

# 15

## List of addresses – government bodies and licensees





All in Norway except where stated. The international dialling code for Norway is 47.

## GOVERNMENT BODIES

### **The Ministry of Petroleum and Energy**

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo  
Tel. 22 24 90 90, fax 22 24 95 65

### **The Norwegian Petroleum Directorate (NPD)**

Postboks 600, 4003 Stavanger  
Tel. 51 87 60 00, fax 51 55 15 71

### **The Norwegian Petroleum Directorate's office in Harstad**

Postboks 787, 9488 Harstad  
Tel. 77 01 83 50, fax 77 06 38 95

### **The Ministry of Labour and Social Affairs**

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo  
Tel. 22 24 90 90, fax 22 24 87 11

### **The Petroleum Safety Authority Norway**

Postboks 599, 4003 Stavanger  
Tel. 51 87 60 50, fax 51 87 60 80

### **The Ministry of Finance**

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo  
Tel. 22 24 90 90, fax 22 24 95 10

### **The Ministry of the Environment**

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo  
Tel. 22 24 90 90, fax 22 24 95 60

## OPERATORS

### **Amerada Hess Norge AS**

C. J. Hambros plass 2C, 0164 Oslo  
Tel. 22 94 00 00, fax 22 42 63 27

### **A/S Norske Shell**

Postboks 40, 4098 Tananger  
Tel. 51 69 30 00, fax 51 69 30 30

### **BG Norge AS**

Postboks 780 Sentrum  
4004 Stavanger  
Tel. 51 20 59 00, fax 51 20 59 90

### **BP Norge AS**

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger  
Tel. 52 01 30 00, fax 52 01 30 01

### **ChevronTexaco Norge AS**

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo  
Tel. 22 13 56 60, fax 22 13 56 90

### **CNR International (Norway) AS**

c/o Wikborg, Rein & Co.  
Postboks 1513 Vika, 0117 Oslo  
Tel. 22 82 75 00, fax 22 82 75 01

### **ConocoPhillips Skandinavia AS**

Postboks 220, 4098 Tananger  
Tel. 52 02 00 00, fax 52 02 66 00

**Det Norske Oljeselskap AS**

Postboks 1345 Vika, 0113 Oslo  
Tel. 23 23 84 80, fax 23 23 84 81

**DONG Norge AS**

Postboks 450 Sentrum,  
4002 Stavanger  
Tel. 51 50 62 50, fax 51 50 62 51

**Eni Norge AS**

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger  
Tel. 51 57 48 00, fax 51 57 49 30

**Enterprise Oil Norge AS**

c/o A/S Norske Shell  
Postboks 40, 4098 Tananger  
Tel. 51 69 30 00, fax 51 69 30 30

**ExxonMobil Exploration  
and Production Norway AS**

Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger  
Tel. 51 60 60 60, fax 51 60 66 60

**Gassco AS**

Postboks 93, 5501 Haugesund  
Tel. 52 81 25 00, fax 52 81 29 46

**Kerr-McGee Norway AS**

Postboks 1233  
5811 Bergen  
Tel. 55 21 52 00, fax 55 21 52 01

**Lundin Norway AS**

Strandveien 50 D  
1366 Lysaker  
Tel. 67 10 72 50, fax 67 10 72 51

**Marathon Petroleum Norge AS**

Postboks 480 Sentrum, 4002 Stavanger  
Tel. 51 50 63 00, fax 51 50 63 01

**Mobil Development Norway AS**

c/o Esso Norge AS  
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger  
Tel. 51 60 60 60, fax 51 60 66 60

**Norsk Hydro Produksjon AS**

Drammensveien 264  
0246 Oslo  
Tel. 22 53 81 00, fax 22 53 22 34

**Norske ConocoPhillips AS**

Postboks 220  
4098 Tananger  
Tel. 52 02 00 00, fax 52 02 66 00

**Paladin Resources Norge AS**

Postboks 530 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tel. 51 50 62 00, fax 51 50 62 26

**Pertra AS**

Postboks 482, 7405 Trondheim  
Tel. 73 98 30 00, fax 73 98 30 10

**RWE Dea Norge AS**

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo  
Tel. 21 30 30 00, fax 21 30 30 99

**Statoil ASA**

4035 Stavanger  
Tel. 51 99 00 00, fax 51 99 00 50

**Talisman Energy Norge AS**

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tel. 52 00 20 00, fax 52 00 15 00

**Total E&P Norge AS**

Postboks 168 Sentrum, 4001 Stavanger  
Tel. 51 50 30 00, fax 51 72 66 66

**OTHER LICENSEES**

**E. ON Ruhrgas Norge AS**

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tel. 51 51 74 00, fax 51 51 74 10

**Endeavour Energy Norge AS**

Postboks 44  
3671 Notodden  
Tel. 22 01 04 70, fax 22 01 04 71

**Gaz de France Norge AS**

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger  
Tel. 52 04 46 00, fax 52 04 46 01

**Idemitsu Petroleum Norge AS**

Postboks 1844 Vika, 0123 Oslo  
Tel. 23 23 85 00, fax 23 23 85 01

**Mærsk Oil Norway AS**

Postboks 244, 1326 Lysaker  
Tel. 67 10 76 00, fax 67 10 76 01

**Noble Energy (Europe) Limited**

Suffolk House, 154 High Street, Sevenoaks,  
Kent, TN13 1XE, UK  
Tel. +44 01732 741 999, fax +44 01732 464 140

**Norske AEDC A/S**

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger  
Tel. 51 91 70 40, fax 51 91 70 41

**Petoro AS**

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger  
Tel. 51 50 20 00, fax 51 50 20 01

**Revus Energy AS**

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger  
Tel. 51 50 63 50, fax 51 50 63 51

**Svenska Petroleum Exploration AS**

c/o KPMG AS  
Petroleumsveien 6,  
4064 Stavanger  
Tel. 51 91 47 00, fax 51 81 48 00

**OTHERS**

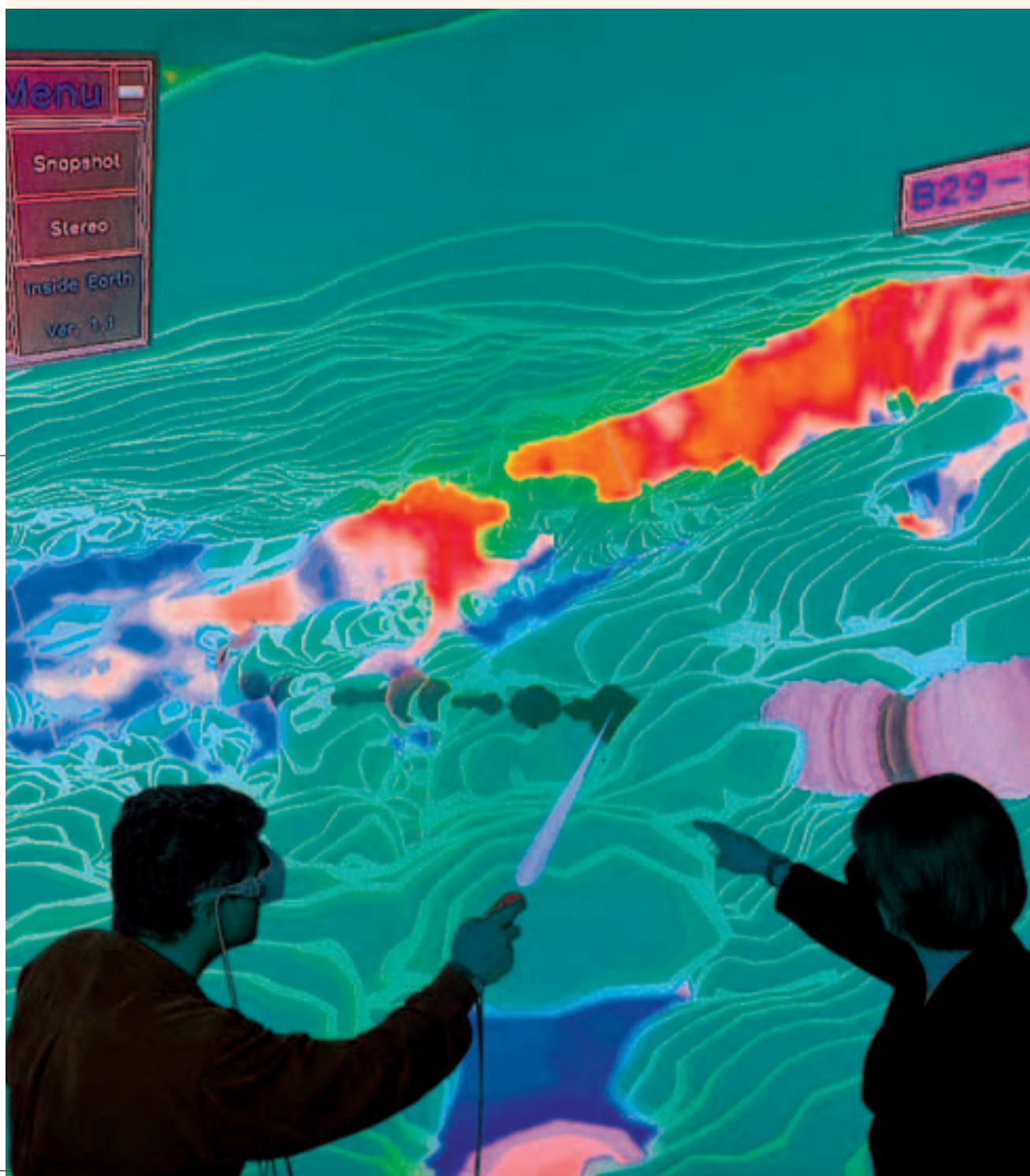
**The Norwegian Oil Industry Association**

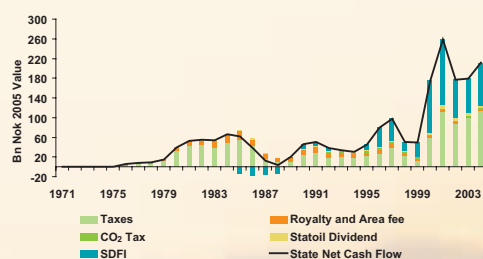
Postboks 8065 Postterminalen, 4068 Stavanger  
Tel. 51 84 65 00, fax 51 84 65 01

**Oslo office**

Postboks 1949 Vika, 0125 Oslo  
Tel. 51 84 65 00, fax 51 84 65 91

## Appendix





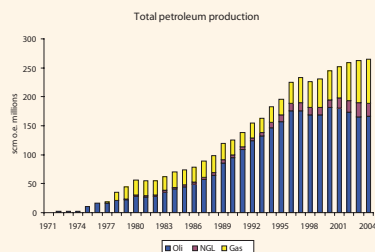
## Historical statistics

Table 1: The state's revenues from petroleum activities, NOK millions accumulated:

Year	Ordinary tax	Special tax	Production fee	Area fee	CO <sub>2</sub> tax	Net cash flow SDFI	Statoil dividend	State's net cash flow*
1971			14					14
1972			42					42
1973			69					69
1974			121					121
1975			208					208
1976	1143	4	712	99				1 958
1977	1694	725	646	57				3 122
1978	1828	727	1213	51				3 819
1979	3399	1492	1608	53				6 552
1980	9912	4955	3639	63				18 569
1981	13804	8062	5308	69			0,057	27 243
1982	15,036	9014	5757	76			368	30 251
1983	14232	8870	7663	75			353	31 193
1984	18333	11078	9718	84			795	40 008
1985	21809	13013	11626	219		-8343	709	39 033
1986	17308	9996	8172	198		-11960	1245	24 959
1987	7137	3184	7517	243		-10711	871	8 241
1988	5129	1072	5481	184		-9133	0	2 733
1989	4832	1547	7288	223		755	0	14 645
1990	12366	4963	8471	258		7344	800	34 202
1991	15021	6739	8940	582	810	5879	1500	39 471
1992	7558	7265	8129	614	1916	3623	1400	30 505
1993	6411	9528	7852	553	2271	159	1250	28 024
1994	6238	8967	6595	139	2557	5	1075	25 576
1995	7854	10789	5884	552	2559	9259	1614	38 511
1996	9940	12890	6301	1159	2787	34959	1850	69 886
1997	15489	19528	6220	617	3043	40404	1600	86 808
1998	9089	11001	3755	527	3229	14572	2940	45 041
1999	5540	6151	3222	561	3261	25769	135	44 623
2000	21921	32901	3463	122	3047	98219	1702	161 372
2001	41464	64316	2481	983	2862	125439	5746	243 236
2002	32512	52410	1320	447	3012	74785	5045	169 233
2003	36819	60280	765	460	3056	67484	5133	173 665
2004**	42900	69900	700	500	3300	85900	5222	208 289

\*The state's net cash flow also includes an entry for net other revenues

(Source: Norwegian Public Accounts/\*\*White Paper no. 31 (2004–2005))



**Table 2: Petroleum production on the Norwegian Continental Shelf, millions of standard cubic metres oil equivalent (scm oe millions):**

Year	Oil	Gas	Condensate	NGL	Total production
1971	0,357	0,000	0,000	0,000	0,357
1972	1,927	0,000	0,000	0,000	1,927
1973	1,870	0,000	0,000	0,000	1,870
1974	2,014	0,000	0,000	0,000	2,014
1975	10,995	0,000	0,000	0,000	10,995
1976	16,227	0,000	0,000	0,000	16,227
1977	16,643	2,655	0,002	0,000	19,300
1978	20,644	14,201	0,021	0,000	34,866
1979	22,478	20,670	0,044	1,128	44,319
1980	28,221	25,088	0,048	2,440	55,798
1981	27,485	24,951	0,048	2,168	54,652
1982	28,528	23,960	0,043	2,286	54,817
1983	35,645	23,613	0,041	2,680	61,979
1984	41,093	25,963	0,064	2,642	69,762
1985	44,758	26,186	0,076	2,968	73,987
1986	48,771	26,090	0,061	3,845	78,767
1987	56,959	28,151	0,055	4,117	89,281
1988	64,723	28,330	0,047	4,846	97,945
1989	85,983	28,738	0,053	4,898	119,672
1990	94,542	25,479	0,048	5,011	125,081
1991	108,510	25,027	0,057	4,897	138,492
1992	123,999	25,834	0,054	4,959	154,846
1993	131,843	24,804	0,554	5,518	162,720
1994	146,282	26,842	2,830	7,122	183,075
1995	156,776	27,814	3,726	7,942	196,257
1996	175,422	37,407	4,442	8,232	225,503
1997	175,914	42,950	6,401	8,074	233,338
1998	168,744	44,190	5,999	7,390	226,322
1999	168,690	48,479	6,497	6,992	230,658
2000	181,181	49,748	6,277	7,225	244,431
2001	180,884	53,895	6,561	10,924	252,264
2002	173,649	65,501	8,020	11,798	258,968
2003	165,475	73,124	11,060	12,878	262,537
2004	162,777	78,465	9,142	13,621	264,006

*(Source: Norwegian Petroleum Directorate)*

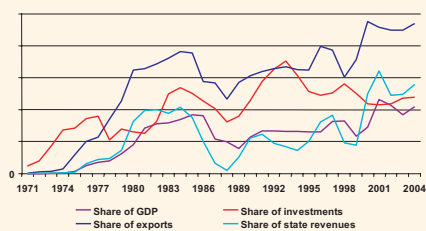
**Table 3: Value creation, exports, employment, investment and exploration costs:**

Year	Gross product (NOK millions)	Export value (NOK millions)	Number of employees	Investments incl. exploration costs (NOK mill.)	Exploration costs (NOK millions)
1971	12	36	NA	691	NA
1972	209	244	200	1 192	NA
1973	260	393	300	2 326	NA
1974	1 068	845	900	5 138	NA
1975	4 256	3 622	2 200	7 291	NA
1976	6 957	7 092	2 700	9 270	NA
1977	8 697	8 600	4 000	10 589	NA
1978	14 984	14 838	6 100	9 228	NA
1979	23 738	23 964	7 900	9 061	NA
1980	44 749	43 884	9 700	10 119	NA
1981	55 834	51 139	12 200	14 462	4 133
1982	62 735	56 492	13 100	15 909	5 519
1983	74 334	66 727	13 900	27 028	5 884
1984	91 177	81 173	15 800	32 244	7 491
1985	98 454	88 579	17 700	32 839	7 830
1986	60 936	55 894	18 000	33 155	6 654
1987	60 728	56 653	17 800	35 247	4 951
1988	50 908	50 141	18 700	29 680	4 151
1989	78 088	74 933	18 600	31 957	5 008
1990	96 962	89 894	19 200	32 223	5 137
1991	102 908	98 325	19 700	43 065	8 137
1992	104 212	98 666	20 900	49 512	7 680
1993	109 244	105 731	22 300	57 579	5 433
1994	114 174	108 573	22 500	54 653	5 011
1995	121 602	115 476	21 700	48 583	4 647
1996	167 515	167 200	22 100	47 878	5 455
1997	183 129	177 825	24 100	62 494	8 300
1998	131 630	128 807	24 900	79 216	7 577
1999	178 605	173 428	24 700	69 096	4 993
2000	341 552	325 382	23 600	53 589	5 274
2001	327 778	320 052	26 700	57 144	6 815
2002	283 029	281 158	28 400	54 000	4 476
2003	293 267	290 966	27 800	64 362	4 134
2004	348 523	346 430	27 900	71 069	4 014

*(Source: Statistics Norway)*



### Macroeconomic indicators for the petroleum sector



**Table 4: The petroleum sector's percentage share of GNP, exports, real investments, and of the state's total revenues:**

Year	Share of GNP (%)	Share of exports (%)	Share of real investments (%)	Share of the state's total revenues (%) *
1971	0.01	0.10	2.33	0.05
1972	0.19	0.61	4.03	0.12
1973	0.20	0.81	8.65	0.16
1974	0.72	1.42	13.58	0.25
1975	2.51	5.86	14.18	0.38
1976	3.59	10.09	17.21	3.07
1977	3.98	11.40	17.88	4.38
1978	6.24	16.99	10.49	4.77
1979	8.96	22.79	13.92	7.31
1980	14.23	32.39	13.06	16.27
1981	15.59	32.91	12.60	19.76
1982	15.83	34.31	16.33	19.90
1983	16.83	36.16	25.00	18.86
1984	18.44	38.11	26.88	20.74
1985	17.99	37.69	25.13	17.50
1986	10.85	28.80	22.69	10.13
1987	9.90	28.36	20.43	3.21
1988	7.91	23.45	16.14	1.02
1989	11.38	28.53	17.92	5.20
1990	13.34	30.60	22.87	11.14
1991	13.37	31.92	28.86	12.25
1992	13.19	32.88	32.68	9.49
1993	13.16	33.46	35.22	8.50
1994	13.07	32.59	30.76	7.24
1995	12.97	32.44	25.70	10.06
1996	16.31	39.87	24.59	16.14
1997	16.48	38.59	25.34	18.15
1998	11.63	30.16	28.17	9.56
1999	14.48	35.67	25.09	8.93
2000	23.25	47.44	21.88	25.07
2001	21.48	45.90	21.45	32.07
2002	18.63	45.03	21.60	24.49
2003	18.78	45.11	23.63	24.80
2004	20.68	47.02	23.93	27.70

\*2004: Figures from new national budget balance including national insurance 2004

(Source: Statistics Norway, Ministry of Finance, Ministry of Petroleum and Energy)

Table 5: Historical production from fields no longer producing and fields currently in production

Field	Oil mill. scm	Gas bn scm	NGL mill. tonnes	Condensate mill. scm	Oil equiv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>	Year of discovery <sup>2)</sup>
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	0,0	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5	0,0	11,1	1968
Edda	4,8	2,0	0,2	0,0	7,2	1972
Frigg	0,0	116,2	0,0	0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6	0,0	0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2	0,0	0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1982
Nordøst Frigg	0,0	11,6	0,0	0,1	11,7	1974
Odin	0,0	27,3	0,0	0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6	0,0	14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4	0,0	40,8	1970
Yme	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9	1987
Øst Frigg	0,0	9,2	0,0	0,1	9,3	1973
<b>Historical production</b>	<b>46,2</b>	<b>228,6</b>	<b>3,7</b>	<b>0,9</b>	<b>282,8</b>	
Balder <sup>a)</sup>	22,3	0,2	0,0	0,0	22,6	1967
Brage	44,7	2,1	0,8	0,0	48,3	1980
Draugen	103,1	0,9	1,3	0,0	106,5	1984
Ekofisk	345,8	126,2	11,2	0,0	493,2	1969
Eldfisk	77,1	35,0	3,4	0,0	118,6	1970
Embla	8,6	2,8	0,3	0,0	12,0	1988
Fram	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1987
Glitne	5,6	0,0	0,0	0,0	5,6	1995
Grane	7,8	0,0	0,0	0,0	7,8	1991
Gullfaks <sup>b)</sup>	314,4	21,3	2,3	0,0	339,9	1978
Gullfaks Sør <sup>c)</sup>	20,4	8,7	1,0	0,0	31,1	1978
Gungne <sup>3)</sup>	0,0	0,0	1,0	3,4	5,3	1982
Gyda <sup>d)</sup>	32,2	5,4	1,7	0,0	40,8	1980
Heidrun	99,5	7,5	0,3	0,0	107,7	1985
Heimdal	6,3	44,0	0,0	0,0	50,3	1972
Hod	7,9	1,4	0,2	0,0	9,7	1974
Huldra	3,4	8,7	0,1	0,0	12,3	1982
Jotun	19,4	0,7	0,0	0,0	20,1	1994
Kvitebjørn	0,3	0,6	0,0	0,0	0,8	1994
Mikkel	0,0	2,1	0,5	0,9	4,1	1987

Murchison	13,3	0,3	0,3	0,0	14,2	1975
Njord	17,8	0,0	0,0	0,0	17,8	1986
Norne	62,6	3,6	0,4	0,0	66,9	1992
Oseberg <sup>e)</sup>	321,0	20,1	2,8	0,0	346,5	1979
Oseberg Sør	19,9	0,0	0,0	0,0	19,9	1984
Oseberg Øst	14,4	0,0	0,0	0,0	14,4	1981
Sigyn	0,0	1,7	0,7	2,1	5,1	1982
Skirne	0,2	0,7	0,0	0,0	0,9	1990
Sleipner Vest og Øst <sup>3) f)</sup>	0,0	108,2	15,6	49,0	186,9	1974
Snorre	129,4	5,1	4,0	0,0	142,1	1979
Statfjord	541,6	49,7	13,3	0,1	616,8	1974
Statfjord Nord	30,3	1,7	0,6	0,0	33,0	1977
Statfjord Øst	29,6	2,5	0,9	0,0	33,7	1976
Sygna	7,8	0,0	0,0	0,0	7,8	1996
Tambar	4,6	0,0	0,1	0,0	4,8	1983
Tor	21,9	10,7	1,1	0,0	34,8	1970
Tordis <sup>g)</sup>	43,9	3,4	1,2	0,0	49,5	1987
Troll <sup>h)</sup>	156,2	189,5	0,0	4,3	350,0	1979
Tune	2,1	0,0	0,1	0,0	2,2	1996
Ula	65,7	3,8	2,5	0,0	74,2	1976
Vale	0,4	0,3	0,0	0,0	0,6	1991
Valhall	83,8	16,7	2,7	0,0	105,7	1975
Varg	7,6	0,0	0,0	0,0	7,6	1984
Veslefrikk	45,2	2,1	1,2	0,0	49,5	1981
Vigdis	29,3	0,2	0,2	0,0	29,8	1986
Visund	11,8	0,0	0,0	0,0	11,8	1986
Åsgard	40,9	31,9	5,4	11,6	94,6	1981
<b>Production - fields on stream</b>	<b>2824</b>	<b>720</b>	<b>77</b>	<b>71</b>	<b>3762</b>	
<b>Total sold and supplied</b>	<b>2870</b>	<b>948</b>	<b>81</b>	<b>72</b>	<b>4044</b>	

1) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9.

2) The year the first discovery well was drilled

3) Measurements of gas production from Gungne, Sleipner Vest and Sleipner Øst are combined

a) Balder includes Ringhorne

b) Gullfaks includes Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør includes Gullveig and Rimfaks

d) Gyda includes Gyda Sør

e) Oseberg includes Oseberg Vest

f) Sleipner Øst includes Løke

g) Tordis includes Tordis Øst and Borg

h) Troll includes TOGI

**Table 6: Fields in production or fields with approved plans for development and operation**

Field	Reserves mill. scm oe	Year of <sup>5)</sup> discovery	Operator at 31.12.2004	Production licence/ Unit area
Alvheim <sup>1)</sup>	29,2	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	60,5	1967	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	001
Brage	53,0	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	137,2	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	736,1	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	183,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	18,3	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Fram	15,6	1992	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Glitne	7,2	1995	Statoil ASA	048 B
Gullfaks	379,3	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	91,4	1978	Statoil ASA	050
Gungne	15,4	1982	Statoil ASA	046
Gyda	46,3	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	221,2	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	49,3	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	036 BS
Hod	10,2	1974	BP Norge AS	033
Huldra	17,4	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	26,2	1994	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Jotun
Kristin <sup>1)</sup>	76,1	1997	Statoil ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	74,1	1994	Statoil ASA	193
Mikkjel	42,1	1987	Statoil ASA	Mikkjel
Murchison	14,4	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	36,9	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	107,1	1992	Statoil ASA	Norne
Ormen Lange <sup>1)</sup>	397,3	1997	Norsk Hydro Produksjon AS	Ormen Lange
Oseberg <sup>2)</sup>	468,2	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	66,5	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg Sør
Oseberg Øst	30,9	1981	Norsk Hydro Produksjon AS	053
Sigyn	16,4	1982	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	072

Skirne	8,3	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	151,6	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	116,7	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre	257,8	1979	Statoil ASA	Snorre
Snøhvit <sup>1)</sup>	187,7	1984	Statoil ASA	Snøhvit
Statfjord	648,5	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	43,5	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	42,2	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	10,9	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	8,7	1983	BP Norge AS	065
Tor	40,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	66,5	1987	Statoil ASA	089
Troll <sup>3)</sup>	1611,3	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll <sup>4)</sup>		1983	Statoil ASA	Troll
Tune	19,7	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	87,6	1976	BP Norge AS	019
Urd <sup>1)</sup>	10,6	2000	Statoil ASA	128
Vale	4,2	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	209,0	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	12,1	1984	Pertra AS	038
Veslefrikk	60,7	1981	Statoil ASA	052
Vigdis	50,6	1986	Statoil ASA	089
Visund	92,6	1986	Statoil ASA	Visund
Åsgard	388,0	1981	Statoil ASA	Åsgard

1) Field with approved development plans where production had not commenced at 31.12.2004

2) Resources in Oseberg also include Oseberg Vest

3) Resources include the total resources for Troll, including the section operated by Statoil ASA

4) The resources are included in the row above

5) The year the first discovery well was drilled



Table 7: Original recoverable reserves and remaining reserves in fields in production

	Originally saleable <sup>1)</sup>					Remaining reserves <sup>4)</sup>				
	Oil	Gas	NGL	Condensate	Oil equiv. <sup>2)</sup>	Oil	Gas	NGL	Condensate	Oilequiv. <sup>2)</sup>
	mill. scm	bn. scm	mill. tonnes	mill. scm	mill. scm	mill. scm	bn. scm	mill. tonnes	mill. scm	mill. Sm <sup>3</sup>
Alvheim <sup>3)</sup>	23,5	5,7	0,0	0,0	29,2	23,5	5,7	0,0	0,0	29,2
Balder <sup>a)</sup>	58,9	1,6	0,0	0,0	60,5	36,5	1,4	0,0	0,0	37,9
Brage	48,5	2,9	0,8	0,0	53,0	3,8	0,8	0,0	0,0	4,7
Draugen	131,4	1,5	2,3	0,0	137,2	28,2	0,6	0,9	0,0	30,7
Ekofisk	524,1	184,9	14,3	0,0	736,1	178,3	58,8	3,1	0,0	242,9
Eldfisk	124,7	50,6	4,4	0,0	183,6	47,6	15,6	1,0	0,0	65,0
Embla	13,3	4,1	0,5	0,0	18,3	4,7	1,3	0,2	0,0	6,3
Fram	11,2	4,3	0,1	0,0	15,6	7,6	4,3	0,1	0,0	12,0
Glitne	7,2	0,0	0,0	0,0	7,2	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7
Grane	120,3	0,0	0,0	0,0	120,3	112,5	0,0	0,0	0,0	112,5
Gullfaks <sup>b)</sup>	351,9	22,6	2,6	0,0	379,3	37,5	1,3	0,3	0,0	39,4
Gullfaks Sør <sup>c)</sup>	43,8	39,1	4,5	0,0	91,4	23,4	30,4	3,4	0,0	60,3
Gungne <sup>5)</sup>	0,0	9,9	1,3	3,1	15,4	0,0	9,9	0,3	-0,2	10,1
Gyda <sup>d)</sup>	36,8	5,9	1,9	0,0	46,3	4,6	0,6	0,2	0,0	5,5
Heidrun	175,0	40,7	2,9	0,0	221,2	75,5	33,2	2,6	0,0	113,5
Heimdal	7,1	42,1	0,0	0,0	49,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Hod	8,3	1,4	0,2	0,0	10,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Huldra	4,3	12,9	0,1	0,0	17,4	0,9	4,2	0,0	0,0	5,1
Jotun	25,4	0,7	0,0	0,0	26,2	6,0	0,1	0,0	0,0	6,0
Kristin <sup>3)</sup>	29,9	33,0	6,9	0,0	76,1	29,9	33,0	6,9	0,0	76,1
Kvitebjørn	18,0	51,8	2,3	0,0	74,1	17,7	51,3	2,3	0,0	73,3
Mikkjel	0,0	24,1	6,0	6,6	42,1	0,0	22,0	5,4	5,7	38,0
Murchison	14,0	0,4	0,0	0,0	14,4	0,7	0,1	-0,3	0,0	0,1
Njord	25,6	8,7	1,4	0,0	36,9	7,8	8,7	1,4	0,0	19,2
Norne	88,5	13,8	2,5	0,0	107,1	25,9	10,2	2,1	0,0	40,1
Ormen Lange <sup>3)</sup>	0,0	375,2	0,0	22,1	397,3	0,0	375,2	0,0	22,1	397,3
Oseberg <sup>e)</sup>	353,7	102,8	6,2	0,0	468,2	32,7	82,7	3,3	0,0	121,6
Oseberg Sør	57,6	8,9	0,0	0,0	66,5	37,7	8,9	0,0	0,0	46,6
Oseberg Øst	30,2	0,7	0,0	0,0	30,9	15,8	0,7	0,0	0,0	16,5
Sigyn	0,0	6,1	3,0	4,6	16,4	0,0	4,4	2,3	2,6	11,3
Skirne	1,6	6,7	0,0	0,0	8,3	1,4	6,0	0,0	0,0	7,4
Sleipner Vest	0,0	108,1	8,1	28,1	151,6					

Sleipner Øst <sup>f)</sup>	0,0	65,8	12,5	27,1	116,7					
Sleipner Vest og Øst <sup>5)</sup>						0,0	65,7	5,0	6,2	81,4
Snorre	242,4	6,4	4,7	0,0	257,8	113,0	1,3	0,7	0,0	115,8
Snøhvit <sup>3)</sup>	0,0	160,2	5,1	17,9	187,7	0,0	160,2	5,1	17,9	187,7
Statfjord	565,8	54,3	14,9	0,0	648,5	24,2	4,6	1,6	0,0	31,8
Statfjord Nord	39,3	2,6	0,9	0,0	43,5	8,9	0,9	0,3	0,0	10,5
Statfjord Øst	35,7	3,9	1,4	0,0	42,2	6,1	1,4	0,5	0,0	8,5
Sygna	10,9	0,0	0,0	0,0	10,9	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2
Tambar	6,7	1,8	0,2	0,0	8,7	2,1	1,8	0,0	0,0	3,9
Tor	26,7	11,6	1,2	0,0	40,6	4,7	0,9	0,1	0,0	5,8
Tordis <sup>g)</sup>	58,1	5,2	1,7	0,0	66,5	14,3	1,9	0,4	0,0	17,0
Troll <sup>h)</sup>	233,2	1318,0	30,8	1,6	1611,3	77,0	1128,6	30,8	-2,7	1261,3
Tune <sup>6)</sup>	3,8	15,9	0,0	0,0	19,7	1,6	15,9	0,0	0,0	17,5
Ula	78,2	3,8	2,9	0,0	87,6	12,5	0,0	0,4	0,0	13,3
Urd <sup>3)</sup>	10,4	0,1	0,0	0,0	10,6	10,4	0,1	0,0	0,0	10,6
Vale	1,8	2,4	0,0	0,0	4,2	1,4	2,2	0,0	0,0	3,6
Valhall	171,5	29,2	4,4	0,0	209,0	87,6	12,6	1,6	0,0	103,3
Varg	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5
Veslefrikk	56,1	2,6	1,1	0,0	60,7	10,9	0,5	-0,1	0,0	11,3
Vigdis	47,9	1,2	0,8	0,0	50,6	18,6	1,0	0,7	0,0	20,8
Visund	27,6	52,2	6,7	0,0	92,6	15,8	52,2	6,7	0,0	80,8
Åsgard	73,6	195,3	38,3	46,2	388,0	32,7	163,4	33,0	34,7	293,4
<b>Total</b>	<b>4036,6</b>	<b>3103,9</b>	<b>199,6</b>	<b>157,4</b>	<b>7677,2</b>	<b>1212,8</b>	<b>2386,2</b>	<b>122,3</b>	<b>86,1</b>	<b>3917,5</b>

1) The table shows expected value. All estimates are subject to uncertainty

2) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9

3) Fields with approved development plans where production had not commenced at 31.12.2004

4) A negative remaining reserves figure for a field is the result of the product not being reported under original sellable volumes.

This applies to produced NGL and condensate

5) Measurements of gas production from Gungne, Sleipner Vest and Sleipner Øst are combined

6) Tune gas not reallocated back from Oseberg

a) Balder includes Ringhorne

b) Gullfaks includes Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør includes Gullveig and Rimfaks

d) Gyda includes Gyda Sør

e) Oseberg includes Oseberg Vest

f) Sleipner Øst includes Løke

g) Tordis includes Tordis Øst and Borg

h) Troll includes TOGI

**Table 8: Reserves in discoveries decided by the licensees**

Discovery	Oil mill. scm	Gas bn. scm	NGL mill. tonnes	Condensate mill. scm	Oil equiv. <sup>1)</sup> mill. scm oe	Year of discovery <sup>2)</sup>
25/4-9 S Vilje	8,9	0,0	0,0	0,0	8,9	2003
33/12-8 A Skinfaks	3,0	1,5	0,3	0,2	5,2	2002
<b>Total</b>	<b>11,8</b>	<b>1,5</b>	<b>0,3</b>	<b>0,2</b>	<b>14,1</b>	

1) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9.

2) The year the first discovery well was drilled.

**Table 9: Resources in discoveries in the planning phase**

Discovery	Oil mill. scm	Gas bn. scm	NGL mill. tonnes	Condensate mill. scm	Oil equiv. <sup>1)</sup> mill. scm oe	Year of discovery <sup>2)</sup>
1/2-1	0,9	0,1	0,0	0,0	0,9	1989
15/12-12	0,0	4,3	0,0	1,4	5,7	2001
15/3-1 S	15,2	8,4	5,4	0,0	33,9	1975
15/5-1 Dagny	0,0	3,8	0,2	1,2	5,3	1978
15/9-19 S Volve	11,0	1,2	0,2	0,1	12,6	1993
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	1987
25/11-16	3,60	0,00	0,0	0,0	3,69	1992
25/5-5	3,53	0,09	0,0	0,0	3,70	1995
3/7-4 Trym	0,00	3,32	0,0	0,84	4,25	1990
30/6-17	0,00	1,48	0,0	0,00	1,57	1986
30/9-19	2,26	5,86	0,0	0,00	8,21	1998
34/10-23 Valemon <sup>3)</sup>	0,0	18,1	0,8	5,6	25,2	1985
35/9-1 R Gjòa	7,1	30,4	0,0	1,4	38,9	1989
6407/1-2						
Tyrhans Sør <sup>4)</sup>	24,7	32,6	5,9	0,0	68,4	1983
6507/3-3 Idun	0,0	13,2	0,9	0,3	15,1	1999
6507/5-1 Skarv <sup>5)</sup>	14,1	38,4	6,1	3,9	68,0	1998
7122/7-1 Goliat	6,9	0,0	0,0	0,0	6,9	2000
<b>Total</b>	<b>92,1</b>	<b>161,8</b>	<b>19,6</b>	<b>14,8</b>	<b>306,0</b>	

1) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9

2) The year the first discovery well was drilled

3) 34/10-23 Valemon has resources in categories 4 and 5

4) 6407/1-2 Tyrhans Sør has resources in categories 4 and 5

5) 6507/5-1 Skarv has resources in categories 4 and 5



**Table 10: Resources in discoveries where development is likely but not yet clarified**

Discovery	Oil mill. scm	Gas bn. scm	NGL mill. tonnes	Condensate mill. scm	Oil equiv. <sup>1)</sup> mill. scm oe	Year of discovery <sup>2)</sup>
1/3-6	1,1	1,8	0,0	0,3	3,2	1991
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	0,0	0,0	6,6	1974
1/9-1						
Tommeliten Alpha	7,5	12,8	0,0	0,0	20,3	1977
15/3-4	7,6	3,8	0,0	0,0	11,4	1982
15/5-2	0,0	4,9	0,0	0,4	5,3	1978
15/8-1 Alpha	0,0	4,1	0,5	1,0	6,1	1982
16/7-2	0,0	1,8	0,3	0,5	2,9	1982
2/4-10	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1973
2/4-17 Tjalve	1,0	1,6	0,1	0,0	2,8	1992
2/5-3 Sørøst Tor	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1972
2/7-19	3,6	3,4	0,0	0,0	7,1	1990
24/6-1 Peik	0,0	2,0	0,0	0,3	2,3	1985
24/9-5	7,1	0,9	0,0	0,0	7,9	1994
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
30/7-6 Hild	4,3	33,2	0,0	7,7	45,2	1978
33/9-6 Delta	2,3	0,2	0,0	0,0	2,4	1976
34/11-2 S	0,0	4,5	0,0	2,9	7,4	1996
34/8-12 S	1,0	0,7	0,0	0,0	1,7	2001
35/8-1	0,0	11,6	0,0	2,4	14,0	1981
6/3-1	0,4	0,9	0,0	0,0	1,3	1985
6405/7-1	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2003
6406/1-1	0,0	1,1	0,0	0,3	1,4	2001
6406/1-2	0,0	15,0	0,0	4,8	19,8	2003
6406/2-1 Lavrans	0,0	14,4	0,0	3,9	18,3	1995
6406/2-6 Ragnfrid	0,0	2,7	0,0	1,8	4,5	1998
6406/2-7 Erlend	0,0	1,7	0,0	1,3	2,9	1999
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8	0,0	0,0	7,0	1986
6407/9-9	0,2	1,2	0,0	0,2	1,6	1999
6506/11-2 Lange	1,0	0,5	0,0	0,0	1,5	1991
6506/11-7	2,2	1,0	0,0	0,0	3,1	2001
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3	0,0	0,0	1,8	1985
6506/6-1	0,0	118,0	0,0	0,0	118,0	2000

6507/2-2	0,0	19,8	0,0	0,0	19,8	1992
6507/3-1 Alve	0,0	8,3	0,0	1,6	9,9	1990
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6608/10-9 Lerke	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7	2003
6608/11-2 Falk	1,6	0,1	0,0	0,0	1,7	2000
6608/11-4 Linerle	13,5	0,0	0,0	0,0	13,5	2004
6707/10-1	0,0	38,3	0,0	0,0	38,3	1997
7/7-2	2,4	0,1	0,0	0,0	2,5	1992
7/8-3	6,0	0,2	0,1	0,0	6,3	1983
7121/4-2						
Snøhvit Nord	0,0	3,5	0,0	0,2	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,1	3,3	0,0	0,2	6,6	1986
<b>Total</b>	<b>84,1</b>	<b>321,0</b>	<b>1,0</b>	<b>29,6</b>	<b>436,6</b>	

1) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9

2) The year the first discovery well was drilled

**Table 11: Resources in new, unevaluated discoveries**

Discovery	Oil mill. scm	Gas bn. scm	NGL mill. tonnes	Condensate mill. scm	Oil equiv. <sup>1)</sup> mill. scm oe	Year of discovery <sup>2)</sup>
16/1-7	0,7	0,1	0,0	0,0	0,8	2004
34/10-48 S	2,4	0,0	0,6	0,0	3,5	2004
<b>Total</b>	<b>3,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>4,3</b>	

1) The conversion factor for NGL tonnes to scm is 1.9

2) The year the first discovery well was drilled

# Concepts and conversions

## Resources

Petroleum resources are a collective term which embraces technically recoverable volumes of oil, gas, natural gas liquids (NGL) and condensate. They are classified by the maturity of the industrial project required to recover them. The main classes are reserves, contingent resources and undiscovered resources.

The conversion from scm to tonnes depends on composition and changes over time.

1 scm oil	=	1.0 scm oe
1 scm condensate	=	1.0 scm oe
1 000 scm gas	=	1.0 scm oe
1 tonne NGL	=	1.9 scm oe

## Reserves

Reserves are defined in accordance with the NPD's classification system of figure. Reserves may be regarded as the economically recoverable part of the petroleum in a field or a discovery.

Volumes are given in standard cubic metres (scm) for oil, condensate and gas, and in tonnes for NGL. A measure of total resources can be obtained by summing the energy content in the various types of petroleum. This sum is given in scm of oil equivalent (scm oe).

<b>Gas</b>	1 cubic foot	1 000.00 btu
	1 cubic metre	9 000.00 kcal
	1 cubic metre	35.30 cubic feet

<b>Crude oil</b>	1 scm	6.29 barrels
	1 scm	0.84 toe
	1 tonne	7.49 barrels
	1 barrel	159.00 litres
	1 barrel/day	48.80 tonnes/year
	1 barrel/day	58.00 scm/year

	MJ	kWh	TCE	TOE	Scm of natural gas	Barrels of oil
1 MJ, megajoule	1	0.278	0.0000341	0.0000236	0.0281	0.000176
1 kWh, kilowatt hour	3.60	1	0.000123	0.000085	0.0927	0.000635
1 TCE, tonne coal equivalent	29 300	8 140	1	0.69	825	5.18
1 TOE, tonne oil equivalent	42 300	11 788	1.44	1	1 190	7.49
1 scm natural gas	40.00	9.87	0.00121	0.00084	1	0.00629
1 barrel of crude oil (159 litres)	5 650	1 569	0.193	0.134	159	1

