

Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

The petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf

Per 31.12.2018

[ODs Ressursklassifisering](#)

[Classification of petroleum resources](#)

Tabeller:

- ◆ [Totale utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel fordelt per havområde](#)
[Original Recoverable Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf](#)
- ◆ [Totale utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel fordelt på ressursklasser](#)
[Original Recoverable Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf split on resource classes](#)
- ◆ [Produsert mengde](#)
[Produced](#)
- ◆ [Feltoversikt / Fields](#)
- ◆ [RK 1, 2 & 3-felt: Reserver i felt](#)
[Reserves in fields](#)
- ◆ [Reserver RK 2F - Funn'](#)
[Reserves in discoveries in RC 2F](#)
- ◆ [RK 3F/3A: Reserver i funn der rettighetshaverne har besluttet utvinning](#)
[Original recoverable and remaining reserves in discoveries which the licensees have decided for production](#)
- ◆ [RK 4F: Ressurser i funn i avklaringsfase](#)
[Resources in clarification phase](#)
- ◆ [RK 5F: Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart](#)
[Resources in discoveries where production is likely but not resolved](#)
- ◆ [RK 7F: Ressurser i nye funn hvor utvinning ikke er evaluert](#)
[Resources in new discoveries where production is not evaluated](#)
- ◆ [Funn som i 2018 rapporteres som deler av andre felt og funn](#)
[Discoveries that are reported under other fields and discoveries](#)
- ◆ [Tilstedeværende ressurser i felt](#)
[In-place resources in fields](#)
- ◆ [UNFC klassifisering](#)
[United Nations Framework Classification System 2009](#)



Filen inneholder oppdaterte verdier av ressursregnskapet per 31.12.2018. Ved videre bruk av dataene, bes Oljedirektoratet oppgitt som kilde.

This file contains updated values from the petroleum resource account as of December 31, 2018. Please acknowledge the source when using the data.

Totale petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2018

Original Recoverable Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf as of 31 December, 2018

	Ressursregnskap pr. 31.12.2018 Resource account as of 31.12.2018					Endring fra 2017 Changes from 2017				
	Olje / Oil	Gass / Gas	NGL	Kondensat Condensate	Total	Olje / Oil	Gass / Gas	NGL	Kondensat Condensate	Total
	mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³ o.e.	mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³ o.e.
Totalt utvinnbart potensial / Total recoverable potential										
Ressursklasse / Resource Class										
Produsert mengde/Produced	4348	2454	218	115	7331	86	113	18	-3	230
Reserver*/Reserves	1177	1622	92	22	2996	46	-107	-17	1	-93
Betingede ressurser i felt/Contingent resources in fields	234	234	17	3	503	-104	-8	-4	0	-119
Betingede ressurser i funn/Contingent resources in discoveries	318	301	17	7	660	43	8	2	5	60
Utvinning ikke evaluert (RK 7A)**/Production not evaluated (RC 7A)	135	70			205	5	0	0	0	5
Uoppdagede ressurser/Undiscovered resources	1980	1830		130	3940	-15	-40	0	-5	-60
Sum totalt	8192	6511	345	276	15634	62	-34	-1	-1	24
Nordsjøen										
Produsert mengde/Produced	3728	1870	156	70	5964	71	69	14	-5	161
Reserver*/Reserves	948	1106	55	0	2158	78	-46	-12	4	14
Betingede ressurser i felt/Contingent resources in fields	197	149	12	0	369	-110	-12	-2	0	-125
Betingede ressurser i funn/Contingent resources in discoveries	173	132	9	0	321	36	12	-1	0	46
Uoppdagede ressurser/Undiscovered resources	420	245		50	715	-10	0	0	0	-10
Sum	5466	3501	232	120	9527	64	23	-1	0	85
Norskehavet										
Produsert mengde/Produced	611	531	59	36	1290	12	38	4	1	57
Reserver*/Reserves	118	360	32	6	545	-28	-40	-5	-1	-78
Betingede ressurser i felt/Contingent resources in fields	32	58	4	2	99	3	-10	-2	0	-10
Betingede ressurser i funn/Contingent resources in discoveries	28	148	8	6	196	1	8	3	5	21
Uoppdagede ressurser/Undiscovered resources	300	355		40	695	0	-40	0	-5	-45
Sum	1088	1453	103	90	2825	-12	-43	0	0	-54
Barentshavet										
Produsert mengde/Produced	9	54	3	8	76	4	7	0	1	12
Reserver*/Reserves	111	156	6	16	294	-4	-22	-1	-2	-29
Betingede ressurser i felt/Contingent resources in fields	5	27	1	1	34	2	14	0	0	16
Betingede ressurser i funn/Contingent resources in discoveries	118	21	1	1	142	6	-13	0	0	-7
Uoppdagede ressurser/Undiscovered resources	1260	1230		40	2530	-5	0	0	0	-5
Sum	1503	1487	10	66	3077	4	-14	0	-1	-12

* Inkluderer ressursklassene 1, 2 og 3/ includes resource classes 1, 2 and 3

**Ressurser fra RK 7A er bare gitt for totale ressurser. De er ikke fordelt på områder.

**Resources from RC 7A are calculated for the total recoverable potential and have not been broken down by area.

Totale petroleumressursar på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2018
Original Recoverable Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf as of 31 December, 2018

Klasse/Class	Kode Code	Ressursklasse/Resource Class	Ressursregnskap/Resource accounts per 31.12.2018					Endring i forhold til 2017 / Changes from 2017				
			Olje/Oil	Gass/Gas	NGL	Kond./Cond.	Sum o.e	Olje/Oil	Gass/Gas	NGL	Kond./Cond.	Sum o.e
			mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³	mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn	mill Sm ³	mill Sm ³
	0	Felt/Fields Produsert mengde/Produced	4348	2454	218	115	7331	86	113	18	-3	230
Reserver Reserves	1	I produksjon /Producing	489	1123	66	22	1760	-81	-62	-19	2	-177
	2	Godkjent for utvinning / Approved for production	587	495	25	0	1131	198	351	12	-1	572
	3*	Besluttet for utvinning / Decided for production	101	4	1	0	106	-71	-397	-10	0	-488
		Sum reserver /Sum reserves	1177	1622	92	22	2996	46	-107	-17	1	-93
Betingede ressurser Contingent resources	4	Utvinning i avklaringsfase / Production in clarification phase	104	105	9	2	227	-70	-10	-3	0	-85
	5	Utvinning sannsynlig, men uavklart Production likely, but not resolved	109	109	8	1	234	-30	-12	-1	0	-45
	7F	Utvinning ikke evaluert Production not evaluated	21	20	0	0	41	-4	15	0	0	12
	7A	Utvinning ikke evaluert Production not evaluated	135	70			205	5	0	0	0	5
		Sum betingede ressurser i felt Sum contingent resources in fields	369	304	17	3	708	-99	-8	-4	0	-114
	4	Utvinning i avklaringsfase / Production in clarification phase	113	66	10	0	198	10	-20	0	0	-11
	5	Utvinning sannsynlig, men uavklart Production likely, but not resolved	144	145	5	2	301	19	40	2	1	64
7F	Utvinning ikke evaluert Production not evaluated	61	90	2	5	160	14	-13	0	5	7	
	Sum betingede ressurser i funn Sum contingent resources in discoveries	318	301	17	7	660	43	8	2	5	60	
Uoppdagede ressurser Undiscovered resources	8 og 9	Ressurser i prospekter, prospektmulighet og ikke kartlagte ressurser/ Resources in prospects, leads and unmapped prospects	1980	1830		130	3940	-15	-40	0	-5	-60
		Sum totale ressurser / Sum total resources Sum gjenværende ressurser / Remaining resources	8192	6511	345	276	15634	62	-34	-1	-1	24
			3844	4056	127	162	8303	-25	-147	-19	2	-206

* inkluderer reserver fra funn/ include reserves from discoveries

Felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift
Fields on production and fields with approved development plans

Felt	Opphavlege reservar ¹⁾ Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2018	Utvinningsstillatelse/ Avtalebasert område
AASTA HANSTEEN	55,04	1997	Equinor Energy AS	218
ALVE	14,16	1990	Equinor Energy AS	159 B
ALVHEIM	60,69	1998	Aker BP ASA	203
ATLA	1,65	2010	Total E&P Norge AS	102 C
BALDER	85,69	1967	Vår Energi AS	001
BAUGE ³⁾	11,68	2013	Equinor Energy AS	348
BLANE	0,90	1989	Repsol Norge AS	BLANE
BRAGE	69,85	1980	Wintershall Norge AS	BRAGE
BYRDING	2,27	2005	Equinor Energy AS	090 B
BØYLA	2,99	2009	Aker BP ASA	340
DRAUGEN	150,20	1984	OKEA AS	093
DVALIN ³⁾	18,79	2010	DEA Norge AS	435
EDVARD GRIEG	45,02	2007	Lundin Norway AS	338
EKOFISK	739,44	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ELDFISK	190,52	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
EMBLA	19,18	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
ENOCH	0,36	1991	Repsol Sinopec North Sea Limited	ENOCH
FENJA ³⁾	15,36	2014	Neptune Energy Norge AS	586
FLYNDRE	0,08	1974	Total Oil UK Limited	FLYNDRE
FRAM	63,08	1990	Equinor Energy AS	090
FRAM H-NORD	0,70	2007	Equinor Energy AS	FRAM H-NORD
GIMLE	4,21	2004	Equinor Energy AS	GIMLE
GINA KROG	31,51	1978	Equinor Energy AS	GINA KROG
GJØA	69,76	1989	Neptune Energy Norge AS	153
GOLIAT	31,45	2000	Vår Energi AS	229
GRANE	148,79	1991	Equinor Energy AS	GRANE
GUDRUN	39,54	1975	Equinor Energy AS	025
GULLFAKS	412,45	1978	Equinor Energy AS	050
GULLFAKS SØR	167,91	1978	Equinor Energy AS	050
GUNGNE	24,74	1982	Equinor Energy AS	046
GYDA	45,51	1980	Repsol Norge AS	019 B
HANZ ³⁾	2,76	1997	Aker BP ASA	028 B
HEIDRUN	246,67	1985	Equinor Energy AS	HEIDRUN
HEIMDAL	52,85	1972	Equinor Energy AS	HEIMDAL
HOD	12,83	1974	Aker BP ASA	033
HYME	4,57	2009	Equinor Energy AS	348
ISLAY	0,10	2008	Total E&P UK Ltd	ISLAY
IVAR AASEN	29,09	2008	Aker BP ASA	IVAR AASEN
JOHAN CASTBERG ³⁾	88,90	2011	Equinor Energy AS	532
JOHAN SVERDRUP ³⁾	425,39	2010	Equinor Energy AS	JOHAN SVERDRUP
KNARR	10,52	2008	A/S Norske Shell	373 S
KRISTIN	65,47	1997	Equinor Energy AS	HALTENBANKEN VEST
KVITEBJØRN	148,71	1994	Equinor Energy AS	193
MARIA	9,47	2010	Wintershall Norge AS	475 BS
MARTIN LINGE ³⁾	40,73	1978	Equinor Energy AS	MARTIN LINGE
MARULK	9,71	1992	Vår Energi AS	122
MIKKEL	60,06	1987	Equinor Energy AS	MIKKEL
MORVIN	15,31	2001	Equinor Energy AS	134 B
NJORD	66,79	1986	Equinor Energy AS	NJORD
NORNE	109,70	1992	Equinor Energy AS	NORNE INSIDE
NOVA ³⁾	12,51	2012	Wintershall Norge AS	418
ODA ³⁾	5,25	2011	Spirit Energy Norway AS	405
ORMEN LANGE	325,14	1997	A/S Norske Shell	ORMEN LANGE
OSEBERG	541,75	1979	Equinor Energy AS	OSEBERG
OSEBERG SØR	93,37	1984	Equinor Energy AS	OSEBERG
OSEBERG ØST	25,19	1981	Equinor Energy AS	OSEBERG
REV	3,57	2001	Repsol Norge AS	038 C
RINGHORNE ØST	16,88	2003	Vår Energi AS	RINGHORNE ØST
SIGYN	19,59	1982	Equinor Energy AS	072
SINDRE	0,07	2017	Equinor Energy AS	SINDRE
SKARV	60,77	1998	Aker BP ASA	SKARV
SKIRNE	12,63	1990	Total E&P Norge AS	102
SKOGUL ³⁾	1,48	2010	Aker BP ASA	460
SKULD	6,19	2008	Equinor Energy AS	128
SLEIPNER VEST	202,13	1974	Equinor Energy AS	SLEIPNER VEST
SLEIPNER ØST	120,72	1981	Equinor Energy AS	SLEIPNER ØST
SNORRE	325,70	1979	Equinor Energy AS	SNORRE
SNØHVIT	249,32	1984	Equinor Energy AS	SNØHVIT
STATFJORD	704,94	1974	Equinor Energy AS	STATFJORD
STATFJORD NORD	45,36	1977	Equinor Energy AS	037
STATFJORD ØST	45,54	1976	Equinor Energy AS	STATFJORD ØST
SVALIN	9,85	1992	Equinor Energy AS	169
SYGNA	11,22	1996	Equinor Energy AS	SYGNA
TAMBAR	16,14	1983	Aker BP ASA	065
TAMBAR ØST	0,43	2007	Aker BP ASA	TAMBAR ØST
TORDIS	73,45	1987	Equinor Energy AS	089
TRESTAKK ³⁾	12,45	1986	Equinor Energy AS	091
TROLL	1766,02	1979	Equinor Energy AS	TROLL

Felt	Opphavlege		Operatør per 31.12.2018	Utvinningsstillatelse/ Avtalebasert område
	reservar ¹⁾ Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾		
TRYM	6,36	1990	Faroe Petroleum Norge AS	147
TUNE	22,93	1996	Equinor Energy AS	190
TYRIHANS	94,10	1983	Equinor Energy AS	TYRIHANS
ULA	92,57	1976	Aker BP ASA	019
URD	9,36	2000	Equinor Energy AS	128
UTGARD ³⁾	4,59	1982	Equinor Energy AS	UTGARD
VALE	5,18	1991	Spirit Energy Norway AS	036
VALEMON	15,76	1985	Equinor Energy AS	VALEMON
VALHALL	197,23	1975	Aker BP ASA	VALHALL
VEGA	45,00	1981	Wintershall Norge AS	VEGA
VESLEFRIKK	65,67	1981	Equinor Energy AS	052
VIGDIS	77,21	1986	Equinor Energy AS	089
VILJE	14,97	2003	Aker BP ASA	036 D
VISUND	113,64	1986	Equinor Energy AS	VISUND INSIDE
VISUND SØR	10,14	2008	Equinor Energy AS	VISUND INSIDE
VOLUND	14,43	1994	Aker BP ASA	150
YME ³⁾	18,07	1987	Repsol Norge AS	316
ÆRFUGL ^{3) 4)}	48,64	2000	Aker BP ASA	SKARV
ÅSGARD	421,83	1981	Equinor Energy AS	ÅSGARD

1) Reserve-estimatene er ikke påvirket av kommersielle avtaler

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2018

4) Prøveutvinning fra Ærfugl feltet pågår

1) Reserve estimates are not affected by commercial agreements

2) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

3) Fields with an approved development plan not in production as of 31.12.18

4) Test production from the Ærfugl field is ongoing

Produsert og solgt fra felt der produksjonen er avsluttet og fra felt i produksjon. (Ressursklasse 0)

Historical production from fields where production is ceased and from fields in production. (Resource Class 0)

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL ²⁾ mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ^{1) 2)} mill. Sm ³	Funnår ³⁾
33/9-6 Delta	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1976
7220/11-1 (Alta) ⁴⁾	0,11	0,00	0,00	0,00	0,11	2014
Albuskjell	7,35	15,53	0,99	0,00	24,77	1972
Brynhild	0,49	0,00	0,00	0,00	0,49	1992
Cod	2,88	7,28	0,52	0,00	11,15	1968
Edda	4,82	1,98	0,21	0,00	7,19	1972
Frigg	0,00	116,17	0,00	0,46	116,63	1971
Frøy	5,55	1,61	0,00	0,11	7,27	1987
Gaupe	0,23	0,46	0,03	0,02	0,76	1985
Gitne	8,88	0,00	0,00	0,00	8,88	1995
Huldra	5,21	17,34	0,11	0,00	22,77	1982
Jette	0,43	0,01	0,00	0,00	0,43	2009
Jotun	23,14	0,88	0,00	0,00	24,02	1994
Lille-Frigg	1,33	2,19	0,00	0,02	3,54	1975
Mime	0,37	0,08	0,01	0,00	0,48	1982
Murchison	13,86	0,35	0,32	0,00	14,81	1975
Nordøst Frigg	0,00	11,60	0,00	0,04	11,64	1974
Odin	0,00	27,30	0,00	0,12	27,42	1974
Oselvar	0,68	0,40	0,02	0,00	1,11	1991
Tommeliten Gamma	3,87	9,69	0,57	0,00	14,64	1978
Tor	24,45	10,86	1,18	0,00	37,56	1970
Varg	16,33	0,30	0,02	0,02	16,69	1984
Vest Ekofisk	12,15	25,97	1,43	0,00	40,84	1970
Volve	10,17	0,94	0,16	0,09	11,51	1993
Yttergryta	0,29	2,22	0,41	0,00	3,29	2007
Øst Frigg	0,00	9,22	0,00	0,07	9,29	1973
Produsert og solgt fra nedstengte felt <i>Sum fields with ceased production</i>	142,66	262,38	5,98	0,95	417,36	
AASTA HANSTEEN	0,00	0,03	0,00	0,03	0,06	1997
ALVE	1,95	6,47	1,05	0,00	10,41	1990
ALVHEIM	39,60	5,22	0,00	0,00	44,82	1998
ATLA	0,33	1,32	0,00	0,00	1,64	2010
BALDER	69,09	1,93	0,00	0,00	71,02	1967
BLANE	0,78	0,00	0,00	0,00	0,78	1989
BRAGE	58,83	3,87	1,25	0,00	65,08	1980
BYRDING	0,42	0,20	0,02	0,00	0,66	2005
BØYLA	1,99	0,19	0,00	0,00	2,17	2009
DRAUGEN	140,62	1,67	2,70	0,00	147,41	1984
EDVARD GRIEG	14,32	1,47	0,24	0,00	16,24	2007
EKOFISK	477,70	146,97	14,60	0,00	652,40	1969
ELDFISK	114,41	41,31	4,43	0,00	164,14	1970
EMBLA	11,68	4,81	0,55	0,00	17,55	1988
ENOECH	0,33	0,00	0,00	0,00	0,33	1991
FLYNDRE	0,03	0,00	0,00	0,00	0,04	1974
FRAM	34,95	6,19	0,57	0,00	42,23	1992
FRAM H-NORD	0,61	0,00	0,00	0,00	0,61	2007
GIMLE	2,93	0,88	0,18	0,00	4,15	2004
GINA KROGH	2,72	1,28	0,18	0,00	4,35	1978
GJØA	12,85	27,75	6,90	0,00	53,70	1989
GOLIAT	9,21	0,00	0,00	0,00	9,21	2000
GRANE	118,81	0,00	0,00	0,00	118,81	1991
GUDRUN	13,08	7,63	1,06	0,00	22,72	1975
GULLFAKS	367,74	23,08	2,83	0,00	396,20	1978
GULLFAKS SØR	52,84	58,47	7,68	0,00	125,90	1978
GUNGNE	0,21	15,20	2,13	4,47	23,94	1982
GYDA	36,23	6,24	1,60	0,00	45,51	1980
HEIDRUN ⁵⁾	160,81	20,82	0,67	0,00	182,90	1985
HEIMDAL	6,67	46,13	0,00	0,00	52,81	1972
HOD	9,64	1,68	0,46	0,00	12,19	1974
HYME	1,85	0,30	0,10	0,00	2,34	2009
ISLAY	0,01	0,09	0,00	0,00	0,10	2008
IVAR AASEN	5,24	1,25	0,20	0,00	6,87	2009
KNARR	7,41	0,32	0,51	0,00	8,71	2008
KRISTIN	21,41	25,46	5,20	2,10	58,85	1997

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL ²⁾ mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ^{1) 2)} mill. Sm ³	Funnår ³⁾
KVITEBJØRN	26,90	73,15	8,50	0,00	116,20	1994
MARIA	1,21	0,12	0,07	0,00	1,46	2010
MARULK	0,43	5,73	0,53	0,00	7,17	1992
MIKKEL	4,74	24,29	6,40	2,23	43,42	1987
MORVIN	7,86	3,46	0,77	0,00	12,79	2001
NJORD	26,65	10,21	2,30	0,00	41,23	1986
NORNE	90,78	7,46	0,89	0,00	99,93	1992
ORMEN LANGE	0,00	206,91	0,00	14,46	221,37	1997
OSEBERG	381,09	50,95	10,25	0,00	451,50	1979
OSEBERG SØR	54,71	11,03	1,32	0,00	68,26	1984
OSEBERG ØST	21,80	0,34	0,06	0,00	22,25	1981
REV	0,80	2,66	0,05	0,00	3,55	2001
RINGHORNE ØST	12,53	0,28	0,00	0,00	12,81	2003
SIGYN	0,83	6,89	2,74	6,06	18,99	1982
SINDRE	0,02	0,00	0,00	0,00	0,02	2017
SKARV	12,99	17,76	2,02	0,00	34,59	1998
SKIRNE	2,30	10,08	0,00	0,00	12,38	1990
SKULD	4,11	0,35	0,05	0,00	4,56	2008
SLEIPNER VEST	3,68	136,05	9,77	29,74	188,04	1974
SLEIPNER ØST	0,27	68,09	13,35	26,62	120,35	1981
SNORRE	218,27	6,63	4,75	0,00	233,93	1979
SNØHVIT	0,00	53,57	2,60	8,43	66,95	1984
STATFJORD	574,78	76,04	21,02	0,81	691,57	1974
STATFJORD NORD	38,68	2,01	1,04	0,00	42,67	1977
STATFJORD ØST	36,97	4,38	2,08	0,00	45,30	1976
SVALIN	5,95	0,00	0,00	0,00	5,95	1992
SYGNA	10,52	0,00	0,00	0,00	10,52	1996
TAMBAR	10,74	2,27	0,51	0,00	13,97	1983
TAMBAR ØST	0,32	0,02	0,01	0,00	0,36	2007
TORDIS	61,01	4,22	1,59	0,00	68,25	1987
TROLL ⁶⁾	271,59	648,34	10,92	1,52	942,19	1979
TRYM	1,62	3,62	0,00	0,00	5,24	1990
TUNE	3,33	18,96	0,19	0,00	22,65	1996
TYRIHANS	29,15	11,95	2,13	0,00	45,15	1983
ULA	75,40	3,85	2,94	0,00	84,84	1976
URD	6,99	0,30	0,04	0,00	7,36	2000
VALE	2,20	2,07	0,00	0,00	4,27	1991
VALEMON	1,34	9,28	0,08	0,00	10,78	1985
VALHALL	115,73	22,60	4,59	0,00	147,05	1975
VEGA	6,67	10,90	3,30	0,00	23,84	1981
VESLEFRIKK	54,79	5,01	1,71	0,00	63,05	1981
VIGDIS	62,61	1,70	1,37	0,00	66,91	1986
VILJE	12,58	0,00	0,00	0,00	12,58	2003
VISUND	33,65	19,38	2,29	0,00	57,39	1986
VISUND SØR	2,44	4,23	0,59	0,00	7,79	2008
VOLUND	10,19	1,14	0,00	0,00	11,33	1994
YME	7,91	0,00	0,00	0,00	7,91	1987
ÆRFUGL ⁷⁾	1,02	4,43	0,50	0,00	6,41	2000
ÅSGARD	97,75	181,09	33,45	17,11	359,50	1981
Produsert og solgt fra felt i produksjon <i>Sum production from producing fields</i>	4205,20	2192,03	211,88	113,58	6913,43	
Sum solgt og levert <i>Sum sold and delivered</i>	4347,86	2454,41	217,86	114,53	7330,79	

1) Produksjonen i tabellen avviker fra produksjonstallene på ODs faktsider fordi verdjustering og kommersielle avtaler ikke er inkludert

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

3) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

4) 7220/11-1 (Alta) har avsluttet prøveutvinning

5) Heidrun omfatter leveranse til Tjeldbergodden

6) Troll omfatter TOGI

7) Prøveutvinning fra Ærfugl feltet pågår

1) The production figures in the table deviate from the production figures on the NPD fact pages because value adjustments and commercial agreements are not included

2) 1.9 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

4) 7220/11-1 (Alta) has completed the test production

5) Heidrun includes delivery to Tjeldbergodden

6) Troll includes TOGI

7) Test production from the Ærfugl field is ongoing

Reserver i felt. (Ressursklasse 1, 2 og 3)
Reserves in fields. (Resource Classes 1, 2 and 3)

Felt/field	Reserver inklusiv solgt og levert ¹⁾ <i>Reserves inclusiv sold and delivered volumes¹⁾</i>					Reserver ¹⁾ <i>Reserves¹⁾</i>				
	Olje <i>Oil</i>	Gass <i>Gas</i>	NGL ² <i>NGL²</i>	Kond. <i>Condensate</i>	Sum o.e. ²⁾	Olje <i>Oil</i>	Gass <i>Gas</i>	NGL ² <i>NGL²</i>	Kond. <i>Condensate</i>	Sum o.e. ²⁾
	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>	mrd Sm ³ <i>bill Sm³</i>	mill tonn <i>mill tonn</i>	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>	mrd Sm ³ <i>bill Sm³</i>	mill tonn <i>mill tonn</i>	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>	mill Sm ³ <i>mill Sm³</i>
AASTA HANSTEEN	0,0	54,4	0,0	0,6	55,0	0,0	54,4	0,0	0,6	55,0
ALVE	2,3	9,2	1,4	0,0	14,2	0,4	2,7	0,4	0,0	3,8
ALVHEIM	50,3	10,3	0,0	0,0	60,7	10,7	5,1	0,0	0,0	15,9
ATLA	0,3	1,3	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BALDER	83,7	2,0	0,0	0,0	85,7	14,6	0,0	0,0	0,0	14,7
BAUGE ³⁾	8,0	1,9	1,0	0,0	11,7	8,0	1,9	1,0	0,0	11,7
BLANE	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
BRAGE	62,4	4,6	1,5	0,0	69,9	3,6	0,8	0,2	0,0	4,8
BYRDING	1,3	0,9	0,1	0,0	2,3	0,8	0,7	0,1	0,0	1,6
BØYLA	2,8	0,2	0,0	0,0	3,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
DRAUGEN	143,2	1,7	2,8	0,0	150,2	2,6	0,0	0,1	0,0	2,8
DVALIN ³⁾	0,0	17,9	0,2	0,4	18,8	0,0	17,9	0,2	0,4	18,8
EDVARD GRIEG	39,5	3,8	0,9	0,0	45,0	25,2	2,3	0,7	0,0	28,8
EKOFISK	551,1	158,0	16,0	0,0	739,4	73,4	11,0	1,4	0,0	87,0
ELDFISK	137,5	43,9	4,8	0,0	190,5	23,0	2,6	0,4	0,0	26,4
EMBLA	12,4	5,5	0,7	0,0	19,2	0,7	0,7	0,1	0,0	1,6
ENOCH	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FENJA ³⁾	10,9	3,4	0,6	0,0	15,4	10,9	3,4	0,6	0,0	15,4
FLYNDRE	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FRAM	42,3	17,5	1,7	0,0	63,1	7,3	11,3	1,2	0,0	20,9
FRAM H- NORD	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
GIMLE	2,9	0,9	0,2	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
GINA KROG	13,9	13,3	2,3	0,0	31,5	11,2	12,0	2,1	0,0	27,2
GJØA	14,0	38,2	9,3	0,0	69,8	1,2	10,4	2,4	0,0	16,1
GOLIAT	31,5	0,0	0,0	0,0	31,5	22,2	0,0	0,0	0,0	22,2
GRANE	148,8	0,0	0,0	0,0	148,8	30,0	0,0	0,0	0,0	30,0
GUDRUN	20,7	15,5	1,8	0,0	39,5	7,6	7,8	0,7	0,0	16,8
GULLFAKS	384,0	23,1	2,8	0,0	412,5	16,3	0,0	0,0	0,0	16,3
GULLFAKS SØR	62,3	84,5	11,2	0,0	167,9	9,4	26,0	3,5	0,0	42,0
GUNGNE	0,3	15,8	2,2	4,5	24,7	0,1	0,6	0,1	0,0	0,8
GYDA	36,2	6,2	1,6	0,0	45,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HANZ ³⁾	2,3	0,4	0,1	0,0	2,8	2,3	0,4	0,1	0,0	2,8
HEIDRUN	196,6	46,3	2,0	0,0	246,7	35,7	25,5	1,3	0,0	63,8
HEIMDAL	6,7	46,2	0,0	0,0	52,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HOD	10,2	1,8	0,5	0,0	12,8	0,5	0,1	0,0	0,0	0,6
HYME	3,2	0,9	0,3	0,0	4,6	1,3	0,6	0,2	0,0	2,2
ISLAY	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IVAR AASEN	23,7	4,2	0,7	0,0	29,1	18,4	2,9	0,5	0,0	22,2
JOHAN CASTBERG ³⁾	88,9	0,0	0,0	0,0	88,9	88,9	0,0	0,0	0,0	88,9
JOHAN SVERDRUP ³⁾	406,6	10,2	4,5	0,0	425,4	406,6	10,2	4,5	0,0	425,4
KNARR	9,2	0,3	0,5	0,0	10,5	1,8	0,0	0,0	0,0	1,8
KRISTIN	23,1	29,0	6,0	2,1	65,5	1,7	3,5	0,8	0,0	6,6
KVITBJØRN	31,6	96,5	10,9	0,0	148,7	4,7	23,3	2,4	0,0	32,5
MARIA	8,0	0,7	0,4	0,0	9,5	6,8	0,6	0,3	0,0	8,0
MARTIN LINGE ³⁾	10,9	25,7	2,2	0,0	40,7	10,9	25,7	2,2	0,0	40,7
MARULK	0,6	7,8	0,7	0,0	9,7	0,1	2,1	0,2	0,0	2,5
MIKKEL	6,5	34,3	9,0	2,2	60,1	1,8	10,0	2,6	0,0	16,6
MORVIN	9,0	4,4	1,0	0,0	15,3	1,2	0,9	0,2	0,0	2,5
NJORD	31,5	23,7	6,1	0,0	66,8	4,9	13,5	3,8	0,0	25,6
NORNE	93,8	12,8	1,6	0,0	109,7	3,0	5,4	0,7	0,0	9,8
NOVA ³⁾	9,1	2,1	0,7	0,0	12,5	9,1	2,1	0,7	0,0	12,5
ODA ³⁾	5,0	0,2	0,0	0,0	5,3	5,0	0,2	0,0	0,0	5,3
ORMEN LANGE	0,0	306,0	0,0	19,2	325,1	0,0	99,1	0,0	4,7	103,8
OSEBERG	398,6	116,9	13,8	0,0	541,8	17,5	65,9	3,6	0,0	90,3
OSEBERG SØR	66,7	22,2	2,3	0,0	93,4	12,0	11,2	1,0	0,0	25,1
OSEBERG ØST	24,6	0,4	0,1	0,0	25,2	2,8	0,0	0,1	0,0	2,9
REV	0,8	2,7	0,1	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RINGHORNE ØST	16,6	0,3	0,0	0,0	16,9	4,1	0,0	0,0	0,0	4,1
SIGYN	1,0	7,2	2,8	6,1	19,6	0,2	0,3	0,1	0,0	0,6
SINDRE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
SKARV	19,0	34,4	3,9	0,0	60,8	6,0	16,6	1,9	0,0	26,2
SKIRNE	2,3	10,3	0,0	0,0	12,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3
SKOGUL ³⁾	1,3	0,1	0,0	0,0	1,5	1,3	0,1	0,0	0,0	1,5
SKULD	5,8	0,4	0,1	0,0	6,2	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
SLEIPNER VEST	5,9	146,5	10,5	29,7	202,1	2,3	10,5	0,7	0,0	14,1
SLEIPNER ØST	0,3	68,3	13,4	26,6	120,7	0,1	0,3	0,0	0,0	0,4
SNORRE	310,1	6,6	4,8	0,0	325,7	91,8	0,0	0,0	0,0	91,8

Reserver inklusiv solgt og levert ¹⁾ <i>Reserves inclusiv sold and delivered volumes¹⁾</i>						Reserver ¹⁾ <i>Reserves¹⁾</i>				
Felt/field	Olje	Gass	NGL ²⁾	Kond.	Sum o.e ²⁾	Olje	Gass	NGL ²⁾	Kond.	Sum o.e ²⁾
	Oil	Gas	NGL ²⁾	Condensate		Oil	Gas	NGL ²⁾	Condensate	
	mill Sm ³ mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn mill tonn	mill Sm ³ mill Sm ³	mill Sm ³ mill Sm ³	mill Sm ³ mill Sm ³	mrd Sm ³ bill Sm ³	mill tonn mill tonn	mill Sm ³ mill Sm ³	mill Sm ³ mill Sm ³
SNØHVIT	0,0	209,1	8,2	24,7	249,3	0,0	155,5	5,6	16,2	182,4
STATFJORD	578,4	81,9	23,0	0,8	704,9	3,7	5,9	2,0	0,0	13,4
STATFJORD NORD	41,2	2,1	1,1	0,0	45,4	2,5	0,1	0,0	0,0	2,7
STATFJORD ØST	37,2	4,4	2,1	0,0	45,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
SVALIN	9,9	0,0	0,0	0,0	9,9	3,9	0,0	0,0	0,0	3,9
SYGNA	11,2	0,0	0,0	0,0	11,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
TAMBAR	12,4	2,7	0,6	0,0	16,1	1,7	0,4	0,0	0,0	2,2
TAMBAR ØST	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
TORDIS	65,4	4,7	1,8	0,0	73,5	4,4	0,5	0,2	0,0	5,2
TRESTAKK ³⁾	11,3	0,8	0,2	0,0	12,5	11,3	0,8	0,2	0,0	12,5
TROLL	285,7	1433,2	24,0	1,5	1766,0	14,1	784,9	13,1	0,0	823,8
TRYM	1,8	4,5	0,0	0,0	6,4	0,2	0,9	0,0	0,0	1,1
TUNE	3,4	19,2	0,2	0,0	22,9	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3
TYRIHANS	34,8	43,3	8,4	0,0	94,1	5,6	31,4	6,3	0,0	49,0
ULA	82,9	3,9	3,1	0,0	92,6	7,5	0,0	0,1	0,0	7,7
URD	9,0	0,3	0,0	0,0	9,4	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
UTGARD ³⁾	1,7	1,9	0,5	0,0	4,6	1,7	1,9	0,5	0,0	4,6
VALE	2,6	2,6	0,0	0,0	5,2	0,4	0,5	0,0	0,0	0,9
VALEMON	1,8	13,7	0,1	0,0	15,8	0,5	4,4	0,0	0,0	5,0
VALHALL	157,1	29,7	5,5	0,0	197,2	41,4	7,1	0,9	0,0	50,2
VEGA	9,3	22,0	7,2	0,0	45,0	2,6	11,1	3,9	0,0	21,2
VESLEFRIKK	56,2	5,8	2,0	0,0	65,7	1,4	0,8	0,2	0,0	2,6
VIGDIS	72,9	1,7	1,4	0,0	77,2	10,3	0,0	0,0	0,0	10,3
VILJE	15,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2,4	0,0	0,0	0,0	2,4
VISUND	40,9	59,1	7,2	0,0	113,6	7,3	39,7	4,9	0,0	56,3
VISUND SØR	2,7	5,9	0,8	0,0	10,1	0,3	1,6	0,2	0,0	2,4
VOLUND	12,8	1,7	0,0	0,0	14,4	2,6	0,5	0,0	0,0	3,1
YME	18,1	0,0	0,0	0,0	18,1	10,2	0,0	0,0	0,0	10,2
ÆRFUGL ^{3) 4)}	6,8	34,5	3,9	0,0	48,6	5,8	30,1	3,4	0,0	42,2
ÅSGARD	105,1	221,2	41,3	17,1	421,8	7,3	40,1	7,9	0,0	62,3
SUM	5381,6	3813,5	304,2	135,5	9908,5	1176,4	1621,5	92,3	22,0	2995,0

1) Reserve-estimatene er ikke påvirket av kommersielle avtaler

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

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikke var startet per 31.12.2018

4) Prøveutvinning fra Ærfugl feltet pågår

1) Reserve estimates are not affected by commercial agreements

2) 1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Fields with an approved development plan not in production as of 31.12.2018

4) Test production from the Ærfugl field is ongoing

Reserver i funn som har fått godkjent prøveutvinning (Ressursklasse 2F)

Recoverable and remaining reserves in projects where test production is approved (Resource Class 2F)

Funn	Olje Oil	Gass Gas	NGL ²⁾ NGL ²⁾	Kond. Condensate	Sum o.e ¹
	mill Sm3 mill Sm3	mrd Sm3 bill Sm3	mill tonn mill tonn	mill Sm3 mill Sm3	mill Sm3 mill Sm3
24/9-12 S (Frosk) ⁴⁾	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Totalt	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3

1) Reserve estimatene er ikke påvirket av kommersielle avtaler

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

3) Funnår for den eldste funnbrønn som inngår

4) 24/9-12 S (Frosk) har fått godkjent prøveutvinning

1) Reserve estimates are not affected by commercial agreements

2) 1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

4) Test production is approved for 24/9-12 S (Frosk)

Funnår³⁾ <i>Discovery</i> <i>year³⁾</i>
2018

Reserver i funn der rettighetshaverne har besluttet utvinning

(Ressursklasse 3F/3A)

Original recoverable and remaining reserves in discoveries which the licensees have decided for production (Resource Class 3F/3A)

Funn <i>Discovery</i>	Olje <i>Oil</i>	Gass <i>Gas</i>	NGL ² <i>NGL²</i>	Kond. <i>Condensate</i>	Sum o.e ¹	Funnår ³⁾ <i>Discovery year³⁾</i>
	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	mrd Sm3 <i>bill Sm3</i>	mill tonn <i>mill tonn</i>	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	
24/9-12 S (Frosk) ⁴⁾	0,5	0,0	0,0	0,0	0,6	2018
34/11-2 S (Nøkken) ⁵⁾	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	1996
Totalt	0,6	0,2	0,0	0,0	0,8	

1) Reserve-estimatene er ikke påvirket av kommersielle avtaler

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

3) Funnår for den eldste funnbrønn som inngår

3) Rettighetshaverne i 24/9-12 S (Frosk) har besluttet utvidelse av prøveutvinning

4) Rettighetshaverne i 34/11-2 S (Nøkken) har besluttet prøveutvinning

1) *Reserve estimates are not affected by commercial agreements*

2) *1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL*

3) *Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question*

4) *The licensees in 24/9-12 S (Frosk) have decided to expand the test production*

5) *The licensees in 34/11-2 S (Nøkken) have decided for test production*

Ressurser i funn i avklaringsfase (Ressursklasse 4F)
Resources in clarification phase (Resource Class 4F)

Funn ¹⁾ <i>Discovery¹⁾</i>	Olje <i>Oil</i>	Gass <i>Gas</i>	NGL ² <i>NGL²</i>	Kond. <i>Condensate</i>	Sum o.e ²	Funnår ³⁾ <i>Discovery year³⁾</i>
	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	mrd Sm3 <i>bill Sm3</i>	mill tonn <i>mill tonn</i>	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	mill Sm3 <i>mill Sm3</i>	
15/12-21 (Grevling) ⁴⁾	6,8	0,0	0,0	0,0	6,8	2009
16/1-12 (Rolvnes)	4,9	1,3	0,4	0,0	7,0	2009
16/4-6 S (Luno II)	7,1	1,8	0,5	0,0	9,8	2013
25/11-27 (F-struktur)	5,8	0,0	0,0	0,0	5,8	2013
25/2-10 S (Frigg-GammaDelta) ⁵⁾	10,7	0,6	0,1	0,0	11,5	1986
25/2-18 S (Langfjellet)	4,1	0,8	0,1	0,0	5,1	2016
25/2-5 Lille Frøy	3,7	1,1	0,1	0,0	5,1	1976
25/4-2 (Trine)	3,1	0,1	0,0	0,0	3,1	1973
25/5-9 (Trell)	2,1	0,1	0,0	0,0	2,1	2014
25/8-4 (D-struktur)	20,2	0,0	0,0	0,0	20,2	1992
30/11-7 (Fulla)	1,0	8,4	1,0	0,0	11,2	2009
30/11-8 S (Krafla) ⁶⁾	15,0	16,2	2,5	0,0	35,9	2011
31/7-1 (Brasse)	8,3	2,2	0,6	0,0	11,7	2016
34/6-2 S (Garantiana)	10,1	0,4	0,0	0,0	10,5	2012
36/7-4 (Cara)	3,6	8,5	1,0	0,0	14,1	2016
6406/2-1 Lavrans ⁷⁾	5,8	18,8	2,7	0,0	29,7	1995
6407/2-6 S (Flyndretind)	0,3	1,2	0,4	0,0	2,2	2010
6407/6-6 Mikkel Sør ⁸⁾	0,6	2,0	0,6	0,0	3,9	2008
6506/12-3 (Lysing)	2,1	0,3	0,1	0,0	2,5	1985
6506/9-2 S (Fogelberg)	1,4	7,6	0,7	0,0	10,4	2010
6507/3-8 (Gjøk)	0,1	1,4	0,3	0,0	1,9	2009
6507/7-13	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8	2001
7122/6-1 (Tornerose)	0,0	3,7	0,0	0,1	3,8	1987
Totalt	117,6	76,3	11,1	0,1	215,01	

1) Navn i parantes er ikke-offisielle funn navn

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

3) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår

4) 15/12-21 (Grevling) inkluderer ressurser i RK 4A

5) 25/2-10 S (Frigg-GammaDelta) inneholder 25/2-17 - funnår 2009

6) 30/11-8 S (Krafla) inkluderer :

30/11-5 (Steinbit) - funnår 1997

30/11-8 A - funnår 2011

30/11-9 A (Askja Øst) - funnår 2014

30/11-9 S (Askja) - funnår 2013

30/11-10 (Krafla Nord) - inkluderer ressurser i RK 7F - funnår 2014

30/11-11 S (Madam Felle) - funnår 2016 - inkluderer ressurser i RK 5F

30/11-12 S (Askja Sørøst) - funnår 2016

30/11-13 (Beerenberg) - funnår 2016

30/11-14 (Slemmestad) - funnår 2016

30/11-14 B (Haraldsplass) - funnår 2016

7) 6406/2-1 Lavrans inkluderer ressurser i RK 7F

8) 6407/6-6 Mikkel Sør inkluderer 6407/6-7 S Mikkel Sør - funnår 2009

1) Names in brackets are not official discovery name

2) 1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

4) 15/12-21 (Grevling) includes resources in RC 4A

5) 25/2-10 S (Frigg-GammaDelta) includes 25/2-17 - discovery year 2009

6) 30/11-8 S (Krafla) includes :

30/11-5 (Steinbit) - discovery year 1997

30/11-8 A - *discovery year 2011*

**Ressurser i funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart
(Ressursklasse 5F)**

*Resources in discoveries where development is likely but not resolved
(Resource Class 5F)*

Funn ¹⁾ Discovery ¹⁾	Olje Oil	Gass Gas	NGL ²⁾ NGL ²⁾	Kond. Condensate	Sum o.e. ²⁾	Funnår ³⁾ Discovery year ³⁾
	mill Sm3 mill Sm3	mrd Sm3 bill Sm3	mill tonn mill tonn	mill Sm3 mill Sm3	mill Sm3 mill Sm3	
1/9-1 Tommeliten Alpha	5,9	12,8	0,5	0,0	19,5	1977
15/5-2 Eirin	0,2	4,3	0,2	0,0	4,9	1978
2/12-1 Mjølnar	2,6	1,1	0,0	0,0	3,6	1987
2/4-21 (King Lear) ⁴⁾	6,5	9,2	0,0	0,0	15,7	2012
2/5-3 (Sørøst Tor)	5,7	2,3	0,0	0,0	8,1	1972
24/9-12 S (Frosk) ⁵⁾	6,5	0,6	0,0	0,0	7,1	2018
3/7-8 S (Trym Sør)	0,3	1,0	0,0	0,0	1,3	2013
30/5-3 S (Corvus)	0,4	5,5	0,0	0,0	5,9	2009
34/11-2 S (Nøkken) ⁵⁾	1,5	3,5	0,0	0,0	5,1	1996
34/12-1 (Afrodite)	1,1	9,2	0,5	0,0	11,2	2008
34/4-11 (Beta)	3,8	0,3	0,2	0,0	4,5	2010
35/2-1 (Peon)	0,0	19,5	0,0	0,0	19,5	2005
6406/2-7 (Erlend)	0,9	1,0	0,2	0,0	2,3	1999
6406/9-1 Linnorm	0,0	24,2	0,0	0,6	24,8	2005
6407/7-8 (Noatun)	1,2	5,3	0,7	0,0	7,9	2008
6407/7-9 S	0,4	2,1	0,7	0,0	3,8	2016
6506/11-2 (Lange)	0,5	0,2	0,1	0,0	0,9	1991
6507/11-6 Sigrid	0,4	1,9	0,3	0,0	2,9	2001
6507/3-7 (Idun Nord)	0,1	1,5	0,2	0,0	1,9	2009
6507/8-9 (Carmen)	0,1	1,1	0,2	0,0	1,5	2017
6607/12-2 S (Alve Nord)	1,3	4,7	0,5	0,0	6,9	2011
6705/10-1 (Asterix)	0,0	16,8	0,0	0,3	17,1	2009
7120/12-2 (Alke Sør) ⁶⁾	0,0	10,7	1,0	0,4	13,0	1981
7120/1-3 (Gohta)	6,5	0,0	0,0	0,0	6,5	2013
7121/5-2 (Snøhvit Beta)	0,0	2,1	0,1	0,2	2,4	1986
7219/8-2 (Iskrystall)	0,0	2,3	0,0	0,1	2,4	2013
7220/11-1 (Alta) ⁵⁾	24,0	0,0	0,0	0,0	24,0	2014
7220/4-1 (Kramsnø)	0,0	2,1	0,0	0,2	2,3	2014
7220/7-2 S (Skavl)	3,5	0,0	0,0	0,0	3,5	2013
7324/8-1 (Wisting) ⁷⁾	69,6	0,0	0,0	0,0	69,6	2013
Totalt	142,8	145,4	5,3	1,8	300,02	

1) Navn i parentes er ikke offisielle funn navn

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

3) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

4) 2/4-21 (King Lear) inkluderer ressurser i 2/4-23 S (Julius) - funnår 2015

5) Estimaten inkluderer ikke ressurser fra de andre tabellene

6) 7120/12-2 (Alke Sør) inkluderer ressurser i 7120/12-3 (Alke Nord) - funnår 1983

7) 7324/8-1 (Wisting) inkluderer ressurser i 7324/7-2 (Hanssen) - funnår 2014

1) Names in brackets are not official discovery names

2) 1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

4) 2/4-21 (King Lear) includes resources in 2/4-23 S (Julius) - discovery year 2015

5) Resources from the other tables are not included in this estimate

6) 7120/12-2 (Alke Sør) includes resources in 7120/12-3 (Alke Nord) - discovery year 1983

7) 7324/8-1 (Wisting) includes resources in 7324/7-2 (Hanssen) - discovery year 2014

Ressurser i funn hvor utvinning ikke er evaluert (Ressursklasse 7F)

Resources in discoveries where production is not evaluated

(Resource Class 7F)

Funn ¹⁾ Discovery ¹⁾	Olje Oil	Gass Gas	NGL ²⁾ NGL ²⁾	Kond. Condensate	Sum o.e. ²⁾	Funnår ³⁾ Discovery year ³⁾
	mill Sm3 mill Sm3	mrd Sm3 bill Sm3	mill tonn mill tonn	mill Sm3 mill Sm3	mill Sm3 mill Sm3	
16/1-14 (Apollo)	1,0	0,1	0,0	0,0	1,1	2010
16/1-26 S	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	2016
16/1-29 S (Lille Prinsen)	2,2	0,0	0,0	0,0	2,2	2018
16/2-3 (Ragnarock)	2,9	0,4	0,0	0,0	3,3	2007
16/2-4	1,5	0,2	0,7	0,0	2,9	2007
16/2-5	0,2	1,9	0,0	0,0	2,1	2009
2/4-17 Tjalve	0,6	0,8	0,0	0,0	1,4	1992
24/6-1 (Peik)	0,6	2,0	0,0	0,0	2,5	1985
24/9-10 S (Caterpillar)	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	2011
35/10-2	0,3	2,8	0,3	0,0	3,6	1996
35/11-18 (Syrah)	0,6	0,2	0,0	0,0	0,8	2015
35/11-20 B (Beaujolais)	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	2016
35/11-20 S (Orion)	0,4	0,1	0,1	0,0	0,7	2016
35/12-2 (Grosbeak)	13,2	9,8	0,0	0,0	23,0	2009
35/12-6 S	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9	2018
35/9-14	0,3	0,3	0,0	0,0	0,6	2018
35/9-6 S	0,7	1,9	0,0	0,0	2,6	2010
6406/12-4 S (Boomerang)	3,0	0,5	0,0	0,0	3,5	2015
6407/2-5 S (Nona)	3,0	1,3	0,0	0,0	4,3	2009
6506/11-10 (Hades-Iris)	0,0	18,1	0,0	4,2	22,3	2018
6507/3-12 (Osprey)	0,2	1,1	0,0	0,0	1,3	2017
6604/5-1 (Balderbrå)	0,0	21,7	0,0	1,2	22,9	2018
6608/10-17 S (Cape Vulture)	5,7	1,1	0,0	0,0	6,8	2017
6706/11-2 (Gymir)	0,0	1,3	0,0	0,0	1,3	2015
6706/6-1 (Hvitveis)	0,0	7,5	0,0	0,0	7,5	2003
6707/10-3 S (Ivory)	0,0	5,2	0,0	0,0	5,2	2014
7/12-5 (Ula North)	1,9	0,0	0,1	0,0	2,0	1981
7/8-3 (Krabbe)	3,3	0,1	0,0	0,0	3,4	1983
7219/12-1 (Filicudi)	3,1	0,0	0,0	0,0	3,1	2017
7219/9-2 (Kayak)	5,5	0,0	0,0	0,0	5,5	2017
7220/5-3 (Skruis)	2,7	0,0	0,0	0,0	2,7	2018
7220/6-2 R (Neiden)	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	2016
Totalt	57,8	79,3	1,1	5,4	144,54	

1) Navn i parantes er ikke offisielle funn navn

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

3) Funnår er funnår for den eldste funnbrønningen som inngår

1) Names in brackets are not official discovery names

2) 1 tonne NGL = 1.9 Sm³ NGL

3) Discovery year is designated as the year of discovery for the oldest discovery well in the discovery in question

Funn som i 2018 rapporteres som deler av andre felt eller funn.

Discoveries that are reported under other fields and discoveries

Funn	Rapportert inn i felt	Funnår
<i>Discoveries</i>	<i>Included in field</i>	<i>Discovery year</i>
6706/12-1	Aasta Hansteen	2008
6706/12-2 (Snefrid Nord)	Aasta Hansteen	2015
6707/10-2 S	Aasta Hansteen	2008
6507/3-5 S	Alve	2008
24/6-4 Alvheim	Alvheim	2003
25/4-10 S	Alvheim	2009
25/4-3 (Gekko)	Alvheim	1974
25/4-7 Alvheim	Alvheim	2003
25/7-5	Alvheim	1997
25/8-1 (Ringhorne Forseti)	Balder	1970
25/8-10 S Ringhorne	Balder	1997
25/8-11 Ringhorne	Balder	1997
25/8-C-20	Balder	2003
31/4-11	Brage	2000
31/4-A-1-A	Brage	2008
31/4-A-30 B	Brage	2004
7/11-7	Cod	1983
6507/7-15 S DVALIN	Dvalin	2012
2/7-8	Eldfisk	1973
6406/12-3 A (Bue)	Fenja	2014
35/11-17 (F-Vest)	Fram	2014
35/11-7	Fram	1992
35/11-8 S	Fram	1996
35/11-B-23-H	Fram	2008
15/12-19	Gaupe	2008
34/8-12 S	Gimle	2001
34/10-C-18 A	Gimle	2013
35/9-2	Gjøa	1991
36/7-1	Gjøa	1996
7122/7-3	Goliat	2006
7122/7-4 S Klappmys	Goliat	2006
15/3-9	Gudrun	2010
34/10-34 Gullfaks Vest	Gullfaks	1991
34/10-45 B	Gullfaks	2003
34/10-45 S	Gullfaks	2002
34/10-46 A	Gullfaks	2002
34/10-46 S	Gullfaks	2002
34/10-A-8	Gullfaks	2012
33/12-8 A Skinfaks	Gullfaks Sør	2002
33/12-8 S Skinfaks	Gullfaks Sør	2002
33/12-9 S (Skinfaks Sør)	Gullfaks Sør	2012
34/10-17 Rimfaks	Gullfaks Sør	1983
34/10-37 Gullveig	Gullfaks Sør	1995
34/10-43 S	Gullfaks Sør	2001
34/10-44 S (Rimfaks Lunde)	Gullfaks Sør	2001
34/10-47 S Gulltopp	Gullfaks Sør	2002
34/10-49 S Alun	Gullfaks Sør	2006
34/10-49 S Epidot	Gullfaks Sør	2006
34/10-52 A	Gullfaks Sør	2011
34/10-52 B	Gullfaks Sør	2011
34/10-53 A	Gullfaks Sør	2011
34/10-53 S	Gullfaks Sør	2011
34/10-K-2 H Gullveig	Gullfaks Sør	1998
15/9-20 S	Gungne	1994
2/1-9 Gyda Sør	Gyda	1991

Funn	Rapportert inn i felt	Funnår
<i>Discoveries</i>	<i>Included in field</i>	<i>Discovery year</i>
6507/8-4 Heidrun Nord	Heidrun	1990
2/11-10 S	Hod	1994
6407/8-5 A	Hyme	2009
16/1-7	Ivar Aasen	2004
7220/7-1 (Havis)	Johan Castberg	2012
7220/7-3 S (Drivis)	Johan Castberg	2014
25/7-3 Jotun	Jotun	1995
25/8-8 S Jotun	Jotun	1995
34/3-3 S	Knarr	2011
29/6-1	Martin Linge	1982
30/4-3 S	Martin Linge	2016
30/7-2	Martin Linge	1975
6407/7-6	Njord	2000
6407/7-7S	Njord	2007
6608/10-4	Norne	1994
30/6-15 Oseberg Vest	Oseberg	1984
30/6-17	Oseberg	1986
30/6-18 (Kappa)	Oseberg	1985
30/6-26 (Gamma Vest)	Oseberg	2001
30/6-27	Oseberg	2001
30/6-28 S	Oseberg	2012
30/6-9	Oseberg	1982
30/9-19	Oseberg	1998
30/9-27 S (Parkes)	Oseberg	2015
30/6-29 S (Alpha Nord Cook)	Oseberg	2015
30/9-10 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1990
30/9-13 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1991
30/9-15 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-16 K Oseberg Sør	Oseberg Sør	1994
30/9-20 S	Oseberg Sør	2002
30/9-22 Stjerne	Oseberg Sør	2009
30/9-28 S	Oseberg Sør	2016
30/9-4 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1985
30/9-5 S Oseberg Sør	Oseberg Sør	1985
30/9-6 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1987
30/9-7 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1988
30/9-9 Oseberg Sør	Oseberg Sør	1989
30/6-14	Oseberg Øst	1984
30/6-19 Beta Sadel	Oseberg Øst	1986
16/7-7 S	Sigyn	1997
6507/3-3 Idun	Skarv	1999
25/5-4 Byggve	Skirne	1991
6608/10-14 S Skuld	Skuld	2010
15/9-B-1	Sleipner Vest	2009
15/9-17 Loke	Sleipner Øst	1983
7120/7-1 (Askeladd Vest)	Snøhvit	1982
7120/7-2 (Askeladd Sentral)	Snøhvit	1983
7120/8-1 (Askeladd)	Snøhvit	1981
7120/9-1 (Albatross)	Snøhvit	1982
7121/4-2 (Snøhvit Nord)	Snøhvit	1985
7121/7-2 (Albatross Sør)	Snøhvit	1986
25/11-25 S Svalin	Svalin	2008
34/7-21 Borg	Tordis	1992
34/7-22 Tordis Øst	Tordis	1993
34/7-25 S	Tordis	1996
6407/1-3 Tyrihans Nord	Tyrihans	1984
6608/10-11 S (Trostr)	Urd	2006
6608/10-8 Stær	Urd	2002
6608/10-9 Lerke	Urd	2003
6608/10-15 (Svale Nord)	Urd	2013

Funn	Rapportert inn i felt	Funnår
<i>Discoveries</i>	<i>Included in field</i>	<i>Discovery year</i>
34/10-54 A	Valemon	2014
34/10-54 S	Valemon	2014
34/11-6 S	Valemon	2017
15/12-20 S	Varg	2008
35/8-2 Vega	Vega	1982
35/11-2 Vega Sør	Vega	1987
30/3-6 S	Veslefrikk	1994
30/3-7 A	Veslefrikk	1998
30/3-7 B	Veslefrikk	1998
30/3-7 S	Veslefrikk	1995
34/7-23 S	Vigdis	1994
34/7-34	Vigdis	2009
34/8-4 S	Visund	1991
34/8-17 S	Visund	2014
9/2-3	Yme	1990
9/2-6 S	Yme	1996
9/2-7 S	Yme	1997
9/2-9 S	Yme	1999
6507/3-9 S	Ærfugl	2012
6506/9-3 (Smørbukk Nord)	Åsgard	2013
6506/12-1 Smørbukk	Åsgard	1985
6506/12-12 S	Åsgard	2009
6506/12-3 Smørbukk Sør	Åsgard	1985

Funn	Rapportert inn i funn	Funnår
<i>Discoveries</i>	<i>Included in discovery</i>	<i>Discovery year</i>
2/4-23 S (Julius)	2/4-21 (King Lear)	2015
15/12-18 A		2007
25/2-17	25/2-10 S (Frigg-GammaDelta)	2009
30/11-5 (Steinbit)	30/11-8 S (Krafla)	1997
30/11-8 A	30/11-8 S (Krafla)	2011
30/11-9 A (Askja Øst)	30/11-8 S (Krafla)	2014
30/11-9 S (Askja)	30/11-8 S (Krafla)	2013
30/11-10 (Krafla Nord)	30/11-8 S (Krafla)	2014
30/11-11 S (Madam Felle)	30/11-8 S (Krafla)	2016
30/11-12 S (Askja Sørøst)	30/11-8 S (Krafla)	2016
30/11-13 (Beerenberg)	30/11-8 S (Krafla)	2016
30/11-14 (Slemmestad)	30/11-8 S (Krafla)	2016
30/11-14 B (Haraldsplass)	30/11-8 S (Krafla)	2016
6406/12-3 A (Bue)	6406/12-3 S FENJA	2014
6407/6-7 S Mikkel Sør	6407/6-6 Mikkel Sør	2009
7120/12-3 (Alke Nord)	7120/12-2 (Alke Sør)	1983
7220/7-1 (Havis)	7220/8-1 JOHAN CASTBERG	2012
7220/7-3 S (Drivis)	7220/8-1 JOHAN CASTBERG	2014
7324/7-2 (Hanssen)	7324/8-1 Wisting	2014

Opprinnelig tilstedeværende ressurser i felt*Resources originally in-place in fields*

Felt/field	Olje mill Sm³ <i>Oil million Sm³</i>	Assosiert væske NGL/Kondensat mill Sm³ <i>Associated liquids</i> <i>million Sm³</i>	Assosiert gass mrd Sm³ <i>Associated gas (billion Sm³)</i>	Fri gass mrd Sm³ <i>Free gas billion Sm³</i>
AASTA HANSTEEN	0	1	0	79
ALBUSKJELL	56	0	64	0
ALVE	3	3	1	14
ALVHEIM	110	0	10	12
ATLA	0	0	0	2
BALDER	263	0	11	0
BAUGE	20	0	6	0
BLANE	3	0	0	0
BRAGE	158	13	16	5
BRYNHILD	6	0	0	0
BYRDING	7	0	1	1
BØYLA	7	0	1	0
COD	5	0	11	0
DRAUGEN	224	0	12	0
DVALIN	0	0	0	25
EDDA	16	0	5	0
EDVARD GRIEG	77	0	10	0
EKOFISK	1134	0	301	0
ELDFISK	439	0	119	0
EMBLA	49	0	17	0
ENOCH	2	0	0	0
FENJA	23	1	4	3
FLYNDRE	2	0	0	0
FRAM	98	3	15	18
FRAM H-NORD	6	0	1	0
FRIGG	0	0	0	150
FRØY	27	0	6	0
GAUPE	11	1	2	3
GIMLE	7	1	2	1
GINA KROG	24	11	5	20
GJØA	50	13	9	53
GLITNE	20	0	0	1
GOLIAT	93	0	13	9
GRANE	220	0	3	0

Felt/field	Olje mill Sm ³ <i>Oil million Sm³</i>	Assosiert væske NGL/Kondensat mill Sm ³ <i>Associated liquids million Sm³</i>	Assosiert gass mrd Sm ³ <i>Associated gas (billion Sm³)</i>	Fri gass mrd Sm ³ <i>Free gas billion Sm³</i>
GUDRUN	48	18	18	21
GULLFAKS	745	0	84	0
GULLFAKS SØR	168	46	36	133
GUNGNE	0	15	0	20
GYDA	90	9	18	0
HANZ	5	0	1	0
HEIDRUN	432	8	36	52
HEIMDAL	11	0	0	61
HOD	62	2	8	0
HULDRA	0	9	0	23
HYME	6	0	1	0
ISLAY	0	0	0	0
IVAR AASEN	45	0	7	2
JETTE	3	0	0	0
JOHAN CASTBERG	175	0	0	0
JOHAN SVERDRUP	615	0	23	0
JOTUN	44	0	2	0
KNARR	32	0	4	0
KRISTIN	70	0	0	72
KVITEBJØRN	0	84	0	172
LILLE-FRIGG	4	0	7	0
MARIA	52	0	8	0
MARTIN LINGE	22	10	1	38
MARULK	0	0	0	13
MIKKEL	0	20	5	47
MIME	7	0	2	0
MORVIN	36	0	16	0
MURCHISON	27	0	3	0
NJORD	132	9	35	17
NORDØST FRIGG	0	0	0	35
NORNE	157	2	18	12
NOVA	29	0	6	2
ODA	8	0	1	0
ODIN	13	0	0	37
ORMEN LANGE	0	36	0	404
OSEBERG	631	36	87	115
OSEBERG SØR	223	1	33	14
OSEBERG ØST	73	0	6	0
OSELVAR	6	3	3	3
REV	0	2	0	4

Felt/field	Olje mill Sm ³ <i>Oil million Sm³</i>	Assosiert væske NGL/Kondensat mill Sm ³ <i>Associated liquids million Sm³</i>	Assosiert gass mrd Sm ³ <i>Associated gas (billion Sm³)</i>	Fri gass mrd Sm ³ <i>Free gas billion Sm³</i>
RINGHORNE ØST	29	0	2	0
SIGYN	0	24	3	6
SINDRE	6	1	2	1
SKARV	40	0	6	48
SKIRNE	5	0	0	15
SKOGUL	3	0	0	0
SKULD	23	0	2	0
SLEIPNER VEST	0	79	0	185
SLEIPNER ØST	0	77	0	91
SNORRE	595	0	64	0
SNØHVIT	0	41	11	347
STATFJORD	860	0	154	0
STATFJORD NORD	73	0	0	0
STATFJORD ØST	65	0	9	0
SVALIN	16	0	1	0
SYGNA	21	0	1	0
TAMBAR	32	2	8	0
TAMBAR ØST	8	0	1	0
TOMMELITEN GAMMA	12	0	15	0
TOR	152	0	40	0
TORDIS	120	0	14	0
TRESTAKK	28	0	6	0
TROLL	642	86	38	1625
TRYM	0	4	0	6
TUNE	2	11	0	22
TYRIHANS	65	18	17	51
ULA	179	6	15	0
URD	31	0	1	0
UTGARD	0	11	0	7
VALE	0	10	0	8
VALEMON	0	13	0	61
VALHALL	435	20	77	0
VARG	43	0	5	0
VEGA	4	36	2	54
VESLEFRIKK	121	3	17	4
VEST EKOFISK	85	0	45	0
VIGDIS	150	0	13	0
VILJE	24	0	1	0
VISUND	85	33	24	83
VISUND SØR	13	4	3	9

Felt/field	Olje mill Sm³ <i>Oil million Sm³</i>	Assosiert væske NGL/Kondensat mill Sm³ <i>Associated liquids</i> <i>million Sm³</i>	Assosiert gass mrd Sm³ <i>Associated gas (billion Sm³)</i>	Fri gass mrd Sm³ <i>Free gas billion Sm³</i>
VOLUND	22	0	2	2
VOLVE	19	0	3	0
YME	55	0	3	0
YTTERGRYTA	0	1	0	7
ÆRFUGL	13	0	0	61
ØST FRIGG	0	0	0	21
ÅSGARD	192	200	57	331
Totalt	11392	1038	1772	4740

Estimatene gir en oversikt over hvor mye olje og gass som fantes i reservoarene før produksjonen tok til. Det finnes alternative måter å beregne tilstedeværende ressurser på. Estimatene som oppgis er derfor ikke nødvendigvis sammenlignbare mellom de ulike feltene.

The estimates give an overview of how much oil and gas were in the reservoirs before production started. There are alternative methods for calculating in-place resources. The given estimates are therefore not necessarily comparable between fields.

Totale petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel pr. 31.12.2018 i henhold til United Nations Framework

Classification System 2009

Norwegian resource figures of 31.12.2018 according to the UNFC Numerical codes

UNFC Sub-class	oil Sm ³	mill	NGL tonn	mill	condensate mill Sm ³	gas bill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e
1.1;1.1;1+2		489	66		22	1123	1760
1.1;1.2;1+2		587	25		0	495	1131
1.1;1.3;1+2		101	1		0	4	106
1.1;2.1;1+2		187	17		2	151	371
2;2.1;1+2		29	2		0	20	54
2;2.2;1+2		253	13		2	254	535
3.2;2.2;1+2							0
3.3;2.3;1+2		217	2		5	179	
3.2;3;4		1980	0		130	1830	3940

UNFC Class	oil mill Sm ³	NGL mill tonn	condensate mill Sm ³	gas bill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e
1;1;1+2	1177	92	22	1622	2997
1;2;1+2	187	17	2	151	371
2;2;1+2	282	16	2	274	589
3.2;2.2;1+2	0	0	0	0	0
3.2;3;4	1980		130	1830	3940

UNFC Class	oil mill Sm ³ G1	oil mill Sm ³ G1+G2	oil mill Sm ³ G1+G2+G3
E1.1;F1.1	408	489	560
E1.1;F1.2	516	587	661
E1.1;F1.3	70	101	132
E1.1;F2.1	134	187	239
E2;F2.1	20	29	38
E2;F2.2	183	253	321
E3.2;F2.2	122	217	315
E3.3;F2			
	G4.1	G4.1+G4.2	G4.1+G4.2+G4.3
E3.2;F3.4	1 321	1 980	2 787

UNFC Class	gas bill Sm ³ G1	gas bill Sm ³ G1+G2	gas bill Sm ³ G1+G2+G3
E1.1;F1.1	1 031	1 123	1 230
E1.1;F1.2	469	495	531
E1.1;F1.3	4	4	10
E1.1;F2.1	111	151	196
E2;F2.1	14	20	27
E2;F2.2	162	254	368
E3.2;F2.2	109	179	261
E3.3;F2			
	G4.1	G4.1+G4.2	G4.1+G4.2+G4.3
E3.2;F3.4	1 339	1 830	2 464

UNFC Class	Total mill Sm ³ o.e. G1	Total mill Sm ³ o.e. G1+G2	Total mill Sm ³ o.e. G1+G2+G3
E1.1;F1.1	1 561	1 760	1 943
E1.1;F1.2	1 027	1 131	1 237
E1.1;F1.3	75	106	145
E1.1;F2.1	267	371	475
E2;F2.1	37	54	71
E2;F2.2	360	535	724
E3.2;F2.2	233	406	585
E3.3;F2			
	G4.1	G4.1+G4.2	G4.1+G4.2+G4.3
E3.2;F3.4	2 839	3 940	5 240