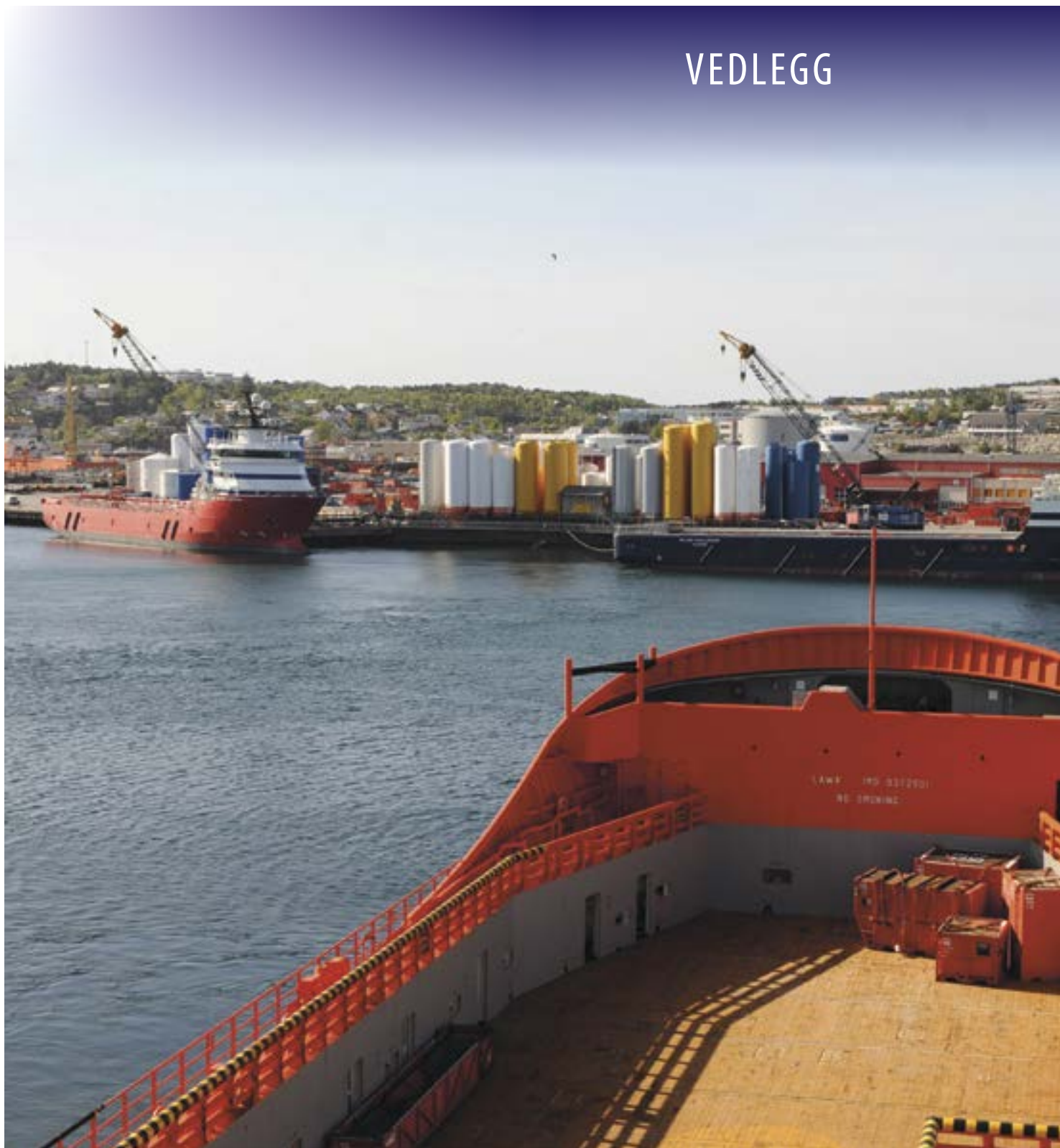


VEDLEGG



Vestbase, Kristiansund
(Foto: Harald Pettersen – Statoil)

VEDLEGG 1

Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte Statoil
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	111 235	14 006
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 759	16 940
2009	61 501	103 733	0	1 470	2 262	95 339	15 489
2010	58 830	96 779	0	1 373	2 186	104 053	12 818
2011	78 243	127 693	0	1 517	2 225	127 775	13 350
2012	85 803	142 868	0	1 781	2 255	148 889	13 887

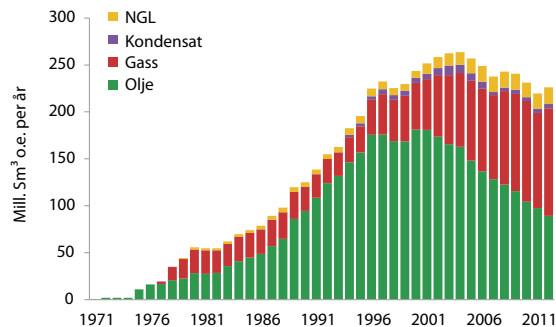
(Kjelde: Statsrekneskapen)

Tabell 1.2 Petroleumsproduksjon på norsk sokkel, million standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalentar

År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1971	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,7	0,0	0,0	19,4
1978	20,6	14,6	0,0	0,0	35,3
1979	22,5	21,1	0,0	1,1	44,8
1980	28,2	25,6	0,0	2,4	56,3
1981	27,5	25,3	0,0	2,2	55,0
1982	28,5	24,1	0,0	2,3	54,9
1983	35,6	23,2	0,0	2,7	61,5
1984	41,1	25,6	0,1	2,6	69,4
1985	44,8	25,5	0,1	3,0	73,3
1986	48,8	26,1	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,4	0,1	4,1	89,5
1988	64,7	28,6	0,0	4,8	98,2
1989	86,0	29,1	0,1	4,9	120,0
1990	94,5	26,0	0,0	5,0	125,6
1991	108,5	25,6	0,1	4,9	139,0
1992	124,0	26,5	0,1	5,0	155,5
1993	131,8	25,6	0,5	5,5	163,4
1994	146,3	27,9	2,4	7,1	183,7
1995	156,8	29,1	3,2	7,9	197,0
1996	175,5	38,7	3,8	8,2	226,3
1997	175,9	44,4	5,4	8,1	233,7
1998	168,7	47,1	5,0	7,4	228,2
1999	168,7	48,7	5,5	7,0	229,9
2000	181,2	47,4	5,4	7,2	241,2
2001	180,9	54,1	5,7	10,9	251,6
2002	173,6	65,5	7,3	11,8	258,3
2003	165,5	72,9	10,3	12,9	261,6
2004	162,8	79,1	8,7	13,6	264,2
2005	148,1	85,7	8,0	15,7	257,5
2006	136,6	88,2	7,6	16,7	249,1
2007	128,3	89,5	3,1	17,3	238,2
2008	122,7	99,5	3,9	16,0	242,1
2009	114,9	103,7	4,4	16,9	239,9
2010	104,4	106,5	4,1	16,3	231,3
2011	97,5	100,3	4,6	16,3	218,6
2012	89,2	113,1	4,5	17,8	224,6
2013	84,9	107,1	4,0	17,7	213,7

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Total petroleumsproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsatte og investeringar

År	Bruttoprodukt (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsatte**	Investeringar inklusiv leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	119	-	704	
1972	207	366	300	1 274	
1973	258	553	400	2 457	
1974	1 056	1 221	1 000	5 313	
1975	4 218	4 022	2 400	7 227	
1976	6 896	7 231	3 000	10 421	
1977	8 617	8 567	4 400	12 621	
1978	14 835	14 108	6 900	6 912	
1979	23 494	23 113	8 800	10 792	
1980	44 285	42 492	10 900	11 000	
1981	55 189	49 906	13 700	12 262	4 133
1982	61 891	55 224	14 600	16 148	5 519
1983	73 298	65 768	15 100	28 883	5 884
1984	90 092	80 274	17 300	34 029	7 491
1985	97 347	87 574	19 600	32 730	7 831
1986	59 988	54 844	19 800	33 302	6 716
1987	59 574	55 799	19 700	34 247	4 951
1988	49 966	50 548	20 700	29 522	4 152
1989	76 768	75 776	20 700	31 777	5 008
1990	95 400	91 808	21 300	31 976	5 136
1991	101 346	99 777	21 800	42 634	8 137
1992	102 578	100 238	23 100	49 196	7 679
1993	107 542	107 357	24 700	57 168	5 433
1994	112 623	111 567	24 900	54 189	5 010
1995	120 198	119 671	24 000	48 583	4 647
1996	165 444	164 806	24 500	47 878	5 456
1997	180 594	175 025	26 700	62 495	8 300
1998	129 098	124 896	27 500	79 216	7 576
1999	176 591	168 693	27 300	69 096	4 992
2000	340 640	321 216	25 700	53 590	5 272
2001	325 333	315 139	29 400	57 144	6 815
2002	283 462	275 041	32 400	54 000	4 475
2003	295 356	281 054	32 200	64 362	4 135
2004	361 262	337 468	32 700	71 473	4 010
2005	465 341	428 265	34 800	88 478	7 536
2006	548 837	498 585	36 900	95 750	11 718
2007	519 174	480 210	44 300	109 895	16 854
2008	666 391	622 230	47 500	124 242	23 314
2009	481 380	440 808	50 500	135 825	27 269
2010	528 968	471 179	52 800	125 421	24 926
2011	630 888	568 428	55 700	146 290	26 769
2012	681 059	610 794	59 000	172 465	24 480
2013	684 972*	564 3678*		209 575*	35 200*

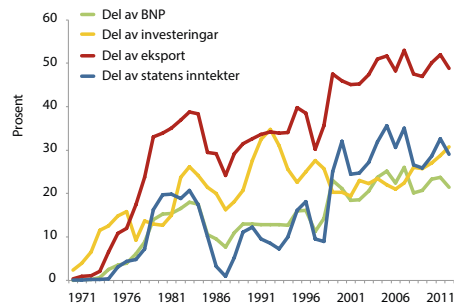
(Kjelde: Statistics Norway)

* Foreløpige tall

** Talet på sysselsatte inkluderer sysselsetjing innen utvinning av råolje og naturgass, og tilknyttja tenester. Fleire petroleumsrelaterte næringer er ikkje inkludert.

Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)



VEDLEGG 2

Petroleumsressursane

(per 31.12.2013)

Tabell 2.1 Seld og levert volum frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oiljeekv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	0,0	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frigg		116,2		0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Glitne	8,9	0,0	0,0	0,0	8,9	1995
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Yttergryta	0,3	1,7	0,3	0,0	2,6	2007
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Seld og levert frå felt der produksjonen er avslutta	47,5	230,3	4,0	0,9	286,4	
33/9-6 Delta ³⁾	0,1		0,0		0,1	1976
ALVE	1,2	3,3	0,6		5,6	1990
ALVHEIM	23,2	2,7			25,9	1998
ATLA	0,1	0,1			0,2	2010
BALDER	57,8	1,4			59,2	1967
BLANE	0,6	0,0	0,0		0,6	1989
BRAGE	55,8	3,3	1,2		61,5	1980
DRAUGEN	133,3	1,6	2,5		139,6	1984
EKOFISK	445,8	142,5	13,0		613,1	1969
ELDFISK	102,5	39,6	3,9		149,6	1970
EMBLA	10,4	3,9	0,4		15,2	1988
ENOCH	0,3	0,0			0,3	1991
FRAM	27,2	3,1	0,3		30,8	1992
GAUPE	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	1985
GIMLE	2,7	0,7	0,1		3,7	2004
GJØA	7,1	8,8	1,9	0,4	20,0	1989
GRANE	94,0				94,0	1991
GULLFAKS	356,5	23,1	2,8		384,9	1978
GULLFAKS SØR	44,5	35,7	4,5		88,9	1978
GUNGNE		14,1	2,0	4,4	22,2	1982
GYDA	35,8	6,2	1,9		45,6	1980
HEIDRUN ⁴⁾	145,5	15,5	0,6		162,0	1985
HEIMDAL	6,5	45,2			51,8	1972
HOD	9,5	1,6	0,3		11,7	1974
HULDRA	5,2	17,1	0,1		22,5	1982
HYME	0,4	0,0	0,0		0,4	2009
ISLAY	0,0	0,1	0,0		0,1	2008
JETTE	0,2	0,0			0,2	2009
JOTUN	22,9	0,9			23,8	1994
KRISTIN	17,7	20,1	4,3	2,1	48,0	1997
KVITEBJØRN	19,6	46,2	4,0		73,4	1994

Field	Oil mill. Sm ³	Gas bill. Sm ³	NGL mill. tonnes	Condensate mill. Sm ³	Oil equiv. ¹⁾ mill Sm ³ o.e.	Year of discovery ²⁾
MARULK	0,1	0,8	0,1		1,0	1992
MIKKEL	3,5	16,9	4,5	2,2	31,2	1987
MORVIN	5,0	1,2	0,2		6,6	2001
MURCHISON	13,9	0,3	0,3	0,0	14,8	1975
NJORD	25,8	8,4	1,9		37,8	1986
NORNE	87,8	6,7	0,8		96,0	1992
ORMEN LANGE		120,1		9,2	129,3	1997
OSEBERG	364,9	38,6	8,1		419,0	1979
OSEBERG SØR	46,3	8,9	0,7		56,5	1984
OSEBERG ØST	19,1	0,3	0,2		19,8	1981
OSELVAR	0,3	0,1	0,0		0,4	1991
REV	0,7	2,6	0,0		3,4	2001
RINGHORNE ØST	10,0	0,2			10,2	2003
SIGYN		6,4	2,5	6,0	17,2	1982
SKARV	2,1	3,0	0,4		5,8	1998
SKIRNE	1,8	9,4			11,2	1990
SKULD	0,5	0,1	0,0		0,7	2008
SLEIPNER VEST		118,9	8,4	29,4	164,3	1974
SLEIPNER ØST		66,7	13,1	26,8	118,4	1981
SNORRE	190,4	6,3	4,6		205,5	1979
SNØHVIT		24,1	1,2	4,2	30,7	1984
STATFJORD	567,7	67,5	17,3	0,6	668,7	1974
STATFJORD NORD	36,7	2,3	0,8		40,5	1977
STATFJORD ØST	36,4	4,0	1,4		42,9	1976
SYGNA	9,9				9,9	1996
TAMBAR	9,1	2,0	0,2		11,6	1983
TAMBAR ØST	0,3	0,0	0,0		0,3	2007
TOR	24,1	10,9	1,2		37,2	1970
TORDIS	55,8	4,3	1,6		63,0	1987
TROLL ⁵⁾	234,9	477,5	7,2	4,3	730,3	1979
TRYM	0,9	1,5			2,4	1990
TUNE	3,5	18,9	0,1		22,7	1996
TYRIHANS	19,4	1,1	0,2		20,9	1983
ULA	72,8	3,9	2,6		81,7	1976
URD	5,3	0,2	0,0		5,5	2000
VALE	1,5	1,3			2,8	1991
VALHALL	107,7	20,8	3,3		134,8	1975
VARG	15,5				15,5	1984
VEGA	2,5	3,3	0,8	0,2	7,5	1981
VESLEFRIKK	52,8	2,5	1,3		57,8	1987
VIGDIS	53,5	1,8	1,0		57,2	1981
VILJE	8,7	0,4			9,1	1986
VISUND	23,5	7,6	0,5		32,0	2003
VISUND SØR	0,5	0,5	0,1		1,1	1986
VOLUND	6,5	0,6			7,1	1994
VOLVE	8,2	0,8	0,2	0,1	9,3	1993
YME	7,9				7,9	1987
ÅSGARD	85,0	133,3	24,4	17,1	281,7	1981
Seld og levert frå felt i produksjon	3849,2	1643,9	155,8	107,2	5896,4	
Sum seld og levert	3896,7	1874,2	159,9	108,2	6182,8	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår i feltet

³⁾ 33/9-6 Delta har prøveproduksjon

⁴⁾ Heidrun omfattar Tjeldbergodden

⁵⁾ Troll omfattar TOGI

Tabell 2.2 Opphavlege reserver i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Opphavlege reserver mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2013	Utvinningstillatelse/ avtalebasert område
AASTA				
HANSTEEN ¹⁾	46,0	1997	Statoil Petroleum AS	218
ALVE	9,0	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
ALVHEIM	48,5	1998	Marathon Oil Norge AS	203
ATLA	1,5	2010	Total E&P Norge AS	102 C
BALDER	70,7	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
BLANE	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	BLANE
BRAGE	65,7	1980	Wintershall Norge AS	BRAGE
BRYNHILD ¹⁾	3,6	1992	Lundin Norway AS	148
BØYLA ¹⁾	3,6	2009	Marathon Oil Norge AS	340
DRAUGEN	155,3	1984	A/S Norske Shell	093
EDVARD GRIEG ¹⁾	29,2	2007	Lundin Norway AS	338
EKOFISK	753,4	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ELDFISK	188,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
EMBLA	20,4	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ENOCH	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	ENOCH
FRAM	42,7	1990	Statoil Petroleum AS	090
FRAM H-NORD ¹⁾	1,7	2007	Statoil Petroleum AS	FRAM H-NORD
GAUPE	0,6	1985	BG Norge AS	292
GIMLE	5,0	2004	Statoil Petroleum AS	GIMLE
GINA KROG ¹⁾	35,7	1978	Statoil Petroleum AS	GINA KROG
GJØA	63,1	1989	GDF SUEZ E&P Norge AS	153
GOLIAT ¹⁾	38,1	2000	Eni Norge AS	229
GRANE	131,8	1991	Statoil Petroleum AS	GRANE
GUDRUN ¹⁾	28,9	1975	Statoil Petroleum AS	025
GULLFAKS	398,3	1978	Statoil Petroleum AS	050
GULLFAKS SØR	148,0	1978	Statoil Petroleum AS	050
GUNGNE	23,3	1982	Statoil Petroleum AS	046
GYDA	46,5	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
HEIDRUN	234,9	1985	Statoil Petroleum AS	HEIDRUN
HEIMDAL	51,8	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
HOD	12,8	1974	BP Norge AS	033
HULDRA	22,5	1982	Statoil Petroleum AS	HULDRA
HYME	4,4	2009	Statoil Petroleum AS	348
ISLAY	0,1	2008	Total E&P UK PLC	043 CS. 043 DS
IVAR AASEN ¹⁾	25,0	2008	Det norske oljeselskap ASA	001 B
JETTE	1,5	2009	Det norske oljeselskap ASA	JETTE
JOTUN	24,6	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	JOTUN
KNARR ¹⁾	13,7	2008	BG Norge AS	373 S
KRISTIN	65,1	1997	Statoil Petroleum AS	HALTENBANKEN VEST
KVITEBJØRN	141,2	1994	Statoil Petroleum AS	193
MARTIN LINGE ¹⁾	30,0	1978	TOTAL E & P Norge AS	MARTIN LINGE
MARULK	9,0	1992	Eni Norge AS	122
MIKKEL	55,2	1987	Statoil Petroleum AS	MIKKEL
MORVIN	17,9	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
MURCHISON	14,2	1975	CNR International (UK) Limited	MURCHISON
NJORD	47,1	1986	Statoil Petroleum AS	NJORD
NORNE	105,0	1992	Statoil Petroleum AS	NORNE
ORMEN LANGE	332,0	1997	A/S Norske Shell	ORMEN LANGE
OSEBERG	523,8	1979	Statoil Petroleum AS	OSEBERG
OSEBERG SØR	83,8	1984	Statoil Petroleum AS	OSEBERG
OSEBERG ØST	26,6	1981	Statoil Petroleum AS	OSEBERG

Felt	Opphavlege reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2013	Utvinningstillatelse/ avtalebaseret område
OSELVAR	4,2	1991	DONG E&P Norge AS	274
REV	3,5	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
RINGHORNE ØST	14,2	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	RINGHORNE ØST
SIGYN	18,4	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
SKARV	68,6	1998	BP Norge AS	SKARV
SKIRNE	12,5	1990	Total E&P Norge AS	102
SKULD	10,4	2008	Statoil Petroleum AS	128
SLEIPNER VEST	184,9	1974	Statoil Petroleum AS	SLEIPNER VEST
SLEIPNER ØST	120,3	1981	Statoil Petroleum AS	SLEIPNER ØST
SNORRE	272,8	1979	Statoil Petroleum AS	SNORRE
SNØHVIT	268,2	1984	Statoil Petroleum AS	SNØHVIT
STATFJORD	699,4	1974	Statoil Petroleum AS	STATFJORD
STATFJORD NORD	43,8	1977	Statoil Petroleum AS	037
STATFJORD ØST	44,9	1976	Statoil Petroleum AS	STATFJORD ØST
SVALIN ¹⁾	12,3	1992	Statoil Petroleum AS	169
SYGNA	11,2	1996	Statoil Petroleum AS	SYGNA
TAMBAR	12,4	1983	BP Norge AS	065
TAMBAR ØST	0,3	2007	BP Norge AS	TAMBAR ØST
TOR	37,9	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	TOR
TORDIS	71,5	1987	Statoil Petroleum AS	089
TROLL	1755,7	1979	Statoil Petroleum AS	TROLL
TRYM	5,8	1990	DONG E&P Norge AS	147
TUNE	22,2	1996	Statoil Petroleum AS	190
TYRIHANS	91,8	1983	Statoil Petroleum AS	TYRIHANS
ULA	94,1	1976	BP Norge AS	019
URD	7,0	2000	Statoil Petroleum AS	128
VALE	5,0	1991	Centrica Resources (Norge) AS	036
VALEMON ¹⁾	30,4	1985	Statoil Petroleum AS	VALEMON
VALHALL	184,5	1975	BP Norge AS	VALHALL
VARG	17,6	1984	Talisman Energy Norge AS	038
VEGA	32,4	1981	Statoil Petroleum AS	VEGA
VESLEFRIKK	63,0	1981	Statoil Petroleum AS	052
VIGDIS	73,7	1986	Statoil Petroleum AS	089
VILJE	13,4	2003	Marathon Oil Norge AS	036 D
VISUND	99,0	1986	Statoil Petroleum AS	VISUND INSIDE
VISUND SØR	12,2	2008	Statoil Petroleum AS	VISUND INSIDE
VOLUND	10,8	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
VOLVE	10,8	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
YME ¹⁾	18,5	1987	Talisman Energy Norge AS	316
ÅSGARD	398,8	1981	Statoil Petroleum AS	ÅSGARD

¹⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjon ikkje var starta per 31.12.2013

²⁾ Funnår for den eldste funnbrønna som inngår i feltet

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

Felt	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.
AASTA										
HANSTEEN ³⁾	0,0	45,1	0,0	0,9	46,0	0,0	45,1	0,0	0,9	46,0
ALVE	1,7	5,4	1,0	0,0	9,0	0,5	2,1	0,4	0,0	3,4
ALVHEIM	41,2	7,3	0,0	0,0	48,5	18,0	4,6	0,0	0,0	22,6
ATLA	0,3	1,2	0,0	0,0	1,5	0,2	1,1	0,0	0,0	1,3
BALDER	68,9	1,8	0,0	0,0	70,7	11,1	0,4	0,0	0,0	11,5
BLANE	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
BRAGE	58,9	4,2	1,4	0,0	65,7	3,0	0,9	0,2	0,0	4,2
BRYNHILD ³⁾	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6
BØYLA ³⁾	3,4	0,2	0,0	0,0	3,6	3,4	0,2	0,0	0,0	3,6
DRAUGEN	148,2	1,7	2,8	0,0	155,3	14,9	0,1	0,4	0,0	15,7
EDVARD GRIEG ³⁾	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2
EKOFISK	563,3	161,6	15,0	0,0	753,4	117,5	19,1	1,9	0,0	140,3
ELDFISK	135,6	45,4	4,0	0,0	188,6	33,2	5,7	0,1	0,0	39,1
EMBLA	12,0	7,3	0,6	0,0	20,4	1,5	3,4	0,1	0,0	5,2
ENOC	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
FRAM	32,5	8,8	0,8	0,0	42,7	5,3	5,7	0,5	0,0	11,9
FRAM H-NORD ³⁾	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7
GAUPE	0,2	0,4	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
GIMLE	3,0	1,4	0,3	0,0	5,0	0,3	0,7	0,2	0,0	1,3
GINA KROG ³⁾	15,3	12,5	3,3	1,6	35,7	15,3	12,5	3,3	1,6	35,7
GJØA	11,8	34,1	9,0	0,0	63,1	4,8	25,3	7,1	0,0	43,6
GOLIAT ³⁾	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1
GRANE	131,8	0,0	0,0	0,0	131,8	37,7	0,0	0,0	0,0	37,7
GUDRUN ³⁾	14,5	10,9	1,9	0,0	28,9	14,5	10,9	1,9	0,0	28,9
GULLFAKS	369,9	23,1	2,8	0,0	398,3	13,4	0,0	0,0	0,0	13,4
GULLFAKS SØR	61,0	68,6	9,7	0,0	148,0	16,5	32,9	5,2	0,0	59,1
GUNGNE	0,0	14,7	2,1	4,6	23,3	0,0	0,6	0,1	0,2	1,1
GYDA	36,4	6,4	1,9	0,0	46,5	0,6	0,2	0,0	0,0	0,9
HEIDRUN	183,3	47,3	2,2	0,0	234,9	37,8	31,8	1,7	0,0	72,9
HEIMDAL	6,5	45,2	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HOD	10,3	1,8	0,4	0,0	12,8	0,7	0,1	0,1	0,0	1,2
HULDRA	5,1	17,2	0,1	0,0	22,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
HYME	3,5	0,6	0,1	0,0	4,4	3,2	0,5	0,1	0,0	4,0
ISLAY	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVAR AASEN ³⁾	18,3	4,7	1,1	0,0	25,0	18,3	4,7	1,1	0,0	25,0
JETTE	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
JOTUN	23,6	1,1	0,0	0,0	24,6	0,7	0,2	0,0	0,0	0,9
KNARR ³⁾	11,2	0,4	1,1	0,0	13,7	11,2	0,4	1,1	0,0	13,7
KRISTIN	22,9	28,8	6,0	2,1	65,1	5,2	8,7	1,7	0,0	17,2
KVITEBJØRN	27,8	90,7	12,0	0,0	141,2	8,2	44,5	7,9	0,0	67,9
MARTIN LINGE ³⁾	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0
MARULK	0,5	7,2	0,7	0,0	9,0	0,5	6,4	0,6	0,0	8,0
MIKKEL	5,9	31,0	8,4	2,2	55,2	2,4	14,1	3,9	0,0	23,9
MORVIN	10,5	4,7	1,4	0,0	17,9	5,5	3,5	1,2	0,0	11,3
MURCHISON	13,9	0,4	0,0	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NJORD	27,5	13,8	3,1	0,0	47,1	1,7	5,4	1,2	0,0	9,4
NORNE	91,0	11,3	1,5	0,0	105,0	3,2	4,6	0,7	0,0	9,1
ORMEN LANGE	0,0	314,6	0,0	17,4	332,0	0,0	194,5	0,0	8,2	202,7

Felt	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.
OSEBERG	389,1	111,9	12,0	0,0	523,8	24,2	73,3	3,9	0,0	104,8
OSEBERG SØR	64,1	16,7	1,6	0,0	83,8	17,7	7,7	0,9	0,0	27,3
OSEBERG ØST	25,7	0,4	0,3	0,0	26,6	6,6	0,1	0,1	0,0	6,8
OSELVAR	2,6	1,7	0,0	0,0	4,2	2,3	1,5	0,0	0,0	3,8
REV	0,7	2,7	0,0	0,0	3,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
RINGHORNE										
ØST	13,9	0,3	0,0	0,0	14,2	4,0	0,1	0,0	0,0	4,0
SIGYN	0,0	6,5	3,1	6,0	18,4	0,0	0,1	0,6	0,0	1,2
SKARV	13,9	44,5	5,4	0,0	68,6	11,7	41,5	5,0	0,0	62,8
SKIRNE	2,3	10,3	0,0	0,0	12,5	0,5	0,9	0,0	0,0	1,4
SKULD	9,5	0,8	0,1	0,0	10,4	8,9	0,7	0,1	0,0	9,8
SLEIPNER VEST	0,0	133,5	9,7	32,9	184,9	0,0	14,7	1,3	3,4	20,5
SLEIPNER ØST	0,0	67,7	13,5	26,9	120,3	0,0	1,0	0,4	0,1	1,9
SNORRE	257,2	6,6	4,7	0,0	272,8	66,9	0,3	0,1	0,0	67,3
SNØHVIT	0,0	225,1	7,3	29,1	268,2	0,0	201,0	6,1	24,9	237,5
STATFJORD	573,0	79,5	24,0	1,3	699,4	5,3	12,1	6,7	0,6	30,7
STATFJORD										
NORD	39,6	2,1	1,1	0,0	43,8	3,0	0,0	0,3	0,0	3,6
STATFJORD ØST	36,6	4,1	2,2	0,0	44,9	0,2	0,2	0,8	0,0	1,9
SVALIN ³⁾	12,3	0,0	0,0	0,0	12,3	12,3	0,0	0,0	0,0	12,3
SYGNA	11,2	0,0	0,0	0,0	11,2	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
TAMBAR	9,5	2,0	0,5	0,0	12,4	0,4	0,0	0,2	0,0	0,9
TAMBAR ØST	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOR	24,4	11,3	1,2	0,0	37,9	0,3	0,4	0,0	0,0	0,7
TORDIS	63,2	4,8	1,8	0,0	71,5	7,5	0,5	0,2	0,0	8,4
TROLL	269,4	1432,8	27,4	1,5	1755,7	34,5	955,3	20,2	-2,8	1025,4
TRYM	1,7	4,0	0,0	0,0	5,8	0,8	2,6	0,0	0,0	3,4
TUNE	3,3	18,5	0,2	0,0	22,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
TYRIHANS	33,1	42,5	8,5	0,0	91,8	13,7	41,4	8,3	0,0	71,0
ULA	84,2	3,9	3,2	0,0	94,1	11,4	0,0	0,6	0,0	12,5
URD	6,9	0,1	0,0	0,0	7,0	1,6	0,0	0,0	0,0	1,5
VALE	2,6	2,4	0,0	0,0	5,0	1,1	1,2	0,0	0,0	2,3
VALEMON ³⁾	4,6	23,6	1,2	0,0	30,4	4,6	23,6	1,2	0,0	30,4
VALHALL	146,7	27,4	5,5	0,0	184,5	39,0	6,6	2,2	0,0	49,7
VARG	16,1	1,0	0,3	0,0	17,6	0,6	1,0	0,3	0,0	2,1
VEGA	7,9	15,6	4,7	0,0	32,4	5,4	12,3	3,9	0,0	25,1
VESLEFRIKK	54,4	5,2	1,8	0,0	63,0	1,5	2,8	0,5	0,0	5,2
VIGDIS	69,4	1,9	1,2	0,0	73,7	15,9	0,2	0,3	0,0	16,5
VILJE	13,4	0,0	0,0	0,0	13,4	4,7	0,0	0,0	0,0	4,7
VISUND	34,9	52,3	6,2	0,0	99,0	11,5	44,7	5,7	0,0	67,0
VISUND SØR	2,7	7,7	0,9	0,0	12,2	2,3	7,2	0,9	0,0	11,1
VOLUND	9,9	0,9	0,0	0,0	10,8	3,3	0,3	0,0	0,0	3,6
VOLVE	9,5	0,9	0,2	0,1	10,8	1,3	0,1	0,0	0,0	1,5
YME ³⁾	18,5	0,0	0,0	0,0	18,5	10,6	0,0	0,0	0,0	10,6
ÅSGARD	102,4	206,7	38,1	17,1	398,8	17,5	73,5	13,7	0,0	117,1
Total	4683,0	3691,7	284,3	146,8	9061,7	834,0	2048,9	128,8	40,2	3167,8

¹⁾ Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er difor usikre

²⁾ Omrekningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9

³⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2013

⁴⁾ Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opphavlege reservar. Dette gjeld produsert NGL og kondensat

Tabell 2.4 Reserver i funn der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/5-2 FLYNDRE	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1974
33/9-6 DELTA	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1976
Totalt	0,5	0,1	0,0	0,0	0,6	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

Tabell 2.5 Ressursar i felt og funn i planleggingsfase

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
FRØY ⁴⁾	8,7	0,0	0,0	0,0	8,7	1987
1/9-1 TOMMELITEN ALPHA	6,2	13,7	0,5	0,0	20,8	1977
8/10-4 S (Butch)	7,5	0,7	0,0	0,0	8,2	2011
15/8-1 (Alpha)	0,0	2,3	0,5	1,6	4,8	1982
16/2-6 JOHAN SVERDRUP	354,1	10,6	4,8	0,0	373,8	2010
17/12-1 BREAM	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	1972
18/10-1 (Mackerel)	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1980
24/6-1 PEIK	0,6	2,0	0,0	0,0	2,5	1985
25/2-10 S (Frigg- GammaDelta) ⁵⁾	12,5	3,5	0,0	0,0	16,0	1986
30/11-7 (Fulla)	0,9	5,5	0,0	0,0	6,3	2009
30/11-8 S (Krafla) ⁶⁾	8,5	5,3	0,6	0,0	14,9	2011
31/2-N-11 H	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	2005
35/11-13 (Astero)	3,4	0,6	0,0	0,0	4,1	2005
6406/2-7 ERLEND	0,9	1,0	0,2	0,0	2,3	1999
6406/3-2 TRESTAKK	7,9	1,8	0,4	0,0	10,5	1986
6406/3-8 (Maria)	19,5	2,1	1,0	0,0	23,6	2010
6407/6-6 MIKKEL SØR ⁷⁾	0,6	2,2	0,5	0,0	3,8	2008
6506/9-2 S (Fogelberg)	1,4	8,1	0,8	0,0	11,0	2010
6507/7-14 S (Zidane) ⁸⁾	0,0	17,9	0,2	0,4	18,8	2010
6705/10-1 (Asterix)	0,0	17,8	0,0	0,3	18,1	2009
7122/6-1 (Tornerose)	0,0	3,7	0,0	0,2	3,9	1987
7220/8-1 JOHAN CASTBERG ⁹⁾	78,1	9,7	0,0	0,0	87,7	2011
Totalt	511,2	108,3	9,6	2,5	640,3	

¹⁾ Navn i parentes er ikkje offisielle funnnavn

²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

³⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

⁴⁾ Rettighetshavarane ser på ei ny utbygging av feltet, volumet er summert i RK 4A for felt

⁵⁾ 25/2-10 S (FriggGammaDelta) inneheld 25/2-17 - funnår 2009

⁶⁾ 30/11-8 S (Krafla) inneheld 30/11-8 A - funnår 2011. Ressurser i RK 4F og RK 7F

⁷⁾ 6407/6-6 Mikkel Sør inneheld 6407/6-7 S - funnår 2009

⁸⁾ 6507/7-14 S (Zidane) inneheld 6507/7-15 S - funnår 2012

⁹⁾ 7220/8-1 Johan Castberg inneheld 7220/7-1 - funnår 2012. Ressursene omfatter gass ressurser i RK 7F

Tabell 2.6 Ressursar i funn der utvinning er sannsynleg, men ikkje avklart

Funn ¹⁾	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
15/12-21 (Grevling)	7,7	0,1	0,0	0,0	7,8	2009
15/5-2 EIRIN	0,0	7,0	0,1	0,4	7,6	1978
16/1-12 (Edvard Grieg Sør)	5,1	0,5	0,2	0,0	5,9	2009
16/1-14 (Apollo)	5,2	0,2	0,1	0,0	5,5	2010
2/12-1 MJØLNER	3,0	0,8	0,1	0,0	4,0	1987
2/5-3 SØRØST TOR	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
24/9-10 S (Caterpillar)	1,0	0,1	0,0	0,0	1,0	2011
25/1-11 R (Storklakken)	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	2010
25/2-5 LILLE FRØY	3,0	1,6	0,0	0,0	4,6	1976
25/4-3 GEKKO	0,5	4,2	0,0	0,0	4,7	1974
25/8-4 (D-struktur)	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
3/7-8 S (Trym Sør)	0,2	0,8	0,0	0,0	1,0	2013
30/5-3 S (Corvus)	0,4	5,5	0,0	0,0	5,9	2009
33/12-9 S (Skinfaks Sør)	0,6	0,5	0,1	0,0	1,2	2012
34/10-52 A	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3	2011
34/10-52 B	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	2011
34/11-2 S NØKKEN	1,8	4,0	0,5	0,0	6,7	1996
34/4-11 (Beta)	12,2	1,4	0,0	0,0	13,6	2010
35/2-1 (Peon)	0,0	19,5	0,0	0,0	19,5	2005
35/8-3 (Aurora)	0,6	2,7	0,0	0,0	3,2	1988
35/9-6 S (Titan)	5,4	4,0	0,0	2,5	12,0	2010
6406/2-1 LAVRANS	2,4	9,3	0,8	0,0	13,2	1995
6406/9-1 LINNORM	0,0	24,4	0,0	0,6	24,9	2005
6407/7-8 (Noatun)	0,5	2,0	0,3	0,0	3,0	2008
6407/9-9 (Hasselmus) ⁴⁾	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1999
6506/11-2 LANGE	0,5	0,2	0,1	0,0	0,9	1991
6506/12-3 LYSING	1,2	0,2	0,0	0,0	1,4	1985
6506/6-1 (Victoria)	0,0	26,8	0,0	0,0	26,8	2000
6507/11-6 SIGRID	0,4	1,9	0,3	0,0	2,9	2001
6507/3-8 (Gjøk)	0,0	1,4	0,2	0,1	1,9	2009
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6607/12-2 S (Alve Nord)	0,9	4,9	0,0	1,3	7,0	2011
7120/12-2 (Alke) ⁵⁾	0,0	11,4	0,6	0,4	12,9	1981
Totalt	59,0	136,5	3,4	5,2	207,3	

¹⁾ Navn i parentes er ikkje offisielle funn navn

²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

³⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

⁴⁾ Funnet har ingen salgbare ressursar. Produsert gass benyttes som brensel på Draugen

⁵⁾ 7120/12-2 Alke inkluderer 7120/12-3 - funnår 1983

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn ¹⁾	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ³⁾
7/12-5 (Ula Nord)	0,8	0,2	0,0	0,0	1,0	1981
16/2-18 S (Cliffhanger Nord)	2,6	0,4	0,0	0,0	3,0	2013
16/2-3 (Ragnarrock)	2,9	0,4	0,0	0,0	3,3	2007
16/2-4	0,0	1,9	0,0	0,3	2,2	2007
16/2-5	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1	2009
16/4-6 S (Luno II)	10,5	3,0	0,0	0,0	13,5	2013
2/3-1	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8	1969
2/4-17 TJALVE	0,6	0,8	0,0	0,0	1,4	1992
2/4-21 (King Lear)	0,0	8,1	0,0	5,5	13,6	2012
25/4-2 (Heimdal Øst)	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9	1973
25/11-27	3,3	0,0	0,0	0,0	3,3	2013
30/11-9 S (Askja West)	0,0	2,2	0,0	0,5	2,7	2013
34/12-1 (Afrodite)	0,0	9,2	0,9	1,2	12,1	2008
34/4-10	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2000
34/6-2 S (Garantiana)	6,0	0,2	0,0	0,0	6,2	2012
34/7-H-2 (Ørneskate)	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	2013
35/10-2	0,0	2,8	0,3	0,5	3,9	1996
35/12-2 (Grosbeak)	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2009
35/9-7 (Skarfjell)	16,2	5,3	0,0	0,0	21,5	2012
6406/6-3 (Mjøsa Sør)	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	2013
6407/1-6 S	0,0	7,6	0,0	1,9	9,5	2013
6407/2-5 S (Nona)	2,9	1,3	0,0	0,1	4,3	2009
6407/2-6 S (Flyndre-tind)	0,0	1,9	0,0	0,5	2,4	2010
6407/8-6 (Snilehorn)	9,3	3,1	0,0	0,0	12,4	2013
6506/9-3 (Smørbukk Nord)	0,0	3,6	0,0	1,1	4,7	2013
6507/3-7 (Idun N)	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	2009
6507/3-10 (Klara)	1,3	0,2	0,0	0,0	1,5	2013
6608/10-15 (Svale)	2,3	0,1	0,0	0,0	2,4	2013
7120/1-3 (Gotha)	15,7	11,9	0,0	0,0	27,5	2013
7120/2-3 S (Skalle)	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	2011
7219/8-2 (Iskrystall)	0,0	2,3	0,0	0,2	2,5	2013
7220/7-2 S (Skavl)	6,1	0,9	0,0	0,0	7,0	2013
7222/11-1 (Langli-tinden)	0,0	6,0	0,0	0,0	6,0	2008
7324/8-1 (Wisting Central)	17,9	0,7	0,0	0,0	18,6	2013
Totalt	109,0	85,4	1,2	12,0	208,6	

¹⁾ Navn i parantes er ikkje offisielle funnnavn
²⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³
³⁾ Funnår for den eldste funnbrønningen som inngår

VEDLEGG 3

Rørleidningar og landanlegg

Tabell 3.1 Gassrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (mill. Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2013
Europipe	Gassco AS	Draupner E–Emden i Tyskland	1995	46	40	620	24,3
Europipe II	Gassco AS	Kårstø–Dornum i Tyskland	1999	71	42	658	10,9
Franpipe	Gassco AS	Draupner E–Dunkerque i Frankrike	1998	55	42	840	11,4
Norpipe	Gassco AS	Ekofisk–Norsea Gas Terminal i Tyskland	1977	32	36	440	30,1
Oseberg Gasstransport (OGT)	Gassco AS	Oseberg–Heimdal	2000	35	36	109	2,3
Statpipe (rikgass)	Gassco AS	Statfjord–Kårstø		25	30	308	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Kårstø–Draupner S		21	28	228	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Heimdal–Draupner S		31	36	155	
Statpipe (tørrgass)	Gassco AS	Draupner S–Ekofisk Y		30	36	203	
Statpipe (alle)	Gassco AS		1985				52,0
Tampen Link	Gassco AS	Statfjord–FLAGS-rørleidning i UK	2007	10–27	32	23	2,3
Vesterled	Gassco AS	Heimdal–St. Fergus i Skottland	1978	39	32	360	36,8
Zeepipe	Gassco AS	Sleipner–Draupner S		55	30	30	
Zeepipe	Gassco AS	Sleipner–Zeebrugge i Belgia	1993	42	40	813	
Zeepipe IIA	Gassco AS	Kollsnes–Sleipner	1996	74	40	299	
Zeepipe IIB	Gassco AS	Kollsnes–Draupner E	1997	73	40	301	
Zeepipe (alle)	Gassco AS						27,4
Åsgard Transport	Gassco AS	Åsgard–Kårstø	2000	70	42	707	12,0
Langeled (nordlege rørleidning)	Gassco AS	Nyhamna–Sleipner	2007	75	42	627	
Langeled (sørlege rørleidning)	Gassco AS	Sleipner–Easington i England	2006	72	44	543	
Langeled (begge)	Gassco AS						19,4
Norne Gasstransport-system (NGTS)	Gassco AS	Norne–Åsgard Transport	2001	7	16	128	1,4
Kvitebjørn gassrør	Gassco AS	Kvitebjørn–Kollsnes	2004	27	30	147	1,3
Gjøa gassrør		Gjøa–FLAGS i UK	2010	17	29	131	2,0
Draugen Gass-eksport	AS Norske Shell	Draugen–Åsgard Transport	2000	2 mrd Sm ³ /år	16	78	1,3
Grane Gassrør	Statoil Petroleum AS	Heimdal–Grane	2003	3,6 mrd Sm ³ /år	18	50	0,3
Haltenpipe	Gassco AS	Heidrun–Tjeldbergodden	1996	2 mrd Sm ³ /år	16	250	3,3
Heidrun Gass-eksport	Statoil Petroleum AS	Heidrun–Åsgard Transport	2001	4 mrd Sm ³ /år	16	37	1,0

Tabell 3.2 Olje- og kondensatrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2013
Grane Oljerør	Statoil Petroleum AS	Grane–Sture- terminalen	2003	34 000	29	220	1,8
Kvitebjørn Oljerør	Statoil Petroleum AS	Kvitebjørn–Mongstad (kopla til Y-koplinga Troll Oljerør II)	2004	10 000	16	90	0,5
Norpipe Olje- rørleidning	Norpipe Oil AS	Ekofisk–Teeside i Storbritannia	1975	53 mill. Sm ³ /år	34	354	18,5
Oseberg Transport- system	Statoil Petroleum AS	Oseberg A–Sture- terminalen	1988	121 000	28	115	10,9
Sleipner Øst kondensat- rørleidning	Statoil Petroleum AS	Sleipner A–Kårstø	1993	32 000	20	245	1,8
Troll Oljerør I	Statoil Petroleum AS	Troll B–Mongstad	1995	42 500	16	86	1,4
Troll Oljerør II	Statoil Petroleum AS	Troll C–Mongstad	1999	40 000	20	80	1,3
Huldra Kondensat	Statoil	Huldra-Veslefrikk	2001	7900	8	16	0,4
Gjøa Olje- eksport	GDF SUEZ E&P Norge AS	Gjøa – Troll Oljerør II	2010	5,4 mill. Sm ³ /år	16	55	1,8

Tabell 3.3 Landanlegg i Noreg

Landanlegg	Stad	Omtale og produkt
Kollsnes gassbehandlingsanlegg	Øygarden kommune i Hordaland	Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass, NGL og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner. Kapasiteten er 143 millionar Sm ³ tørrgass per dag og 9780 Sm ³ kondensat per dag.
Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg	Tysvær kommune i Rogaland	Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. Prosessanlegget separerer desse straumane til tørrgass som blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø mot Europa og seks væskeprodukt som blir separert ut og lagra for utskipping. Gassbehandlingsanlegget kan handtera 88 millionar Sm ³ rikgass per dag. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Kapasiteten for gjenvinning av etan på Kårstø er 950 000 tonn i året.
Mongstad-terminalen	Lindås og Austrheim kommune i Hordaland	Tre kaianlegg for skip på inntil 400 000 tonn. 3 fjellkaverner på til saman 1,5 millionar m ³ råolje. Tek imot råolje på skip frå mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun, og er ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn, Gjøl, Vega og Vega Sør.
Nyhamna gassbehandlingsanlegg	Aukra kommune i Møre og Romsdal	Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseskport, kondensatutskiljing, stabilisering, lagring og fiskal måling av gass og kondensat. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm ³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.
Melkøya LNG	Hammerfest kommune i Finnmark	Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO ₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm ³ per år. CO ₂ blir skilt frå naturgassen og returnert til Snøhvitfeltet, der han blir injisert i ein eigen formasjon under øljen og gassen.
Stureterminalen	Øygarden kommune i Hordaland	Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm ³ , ei LPG-kaverne på 60 000 Sm ³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m ³ . Eit fraksjoneringsanlegg prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding.
Tjeldbergodden	Aure kommune i Møre og Romsdal	Metanolfabrikk. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjør kvart år om lag 0,7 milliardar Sm ³ , som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm ³ per år.
Vestprosess	Lindås kommune i Hordaland	Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert.

VEDLEGG 4

Omrekningsfaktorar

Oljeekvivalentar (forkorta o.e.) blir nytta når ein skal summere ressursmengdene av olje, gass, NGL og kondensat. Ei slik summering kan skje ved at ein nyttar ein felles eigenskap (f.eks energi, masse, volum eller salsverdi). Oljedirektoratet nyttar ei volumetrisk

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e..
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat per dag	48,80 tonn per år
	1 fat per dag	58,00 Sm ³ per år

omrekning av NGL til væske og ein energimessig omrekningsfaktor for gass, basert på typiske eigenskapar(*) på norsk kontinentalsokkel.

** Eigenskapane til olje, gass og NGL varierer frå felt til felt, og over tid, men i ressursrekneskapen blir det brukt ein felles og konstant omrekningsfaktor for alle funn og felt.*

Omtrentleg energiinnhald

	MJ
1 Sm ³ naturgass	40
1 Sm ³ råolje	35 500
1 tonn kullekvivalent	29 300

Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0,84 tonn råolje
	=	(gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm ³ gass	=	35,314 kubikkfot

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

		MJ	kWh	BTU
1 MJ	Megajoule	1	0,2778	947,80
1 kWh	kilowatttime	3,6	1	3412,10
1 BTU	Britisk termal unit	0,001055	0,000293	1

