767	4 774	7 303	5 133	7 806	5 101	7 732
Portugal <i>Portugal</i>	-	-	170	244	175	252	-	-
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	-	-	-	-	65	102
Spania <i>Spain</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Storbritannia og N.-Irland <i>United Kingdom</i>	12 263	16 674	12 021	18 374	11 477	17 136	11 640	17 189
Sverige <i>Sweden</i>	1 860	2 538	857	1 319	1 326	2 037	1 322	1 914
Sør-Korea <i>South Korea</i>	533	776	139	217	266	390	217	351
Taiwan <i>Taiwan</i>	-	-	278	474	-	-	-	-
Tyskland <i>Germany</i>	1 776	2 485	2 462	3 741	2 900	4 464	2 619	3 949
USA	3 383	4 562	5 222	7 944	3 945	5 874	4 137	5 949

Kilde: tenriksandel, Statistisk sentralbyrå. *Source: Foreign Trade, Statistics Norway.*Mer informasjon: <http://www.ssb.no/emner/09/05/muh/> . *More information: http://www.ssb.no/english/subjects/09/05/muh_en/* .

29. Eksport av norskprodusert naturgass¹ fordelt på land. 1. kvartal 2001-4. kvartal 2002
Exports of Norwegian produced natural gas¹ . By destination. Q1 2001-Q4 2002

Land Country	2001							
	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	12 295	16 290	10 460	12 877	12 249	14 238	15 529	17 613
Belgia <i>Belgium</i>	1 696	2 293	1 338	1 657	1 520	1 773	1 802	2 067
Frankrike <i>France</i>	2 595	3 509	2 776	3 439	2 955	3 445	3 328	3 816
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	-	1 164	1 335
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 046	1 414	818	1 013	821	957	1 065	1 222
Polen <i>Poland</i>	50	67	50	62	51	60	120	137
Spania <i>Spain</i>	618	836	623	772	628	732	629	721
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> ..	1 003	1 022	281	266	157	142	786	707
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	549	742	557	690	518	604	789	905
Tyskland <i>Germany</i>	4 738	6 406	4 017	4 977	5 598	6 526	5 846	6 704
	2002*							
	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	15 863	19 807	15 771	17 668	13 146	14 033	18 292	19 475
Belgia <i>Belgium</i>	1 512	1 900	1 327	1 493	1 335	1 428	1 943	2 079
Frankrike <i>France</i>	7 164	8 985	7 295	8 195	5 773	6 177	5 548	5 936
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	-	765	818
Nederland <i>The Netherlands</i>	1 026	1 283	837	943	734	785	1 280	1 370
Polen <i>Poland</i>	-	-	-	-	-	-	85	91
Spania <i>Spain</i>	733	916	598	673	524	561	853	913
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i> ..	279	269	220	198	195	175	570	513
Tsjekkia <i>Czech Republic</i>	293	367	239	269	210	224	853	913
Tyskland <i>Germany</i>	4 856	6 087	5 256	5 897	4 376	4 683	6 394	6 841

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

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

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

30. Skipninger av norskeid råolje fra norske lastebøyer og norske og britiske terminaler¹. 2000-2001
Shipments of Norwegian owned crude oil from Norwegian loading buoys and British terminals¹. 2000-2001

	2000		2001	
	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.....	137 687	257 969	142 486	232 374
Belgia <i>Belgium</i>	3 537	6 999	3 325	5 506
Danmark <i>Denmark</i>	2 283	4 415	1 796	2 947
Finland <i>Finland</i>	2 514	4 827	2 300	3 739
Frankrike <i>France</i>	19 743	37 927	19 580	32 309
Irland <i>Ireland</i>	2 875	5 548	2 924	5 087
Italia <i>Italy</i>	2 813	5 027	2 569	3 803
Nederland <i>The Netherlands</i>	22 777	43 379	22 522	37 702
Polen <i>Poland</i>	84	165	-	-
Portugal <i>Portugal</i>	763	1 518	769	1 308
Spania <i>Spain</i>	164	301	427	707
Storbritannia <i>Great Britain</i>	30 729	57 676	34 032	55 629
Sverige <i>Sweden</i>	9 009	16 870	8 792	14 733
Tyskland <i>Germany</i>	8 680	16 605	11 271	18 762
Japan <i>Japan</i>	134	219	-	-
Kina <i>China</i>	264	538	2 385	3 670
Sør Korea <i>South Korea</i>	960	1 762	373	457
Singapore <i>Singapore</i>	-	-	82	131
Bahamas <i>Bahamas</i>	140	293	435	522
Canada <i>Canada</i>	15 592	27 835	12 960	20 287
USA <i>USA</i>	14 626	26 065	15 626	24 501

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. Norwegian exporters are, however, selling the stabilized crude oil from the Teesside and Sullom Voe terminals in Great Britain to third countries. This is not shown in the external trade statistics. This table therefore provides statistics users with a better picture of the actual stabilized crude oil exports.

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

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

31. Skipninger¹ av norskprodusert NGL (Natural Gas Liquids)², etter mottakerland³. 4. kvartal 2000 - 4. kvartal 2002. 1 000 tonn
Shipments¹ of Norwegian produced NGL², by receiving country³. Q 4 2000 - Q 4 2002. 1 000 tonnes

	2000	2001				2002			
	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4	1.kv. Q1	2.kv. Q2	3.kv. Q3	4.kv. Q4
Skipninger i alt Total shipments.....	848	1 125	1 193	1 199	1 311	1 258	1 326	1 134	1 460
Norge <i>Norway</i>	148	226	230	253	211	246	276	269	269
Australia <i>Australia</i>	-	-	-	-	32	-	-	-	-
Belgia <i>Belgium</i>	63	100	104	67	8	83	75	66	42
Brasil <i>Brazil</i>	-	31	-	-	-	-	-	-	-
Chile <i>Chile</i>	-	-	20	-	-	-	-	-	-
Kina <i>China</i>	-	-	-	43	-	-	23	140	110
Columbia <i>Columbia</i>	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Ecuador <i>Ecuador</i>	-	-	16	-	-	-	-	-	-
Egypt <i>Egypt</i>	-	-	-	-	-	4	-	-	-
Finland <i>Finland</i>	16	1	27	47	-	-	19	7	-
Frankrike <i>France</i>	38	90	79	94	112	132	80	61	117
India <i>India</i>	-	-	-	7	5	-	-	7	-
Irland <i>Ireland</i>	-	1	-	-	2	-	-	-	1
Island <i>Iceland</i>	-	0	-	-	-	-	-	-	-
Italia <i>Italy</i>	-	-	-	-	-	3	-	-	18
Japan <i>Japan</i>	-	-	-	-	-	-	28	0	117
Malta <i>Malta</i>	-	-	-	-	-	30	-	-	6
Marokko <i>Marocco</i>	5	4	-	1	7	12	-	-	2
Mexico <i>Mexico</i>	118	50	-	104	81	-	64	47	32
Nederland <i>The Netherlands</i>	59	101	46	78	127	83	98	102	59
Nigeria <i>Nigeria</i>	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Polen <i>Poland</i>	41	8	-	5	25	-	-	-	29
Portugal <i>Portugal</i>	28	39	26	9	45	48	42	27	17
Puerto Rico <i>Puerto Rico</i>	-	-	-	-	-	-	3	-	-
Spania <i>Spain</i>	42	70	9	4	74	43	22	5	81
Storbritannia og Nord-Irland <i>United Kingdom</i>	34	43	126	79	85	53	48	50	86
Sverige <i>Sweden</i>	49	61	272	268	117	131	295	216	73
Sør Korea	-	-	-	-	-	-	20	-	-
Tunisia <i>Tunisia</i>	7	-	-	-	-	-	-	-	8
Tyrkia <i>Turkey</i>	152	173	96	17	177	238	185	13	153
Tyskland <i>Germany</i>	9	32	26	24	24	28	8	32	24
USA <i>USA</i>	32	93	101	66	114	90	33	53	76
Andre <i>Others</i>	7	-	13	32	64	33	5	38	139

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

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

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

32. Prisen på Brent Blend. Uke. 1993-2003. US dollar/fat
Brent Blend price. Weekly. 1993-200. USD/barrel

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

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

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

33. Priser på råolje etter felt. Kvartal. 1990 - 2002. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Quarterly. 1990- 2002. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spot- pris Spot price	
	Ekofisk ¹	Statfjord ³	Gullfaks ^{2,3}	Gullfaks C ³	Oseberg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	Brent Blend
1990															
1. kv. Q1...	20,30	20,35	20,17	.	20,35	19,85
2. kv. Q2...	16,64	16,52	16,25	.	16,44	15,90
3. kv. Q3...	26,60	23,47	23,27	.	23,42	26,05
4. kv. Q4...	34,37	34,30	34,08	.	34,27	32,64
1991															
1. kv. Q1...	22,27	22,42	22,05	.	22,30	21,13
2. kv. Q2...	19,25	19,15	18,45	.	18,75	18,85
3. kv. Q3...	19,97	19,93	19,35	.	19,60	20,10
4. kv. Q4...	21,30	21,30	20,97	.	21,18	20,68
1992															
1. kv. Q1...	18,27	18,28	17,85	.	18,10	17,93
2. kv. Q2...	19,93	19,76	19,45	.	19,33	19,92
3. kv. Q3...	20,37	20,33	20,12	.	20,27	20,13
4. kv. Q4...	19,65	19,65	19,48	.	19,64	19,26
1993															
1. kv. Q1...	18,37	18,32	18,07	.	18,28	18,16
2. kv. Q2...	18,51	18,53	18,26	.	18,38	18,33
3. kv. Q3...	16,92	16,89	16,58	16,72	16,73	16,53
4. kv. Q4...	15,45	15,52	15,38	15,45	15,45	15,28
1994															
1. kv. Q1...	13,97	14,02	13,93	13,97	14,03	13,90
2. kv. Q2...	15,85	15,82	15,77	15,80	15,80	15,79
3. kv. Q3...	16,83	16,76	16,72	16,77	16,78	16,81
4. kv. Q4...	16,65	16,67	16,63	16,65	16,63	16,54
1995															
1. kv. Q1...	16,80	16,82	16,80	16,82	16,80	16,82	.	16,82	16,71
2. kv. Q2...	18,30	18,33	18,28	18,32	18,33	18,33	18,08	18,32	18,08
3. kv. Q3...	16,42	16,42	16,52	16,38	16,35	16,42	16,18	16,38	16,17
4. kv. Q4...	17,00	17,05	16,90	17,05	17,00	17,05	16,85	17,05	16,94
1996															
1. kv. Q1...	18,95	19,13	18,76	19,13	19,05	19,04	18,87	19,10	19,03	18,56
2. kv. Q2...	19,97	20,01	19,40	20,01	19,90	19,92	19,99	19,98	19,73	19,48
3. kv. Q3...	21,27	21,28	21,18	21,30	21,20	21,19	21,26	21,27	21,15	20,82
4. kv. Q4...	23,10	23,88	23,85	23,93	23,90	23,79	23,96	23,90	23,88	23,57
1997															
1. kv. Q1...	21,42	21,57	21,32	21,60	21,45	21,57	21,50	21,60	21,48	21,15
2. kv. Q2...	18,13	18,20	17,87	18,12	18,05	18,20	18,18	18,12	18,00	18,13
3. kv. Q3...	18,75	18,78	18,55	18,78	18,70	18,78	18,85	18,78	18,68	18,59
4. kv. Q4...	18,85	18,92	18,75	18,92	18,90	18,92	18,95	18,92	18,95	18,56
1998															
1. kv. Q1...	14,15	14,25	14,02	14,22	14,17	14,25	14,25	14,22	14,23	14,02
2. kv. Q2...	13,12	13,25	12,95	13,18	13,08	13,25	13,13	13,18	13,13	13,26
3. kv. Q3...	12,47	12,33	12,03	12,35	12,40	12,33	12,32	12,35	12,37	12,56
4. kv. Q4...	11,20	11,07	10,95	11,03	11,23	11,07	10,85	11,03	11,23	11,02
1999															
1. kv. Q1...	11,32	11,42	11,15	11,37	11,53	11,42	11,20	11,37	11,45	11,41
2. kv. Q2...	15,33	15,30	14,93	15,32	15,38	15,30	15,18	15,32	15,30	15,43
3. kv. Q3...	20,58	20,60	20,17	20,45	20,65	20,60	20,42	20,45	20,60	20,57
4. kv. Q4...	24,12	24,12	23,77	24,10	24,27	24,12	24,00	24,10	24,10	24,13
2000															
1. kv. Q1...	27,25	27,35	26,77	27,25	27,30	27,35	27,20	27,25	26,82	26,65	27,57	.	.	.	26,80
2. kv. Q2...	26,97	27,07	26,50	26,82	27,03	27,07	27,00	26,82	26,65	26,47	27,68	25,90	26,58	27,15	26,68
3. kv. Q3...	29,80	30,27	29,98	30,17	29,82	30,27	30,05	30,17	29,50	29,45	29,78	28,78	29,77	30,38	30,44
4. kv. Q4...	29,48	30,05	29,55	29,70	29,85	30,03	29,98	29,70	29,43	29,43	30,67	28,80	29,70	30,32	29,61
2001															
1. kv. Q1...	25,85	26,28	25,77	26,06	26,02	26,17	26,34	26,00	25,08	25,66	26,75	24,88	25,79	26,62	25,76
2. kv. Q2...	27,33	27,40	26,96	27,14	27,38	27,29	27,54	27,08	26,32	27,07	28,17	25,35	27,26	27,85	27,25
3. kv. Q3...	25,08	25,23	24,82	25,17	25,10	25,12	24,89	25,11	24,57	24,79	25,77	23,35	24,72	25,60	25,23
4. kv. Q3...	19,23	19,45	19,32	19,42	19,40	19,34	19,25	19,36	18,75	18,96	19,77	17,65	19,04	19,78	19,52
2002															
1. kv. Q1...	20,88	20,73	20,77	20,75	21,10	20,73	20,58	20,75	20,52	20,50	21,22	19,43	20,33	20,83	21,54
2. kv. Q2...	24,58	24,47	24,33	24,52	24,67	24,47	24,35	24,52	24,33	24,52	24,52	22,93	...	24,62	25,02
3. kv. Q3...	27,03	27,03	26,80	26,98	27,07	27,03	26,72	26,98	26,70	26,77	26,77	25,75	...	26,93	26,97
4. kv. Q3...	26,82	26,78	26,58	26,75	26,97	26,78	26,38	26,75	26,65	26,68	27,12	25,52	...	26,83	26,82

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 leveret Tetney. *FOB Mongstad/free delivery Tetney.*

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

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

34. Priser på råolje etter felt. Måned. 1995 - 2002. US dollar/fat
Crude oil prices by field. Monthly. 1995 - 2002. USD/barrel

År og kvartal Year and quarter	Normpriser Norm prices													Spot- pris Spot price	
	Eko- fisk ¹	Stat- fjord ³	Gull- faks ^{2,3}	Gullfaks- C ³	Ose- berg ⁴	Snorre ³	Draugen ³	Tordis ³	Troll ⁵	Norne ⁶	Njord ⁶	Heidrun ⁷	Jotun ⁶	Åsgard ⁶	Blend Brent Blend
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	16,03
September <i>September</i>	16,80	16,80	16,70	16,80	16,75	16,80	16,60	16,80	16,55
Oktober <i>October</i>	16,45	16,50	16,40	16,50	16,45	16,50	16,30	16,50	16,05
November <i>November</i>	16,80	16,80	16,65	16,80	16,75	16,80	16,65	16,80	16,74
Desember <i>December</i>	17,75	17,85	17,65	17,85	17,80	17,85	17,60	17,85	17,82
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>	22,40	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
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

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

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

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.*

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

35. Fraktindekser¹ for råolje etter skipsstørrelse. 1976 - 2003
Shipping freight indices¹ for crude carriers by size. 1976 - 2003

År og måned Year and month	150000 dwt. og over for råolje Very large/ ultra large crude carriers	70 000 - 149 999 dwt. for råolje Medium sized crude carriers	35 000 - 69 999 dwt. for råolje Small crude/ product carriers	Opptil 34 999 dwt. for råolje Handy size/ dirty	Opptil alle størrelser for raffinert Handy size/ clean
1976	29
1977	25
1978	29
1979	47
1980	37
1981	28
1982	26
1983	29
1984	35
1985	32
1986	33
1987	42
1988	41	76	110	153	156
1989	57	113	159	231	224
1990	63	110	160	224	249
1991	68	109	147	206	203
1992	43	77	117	169	164
1993	45	93	130	171	176
1994	41	94	137	184	200
1995	53	102	146	185	213
1996	56	100	137	186	188
1997	67	111	166	186	199
1998	63	96	129	156	163
1999	48	85	119	166	158
2000	98	153	207	208	219
2001	74	139	189	240	256
2002	48	98	133	171	166
2001					
Januar January	152	217	346	277	371
Februar February	117	206	231	323	400
Mars March	87	158	239	295	348
April April	94	171	272	299	264
Mai May	81	160	191	296	263
Juni June	48	106	168	221	258
Juli July	52	114	130	224	214
August August	52	114	130	224	214
September September	51	111	148	204	208
Oktober October	74	111	154	210	187
November November	44	98	136	163	192
Desember December	39	94	128	141	149
2002					
Januar January	39	94	128	141	149
Februar February	40	87	126	165	148
Mars March	39	86	116	159	150
April April	36	91	117	164	149
Mai May	36	105	144	194	179
Juni June	50	90	159	204	177
Juli July	40	97	130	201	158
August August	45	83	132	167	171
September September	36	84	110	158	178
Oktober October	41	83	118	153	155
November November	73	108	138	154	174
Desember December	103	172	176	193	208
2003					
Januar January	99	162	166	266	231

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

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

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

36. Verdens tilbud og etterspørsel etter olje. Millioner fat per dag. 1999-2003
World oil supply and demand. Million barrels per day. 1999-2003

	1999	2000	2001	2002	2003*	2001				2002				2003*					
						1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4.kv. Q 4	1. kv. Q 1	2. kv. Q 2	3. kv. Q 3	4.kv. Q 4	1. kv.* Q 1*	2. kv.* Q 2*	3. kv.* Q 3*	4.kv.* Q 4*		
Samlet etterspørsel¹																			
Total demand¹	75,4	76,2	r76,5	76,9	78,0	77,3	75,5	r76,1	r77,0	r76,6	75,4	r76,7	r78,7	78,4	76,4	77,8	79,4		
OECD OECD	47,7	47,7	47,7	47,6	48,2	48,8	r46,5	47,5	r48,0	r48,0	46,1	r47,3	48,8	49,1	46,8	47,8	49,0		
Nord-Amerika <i>North America</i>	23,8	24,0	23,9	23,9	24,4	24,2	23,7	23,9	23,6	23,7	23,8	24,1	24,2	24,4	24,1	24,5	24,5		
Europa <i>Europe</i>	15,2	15,1	r15,3	15,2	15,1	15,2	14,8	15,5	r15,6	15,2	14,6	r15,2	r15,4	15,1	14,7	15,2	15,5		
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	8,7	8,6	8,6	8,4	8,7	9,4	8,0	8,0	8,8	9,1	7,7	8,1	r9,3	9,6	8,0	8,1	9,1		
Ikke OECD Non OECD	27,8	28,5	28,8	29,3	29,8	28,5	29,1	r28,6	r29,1	r28,7	29,3	r29,3	r29,9	29,3	29,6	30,0	30,3		
Tidligere Sovjet ²																			
Former USSR ²	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,6	3,6	3,8	3,7	3,7	3,7	4,0	3,7	3,7	3,8	4,0		
Europa <i>Europe</i>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7		
Kina ³ <i>China</i>	4,5	4,8	4,9	5,2	5,3	4,7	5,2	4,7	5,0	4,9	5,2	r5,1	r5,4	5,3	5,3	5,3	5,5		
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	7,2	7,3	7,4	7,5	7,6	7,4	7,3	7,3	7,5	7,4	7,4	7,4	7,6	7,6	7,6	7,5	7,8		
Latin Amerika <i>Latin America</i>	4,9	4,9	4,8	4,7	4,7	4,7	4,9	4,9	4,8	4,7	4,7	4,8	4,7	4,6	4,7	4,8	4,7		
Midt-Østen <i>Middle East</i>	4,5	4,7	4,8	5,0	5,1	4,6	4,9	5,1	4,8	4,8	5,0	5,2	4,9	4,9	5,1	5,3	5,1		
Afrika <i>Africa</i>	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,5	2,6		
Samlet tilbud⁴																			
Total supply⁴	r74,3	r76,7	r76,8	76,6	...	r77,5	r75,9	r77,0	r76,7	r76,1	r75,8	76,7	77,9	79,0		
Sum ikke-OPEC																			
Total non-OPEC	44,9	r46,0	46,7	48,0	49,4	r46,3	46,1	r46,7	r47,5	47,8	r48,1	47,7	48,5	49,0	49,0	49,5	50,1		
OECD OECD	21,4	21,9	21,9	21,9	22,4	21,8	21,5	r21,7	r22,3	22,1	22,1	21,4	22,1	22,3	22,2	22,4	22,8		
Nord-Amerika <i>North America</i>	14,0	14,3	14,4	14,5	15,0	14,2	14,3	14,5	14,6	14,6	14,6	14,4	14,5	14,8	14,9	15,0	15,3		
Europa <i>Europe</i>	6,8	6,8	6,7	6,6	6,5	6,8	6,4	6,5	6,9	6,7	6,7	6,2	r6,8	6,8	6,6	6,6	6,7		
Stillehavsområdet <i>Pacific</i>	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8		
Ikke OECD Non OECD	21,8	22,4	23,1	24,4	25,2	r22,8	r22,9	r23,2	23,5	r24,0	24,2	24,6	24,7	24,9	25,1	25,3	25,5		
Tidligere Sovjet <i>Former USSR</i>	7,5	7,9	8,6	9,4	10,0	8,3	8,5	8,7	8,8	9,0	9,2	9,5	9,8	9,9	9,9	10,1	10,2		
Europa <i>Europe</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		
Kina <i>China</i>	3,2	3,2	3,3	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4		
Resten av Asia <i>Other Asia</i>	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5		
Latin Amerika <i>Latin America</i>	3,8	3,8	3,8	3,9	4,0	r3,8	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,8	3,9	4,0	4,0	4,0		
Midt-Østen <i>Middle East</i>	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	r2,2	r2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0		
Afrika <i>Africa</i>	2,8	2,8	2,8	3,0	3,1	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2	3,3		
Nettotilvekst prosessering ⁵																			
Processing Gains ⁵	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
OPEC OPEC	29,4	r30,7	r30,1	28,5	...	r31,2	29,9	30,3	r29,1	28,2	27,7	28,9	29,3	30,0		
Råolje <i>Crude oil</i>	r26,5	27,8	r27	25,1	...	r28,2	26,9	27,2	r25,9	24,9	24,2	25,3	25,9	26,7		
NGL NGLs	2,8	2,9	3,1	3,4	3,7	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,5	3,4	3,3	3,8	3,9	4,0		
LAGERENDRING OG ANNET ⁶																			
STOCK CHANGE AND MISCELLANEOUS ⁶	r(-1,2)	r0,5	r0,3	-0,3	...	r0,2	r0,4	r0,9	r(-0,4)	r(-0,6)	r0,4	r(-0,1)	-0,8	0,6		

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.

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

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

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

¹ Anslag Estimates.

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

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

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

¹ Anslag Estimates.

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

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

41. Hovedtall for tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning¹. 1996-2001*Principal figures for service activities incidental to oil and gas extraction excluding surveying¹. 1996-2001*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Sysselsatte <i>Persons engaged</i>	5 517	7 280	8 080	9 082	7 743	9 786
	Mill. kr. Million NOK					
Lønnskostnader <i>Compensation of employees</i>	2 482	3 756	4 896	5 000	4 536	6 726
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	8 360	13 052	18 687	18 503	15 863	23 579
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	4 692	6 822	11 126	9 908	9 443	15 655
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	3 668	6 230	7 561	8 595	6 420	7 923
Bruttoinvestering <i>Gross fixed capital formation</i>	266	-91	622	1 763	2 126	4 964

¹ I denne næringskoden inngår boring av brønner m.m. og teknisk tjenesteyting tilknyttet oljevirksomhet. *This industrial classification group consists of drilling of wells and technical services in the oil and gas sector.* Mer informasjon: Seksjon for energi og industristatistikk. *More information: Division for Energy and Industrial Production Statistics.*

42. Hovedtall for rørtransport. 1996-2001. Mill.kr*Principal figures for transport via pipelines. 1996-2001. Million NOK*

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bruttoproduksjonsverdi <i>Gross value of production</i>	13 988	14 098	15 123	15 311	15 481	20 733
Av dette <i>Of this</i>						
Verdi av produksjon for egen regning <i>Value of production on own account</i>	13 988	14 098	15 123	15 311	15 409	20 717
Vareinnsats <i>Intermediate consumption</i>	1 057	1 103	1 166	1 351	1 438	1 264
Av dette <i>Of this</i>						
Rør i drift <i>Pipelines in production</i>	1 057	1 103	1 166	1 351	1 388	1 226
Bearbeidingsverdi <i>Value added</i>	12 930	12 995	13 957	13 960	14 043	19 468
CO ₂ -avgift <i>CO₂-tariff</i>	149	189	131	57	14	3
Bearbeidingsverdi til faktorpris <i>Value added at factor price</i>	12 781	12 806	13 825	13 903	14 029	19 465
Påløpte investeringer <i>Accrued investments</i>	5 992	8 167	8 387	4 693	691	2 177

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

43. Varebalanse for norsk kontinentalsokkel. 2001*Balance sheet for the Norwegian Continental Shelf. 2001*

	Stabilisert råolje 1000 metriske tonn <i>Stabilized crude oil 1000 tonnes</i>	Naturgass Mill. Sm ³ <i>Natural gas Million Sm³</i>	NGL og kondensat ¹ 1000 metriske tonn <i>NGL and condensate¹ 1000 tonnes</i>
Bruttoproduksjon <i>Gross production</i>	154 204	95 105	9 777
Injisert <i>Injected</i>	-	34 536	-
Avfaklet <i>Flared</i>	-	554	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	49	-	-
Leveranser fra feltet <i>Delivery from the field</i>	154 253	94 903	9 777
Forbruk <i>Consumption</i>	-	3 487	-
Svinn <i>Losses</i>	-	-	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	-	-	-
Tilgang terminal <i>Delivery to terminal</i>	154 253	91 416	9 777
Forbruk <i>Consumption</i>	-	-	-
Svinn <i>Losses</i>	-	-	-
Lagerendring <i>Stock change</i>	-	-	-
Tilgang marked <i>Delivery to the market</i>	154 253	91 416	9 777

¹ Natural Gas Liquids, våtgass, består av etan, propan og butan. Kondensat inneholder pentan, heksan, heptan og oktan. Disse er flytende ved vanlig trykk og temperatur. Tallene oppgitt netto. *Natural Gas Liquids consists of ethane, propane and butane. Condensate contains pentane, hexane, heptane and octane. These are all liquids at ordinary pressure and temperature. Netto figures.* Mer informasjon: Seksjon for energi og industristatistikk. *More information: Division for Energy and Industrial Production Statistics.*

44. Ikke operatørkostnader¹ 1995-2001. Mill.kr
Non-Operator costs¹ 1995-2001. Million NOK

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
I alt Total	3 107	2 981	2 721	3 106	3 027	1 300	..
Administrasjonskostnader <i>Administration costs</i>	1 695	1 438	1 190	1 465	1 099	1 167	905
Geologi/geofysikk <i>Geology/Geophysics</i>	136	155	218	276	193	115	137
Seismikk <i>Seismic</i>	396	465	533	462	315	194	284
Spesielle studier <i>Special studies</i>	160	226	321	479	203	131	99
Feltevaluering/feltutvikling <i>Field evaluation/Field development</i>	15	9	44	58	10	14	11
Forskning og utvikling <i>Research and development</i> ..	704	278	296	288	1 190	376	398

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

45. Sysselsetting i Utvinning av råolje og naturgass. 1972-2001
Employees in extraction of crude oil and natural gas. 1972-2001

	I alt <i>Total</i>	Til havs <i>Offshore</i>	På land <i>Onshore</i>
1972	209	3	206
1973	225	44	181
1974	636	194	442
1975	1 015	392	623
1976	1 575	603	972
1977	2 428	1 107	1 321
1978	3 505	1 735	1 770
1979	4 290	2 142	2 148
1980	5 034	1 981	3 053
1981 ¹	7 861	2 162	5 699
1982	8 304	2 381	5 923
1983	9 218	2 728	6 490
1984	11 215	2 903	8 312
1985	12 818	3 043	9 775
1986	15 533	3 577	9 956
1987	13 076	3 930	9 146
1988	14 138	4 513	9 625
1989	14 659	4 413	10 246
1990	14 760	4 883	9 877
1991	15 830	5 006	10 824
1992	16 119	5 118	11 001
1993 ²	17 338	5 399	11 939
1994	16 878	5 041	11 837
1995	16 498	5 064	11 434
1996	16 185	4 913	11 272
1997	16 183	4 969	11 214
1998	15 865	5 192	10 673
1999	15 998	5 485	10 513
2000	14 283	4 822	9 461
2001	14 467	5 179	9 288

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

Statistisk behandling av oljevirksomheten

1. Nasjonal avgrensning

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

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

1.1. Boreplattformers nasjonalitet

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

1.2. Rørledninger

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

Terminalanlegg i utlandet regnes ikke med i norsk statistikk.

1.3. Grensefelt

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

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

2. Næringsklassifisering

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

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

2.1. Næringsklassifisering av oljevirksomheten etter NACE Rev. 1

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

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

11.10 Utvinning av råolje og naturgass

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

11.20 Tjenester tilknyttet olje- og gassutvinning

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

60.30 Rørtransport

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

Annen virksomhet i tilknytning til oljeleting/-utvinning klassifiseres i eksisterende grupper i henhold til NACE (f.eks. produksjon og reparasjon av plattformer, forsynings-tjenester, cateringvirksomhet, teknisk tjenesteyting).

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

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

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

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

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

3. Statistiske enheter

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

3.1. Foretak

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

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

3.2. Bedrift

En bedrift er definert som en lokalt avgrenset funksjonell enhet hvor det hovedsakelig drives aktiviteter som faller innenfor en bestemt næringsgruppe. I oljevirksomheten har det imidlertid oppstått enheter som krever særskilt behandling i SSB. De fleste utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel gis til grupper av oljeselskaper. Gruppen blir da å betrakte som bedriftsenhet. Operatøren for utvinningstillatelsen skal være

oppgavegiver for bedriftens virksomhet. Disse bedriftene er næringsklassifisert i "Utvinning av råolje og naturgass".

Den første tida etter at en bedrift er etablert vil bedriften være i letefasen og det gis egne oppgaver for denne letevirksomheten (for hver utvinningstillatelse). En feltutbygging vil ofte omfatte deler av flere utvinningstillatelser og dermed omfatte flere "letebedrifter". Ved slike funn som strekker seg over flere blokker, blir det vanligvis laget en såkalt 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 andre administrasjonskostnader. Denne tjenesteproduksjonen leveres til produksjonsbedriftene på kontinentalsokkelen enten som vareinnsats eller som verdi av egne investeringsarbeider.

Beregnet inntekt for grensefelt

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

Verdi av egne investeringsarbeider

Lønnskostnader til egne ansatte i samband med leting og feltutbygging.

4.4. Vareinnsats

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

4.5. Bearbeidingsverdi

Bruttoproduksjonsverdi fratrukket vareinnsats.

4.6. Bearbeidingsverdi til faktorpris

Bearbeidingsverdi til markedspris fratrukket produksjonsavgift.

The statistical treatment of the oil activity

1. National border

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

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

1.1. Nationality of drilling platforms

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

1.2. Pipelines

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

Terminals abroad are not included in the Norwegian statistics.

1.3. Border areas

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

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

2. Industrial classification

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

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

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

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

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

11.10 Extraction of Crude Petroleum and Natural Gas

Includes

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

- transportation
- gas desulphurization

11.20 Service Activities incidental to Oil and Gas Extraction excluding Surveying

This industry-code includes

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

60.30 Transport via Pipelines

Includes transport of oil and gas via pipelines.

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

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

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

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

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

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

3. Statistical units

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

3.1. Enterprise

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

industry groups. An enterprise is classified according to its most important activity.

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

3.2. Establishment

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

3.3. Ancillary units

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

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

4. Characteristics

4.1. Investment Content

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

Periodisation

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

4.2. Exports

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

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

4.3. Gross value of production

Gross value of production is defined as the sum of:

Value of produced oil and gas

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

Contract work

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

Calculated production value from ancillary units

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

Calculated income from border areas

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

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

Own-account investment work

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

4.4. Cost of goods and services consumed

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

4.5. Value added

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

4.6. Value added at factor prices

Value added at market prices less royalty.

Vedlegg A

Annex A

Måleenheter

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

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

Vanlige enheter:*For olje:*

Barrel (fat)

*For olje og gass:*Sm³ - standard kubikkmeter*For gass:*Nm³ - normal kubikkmeter Standard kubikkfot**For omtrentlige omregninger kan følgende faktorer nyttes:***Gass:*For omregning fra Nm³ til Sm³, divideres med 0,95.*Olje:*For omregning fra fat til Sm³, multipliseres med 0,159.

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

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

Egenvekten, stabilisert olje for enkelte oljefelt i 1998:

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

Units of measurement

Quantities of crude oil and natural gas are usually reported in the SI system units (the international system of units). Because of tradition and for practical reasons the petroleum industry also makes use of other units. The oil companies often report volumes of crude oil and natural gas in barrels and cubic feet,

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

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

Units commonly used:

Crude oil:

Barrel

*Crude oil and natural gas:*Sm³ - metre cubed in standard conditions*Natural gas:*Nm³ - metre cubed in normal conditions

Standard cubic foot

For approximate conversion the following factors are useful:*Natural gas:*For conversion of Nm³ into Sm³, divide by 0.95.*Crude oil:*For conversion of barrels into Sm³, multiply by 0.159.

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

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

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

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

Sammenhenger og omtrentlige direkte omregningsfaktorer**Tabell a**

Gass <i>Gas</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	35,3 kubikkfot <i>cubic feet</i>
Råolje <i>Crude oil</i>	1 Sm ³ <i>scm</i>	6,29 fat <i>barrels</i>
	1 Sm ³ <i>scm</i>	0,841 tonn oljeekvivalenter (toe) <i>tonne oil equivalents (toe)</i>
	1 metrisk tonn <i>tonne</i>	7,48 fat <i>barrels</i>
	1 fat <i>barrel</i>	159 liter <i>litre</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	48,8 tonn/år <i>tonnes/year</i>
	1 fat/dag <i>barrel/day</i>	58 Sm ³ pr. år <i>scm per year</i>

Tabell b

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

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

- C 691 Elektrisitetsstatistikk 1999
 C 703 Energistatistikk 2000
 C 713 Statistisk årbok 2002

Rapporter (RAPP)

- 00/1 K. Flugsrud, E. Gjerald, G. Haakonsen m.fl.: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants.
 00/7 Å. Cappelen og R. Choudhury: The Future of the Saudi Arabian Economy. Possible Effects on the World Oil Market.
 00/13 K. Rypdal og L.C. Zhang. Uncertainties in the Norwegian Greenhouse Gas Emission Inventory.
 01/16 K. Rypdal: Direkte energibruk og utslipp til luft fra transport i Norge 1994 og 1998.
 01/15 G. Haakonsen: Indikatorer for energibruk og utslipp til luft i industri- og energisektorene.
 01/14 T. Martinsen: Energibruk i norsk industri.
 01/23 R. Nesbakken: Fordelingseffekter av elektrisitetsavgift belyst ved ulike fordelingsbegreper.
 01/31 F. R. Aune, T. A. Johnsen og E. Lund Sagen: Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010.

Statistiske analyser (SA)

- 55 Naturressurser og miljø 2002
 58 Natural Resources and the Environment 2002

Discussion Papers (DP)

- 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.

- 318 Ø. Døhl: Flexibility and Technological Progress with Multioutput Production Application on Norwegian Pulp and Paper Industries.
 338 B. Halvorsen og R. Nesbakken: A conflict of interest in electricity taxation? A micro economic of household behaviour.
 346 B. M. Larsen og R. Nesbakken: How to quantify household electricity end-use consumption.
 347 B. Halvorsen og B.M. Larsen: Possibility for hedging from price increases in residential energy demand.

Notater

- 99/7 M. Sjøberg: Instruksjoner til og data frå eksperiment om internasjonal kvotehandel.
 00/14 T. Martinsen: Prosjekt over industriens energi bruk.
 00/16 B. Halvorsen og R. Nesbakken: Fordelingseffekter av økt elektrisitetsavgift for husholdningene.
 01/17 T. Martinsen: Statistikk over energibruk i Statistisk sentralbyrå - evaluering, brukerbehov og forutsetninger.
 01/59 A. Krüger Enge, V. Hansen og B. Tornsjø: Planlegging av et statistikkssystem for energibruk i næringsbygg.
 02/14 V. Hansen, H. Madsen: Månedlig og kvartalsvis elektrisitetsstatistikk. Dokumentasjon av produksjonsrutiner og systembeskrivelse.
 02/82 Ø. Kleven og D. Roll-Hansen: Dokumentasjon av undersøkelse om livsstil og energi 1999

Documents

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

Sosiale og økonomiske studier

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

De sist utgitte publikasjonene i serien Norges offisielle statistikk

Recent publications in the series Official Statistics of Norway

- C 731 Skogstatistikk 2001 *Forestry Statistics 2001*. 2002. 61s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5184-2
- C 732 Overnattingsstatistikk 2001 *Accommodation statistics 2001*. 2002. 14s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5190-7
- C 733 Regnskapsstatistikk 1999. Aksjeselskaper *Accounts Statistics 1999. Joint- Stock Companies*. 2002. 50s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5192-3
- C 734 Bruk av IKT næringslivet 2001 *Use of ICT in enterprises 2001*. 2002. 17s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5199-0
- C 735 Kulturstatistikk 2001 *Culture Statistics 2001*. 2002. 131s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5201-6
- C 736 Jordbruksstatistikk 2001 *Agricultural Statistics 2001*. 2003. 127s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5207-5
- C 737 Internett-målingen 2002 *The Internet Survey 2002*. 2002. 22s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5209-1
- C 738 Strukturstatistikk for samferdsel og reiseliv 2000 *Structural Transport and Tourism Statistics 2000*. 2002. 59s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5211-3
- C 739 Kriminalstatistikk 2000 *Crime Statistics 2000*. 2003. 117s. 155 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5214-8
- C 740 Innenlandske transportytelser 1946-2001 *Domestic Transport performances 1946-2001*. 2002. 35s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5218-0
- C 741 Handelsflåten 2001 *The Norwegian Merchant Fleet 2001*. 2003. 26s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5226-1
- C 742 Olje- og gassvirksomhet 3. kvartal 2002. Statistikk og analyse. *Oil and Gas Activity 3rd Quarter 2002. Statistics and analysis*. 2002. 122s. 130 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5229-6
- C 743 Ferieundersøkelsen 2001 *Holiday Survey 2001*. 2003. 26s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5232-6
- C 744 Hurtigruta 2001 *The Coastal Express Liner Bergen-Kirkenes*. 2003. 19s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5234-2
- C 745 Lastebiltransport. Nasjonal 1993-2001. Internasjonal 1996-2001 *Road Goods Transport. National 1993-2001. International 1996-2001*. 2003. 38s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5236-9
- C 746 Census of Agriculture 1999. 2003. 202s. 230 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5239-3
- C 747 Kvartalsvis investeringsstatistikk - industri, bergverksdrift og kraftforsyning 1998-2002 *Quarterly Investment Statistics - Manufacturing, Mining and Quarrying and Electricity Supply 1998-2002*. 2003. 39s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5243-1
- C 748 Arbeidskraftundersøkelsen 2001 *Labour Force Survey 2001*. 2003. 72s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5246-6
- C 749 Inntektsstatistikk for personer og familier 1999-2000 *Income Statistics for Persons and Families 1999-2000*. 2003. 60s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5248-2
- C 750 Inntekts- og formuesstatistikk for husholdninger 2000 *Income and Property Statistics for Households 2000*. 2003. 93s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5250-4
- C 751 Norwegian Standard Classification of Education. Revised 2000. 2003. 209s. 230 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5256-3
- C 752 Utenrikshandel 2001 *External Trade 2001*. 2003. 153s. 190 kr inkl. mva. ISBN 82-537-5259-8
- D 188 Kvartalsvis ordrestatistikk for industrien *Quarterly Statistics on New Orders 1996-2002*. 2003. 30s. 115 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6224-0
- D 189 Dødsårsaker 1991-2000 *Causes of Death 1991-2000*. 2003 76s. 140 kr inkl. mva. ISBN 82-537-6235-6
- D 242 Kvartalsvis lagerstatistikk for industrien 1996-2002 *Quarterly Statistics on Stocks 1996-2002*. 2003. 26s. ISBN 82-537-6366-2