



DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION 2013

samt anden anvendelse af undergrunden



Forord

Mens EU-landenes afhængighed af importeret naturgas fra især Norge, Rusland og Nordafrika nærmer sig 70 pct., har Danmark siden 1980-erne fået gas fra egne felter i Nordsøen og eksporteret naturgas til især Sverige og Tyskland. Det har haft stor betydning for forsyningssikkerheden og den danske handelsbalance. Det forventes, at Danmark vil være nettoeksportør af naturgas frem til og med 2025.

Der er fortsat meget olie og gas at finde i de danske områder. Energistyrelsen har for kort tid siden åbnet 7. udbudsrunde med henblik på at opretholde et højt aktivitetsniveau herhjemme og skabe mulighed for at gøre nye fund. Energistyrelsen ser frem til at modtage ansøgninger om nye tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas i den vestlige del af Nordsøen, når ansøgningsfristen udløber den 20. oktober 2014. Det er planen at nye tilladelser kan udstedes i starten af 2015. Der lægges samtidig op til fremadrettet at igangsætte nye udbudsrunder med et tidsinterval på ét år fra afslutningen af den seneste runde.

Serviceeftersynet af vilkårene for kulbrinteindvinding i Nordsøen blev afsluttet i 2013, og det blev besluttet at gennemføre en harmonisering af skattevilkårene i Nordsøen. Regeringen har i forlængelse af serviceeftersynet igangsat arbejdet med en samlet olie- og gasstrategi for at sikre en effektiv udnyttelse af olie- og gasressourcerne i Nordsøen. Det vil ske i tæt samarbejde med branchen. Et vigtigt element i strategien bliver at se på den eksisterende infrastruktur i Nordsøen, som har stor betydning for, om nye fund vil kunne udnyttes kommercielt. Der vil ligeledes blive set på mulighederne for at øge indvindingen fra de kendte felter på kommercielt grundlag og tiltag, der kan sikre højt uddannet arbejdskraft med de nødvendige faglige kompetencer.

Arbejdet med strategien, og det nye system med hyppigere udbudsrunder, er grundstenene for de kommende mange års olie- og gasproduktion.

Formatet for årsrapporten "Danmarks Olie- og Gasproduktion" er under ændring. Rapporten offentliggøres, som de seneste to år, alene elektronisk på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. I år er rapporten strømlinet yderligere ved at fokusere på formidling af data, og ved at bilagene er indført i de enkelte kapitler. Hensigten er at gøre det nemmere at finde konkrete faktuelle oplysninger om den danske olie- og gasproduktion.

I juli 2013 vedtog EU Kommissionen et direktiv om offshore sikkerhed. Direktivet medfører en adskillelse af myndighedsopgaver vedrørende offshore-sikkerhed og -ressourcer. Rapporten indeholder derfor ikke længere information om sikkerhed og sundhed på olie- og gasinstallationerne i Nordsøen.

København, juni 2014

Morten Bæk



Indhold

Forord	1
Indhold.....	2
1. Produktion	4
Produktionsanlæg i Nordsøen	5
Produktionen i 2013	7
Luftemissioner	13
Ressourcer	16
Kortsigtet prognose	16
Langsigtet prognose	16
2. Ressourcer og prognoser.....	16
Ressourcer	17
Kortsigtet prognose (5 års prognose).....	19
Langsigtet prognose	20
3. Økonomi og samfundsforhold	24
Statens indtægter	26
Investeringer og udgifter	30
Økonomiske nøgletal.....	32
4. Koncessioner	34
7. Udbudsrunde.....	35
Nye tilladelser.....	36
Ændringer af tilladelser	37
Gældende tilladelser	40
Dansk koncessionsområde - Juni 2014.....	45
Dansk koncessionsområde vest - Juni 2014.....	46
5. Efterforskning.....	48
Forundersøgelser.....	49
Boringer	51
Efterforskningsboringer og fund i åben dør-området.....	54
Efterforskningsboringer og fund i runde-området.....	55



6. Udbygning af nye felter.....	56
Hejre feltet.....	57
7. Producerende felter.....	58
Cecilie feltet	60
Dagmar feltet	62
Dan feltet	64
Gorm feltet	66
Halfdan feltet	68
Harald feltet	72
Kraka feltet	74
Lulita feltet	76
Nini feltet	78
Regnar feltet	80
Roar feltet	82
Rolf feltet	84
Siri feltet	86
Skjold feltet	88
Svend feltet	90
Syd Arne feltet	92
Tyra feltet	94
Tyra Sydøst feltet	96
Valdemar feltet	98
8. Geotermi og anden anvendelse af undergrunden	100
Produktion af geotermisk energi.....	102
Gaslager	103
Saltindvinding	103
Omregningsfaktorer	104



1. PRODUKTION

I 2013 blev der produceret 10,2 mio. m³ olie. Dette gav et fald i olieproduktionen på 13 pct. i forhold til 2012. Gaseksporten faldt med 18 pct. til 4,0 mia. Nm³.

Året var præget af flere planlagte og uplanlagte nedlukninger af felter, der blandt andet betød, at der i de sidste 5 måneder af 2013 reelt kun blev produceret fra 12 ud af 19 felter. Særligt hårdt ramt var felterne Siri, Nini og Cecilie, som var lukket i andet halvår af 2013. Dette skyldes, at der den 17. juli 2013 blev fundet en revne i tankkonsollen, som understøtter brøndcaissonen under Siri platformen.

Produktionen fra Syd Arne har været påvirket af videreudbygningen af feltet med opsætning af en ny selvstændig platform og boring af nye brønde nord for den eksisterende platform. Produktion fra den første brønd i denne udbygning startede i slutningen af november 2013. Boring af nye brønde og klargøring af den nordlige platform fortsætter i 2014.

Eneretsbevillingen, som producerer fra 15 af de 19 felter i den danske del af Nordsøen, har fortsat i 2013 haft fokus på vedligehold af de eksisterende brønde og platforme. Der har været en væsentlig ombygning på Tyra både i 2012 og 2013 i forbindelse med en optimering af processeringsfaciliteterne, så de nu er placeret på Tyra Vest. Produktionen har dog også været påvirket af uplanlagte nedlukninger på flere felter som følge af bl.a. udskiftning af en flaretip på Tyra Vest og udskiftning af en riserventil på Harald.

En oversigt over produktionen fra hvert af de 19 producerende felter kan findes i kapitel 7, Producerende felter.

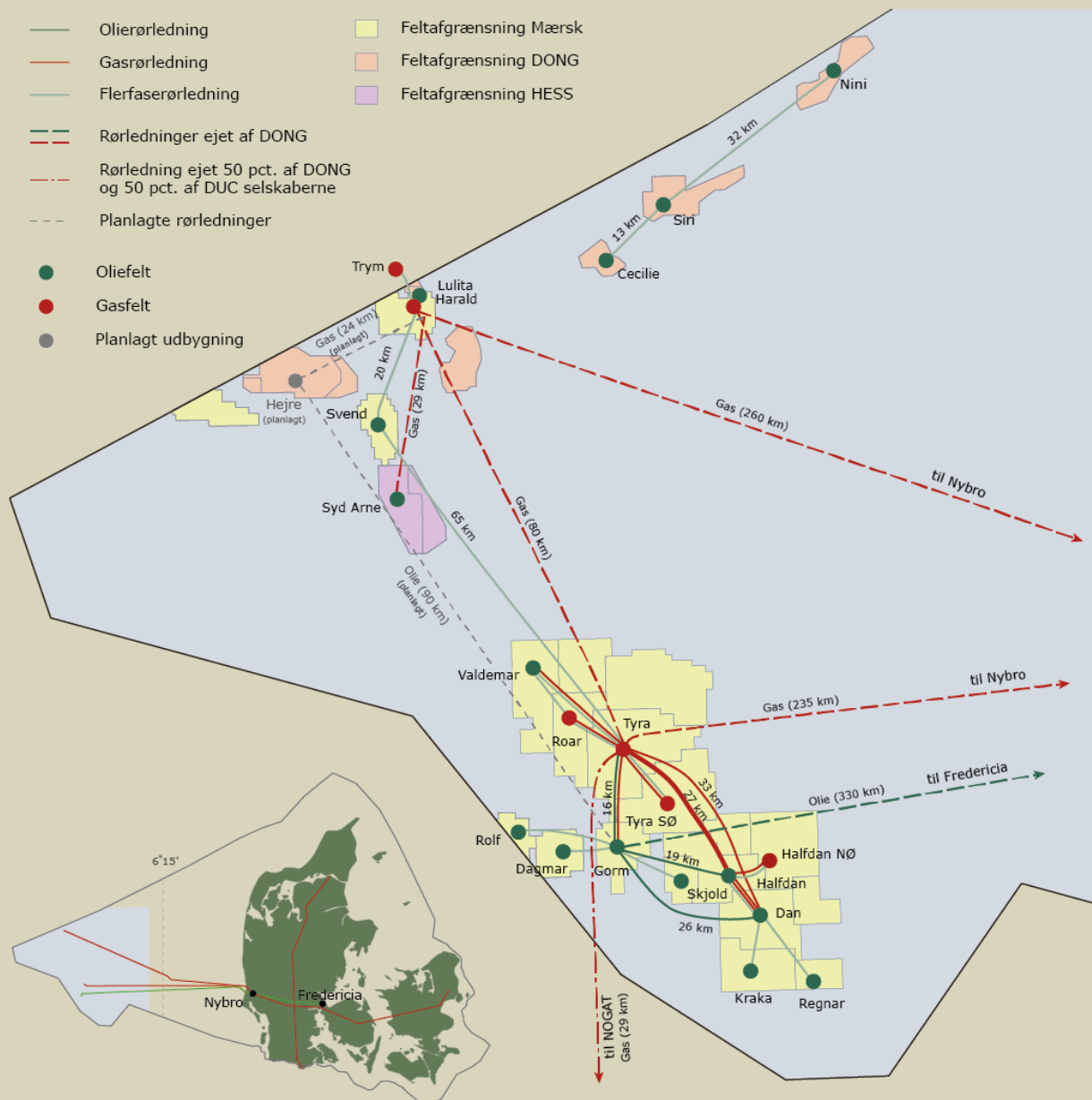
Produktionstal for hvert år kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Opgørelsen går tilbage til 1972, hvor produktionen startede i Danmark fra Dan feltet.



Produktionsanlæg i Nordsøen

Figur 1.1. Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2013.

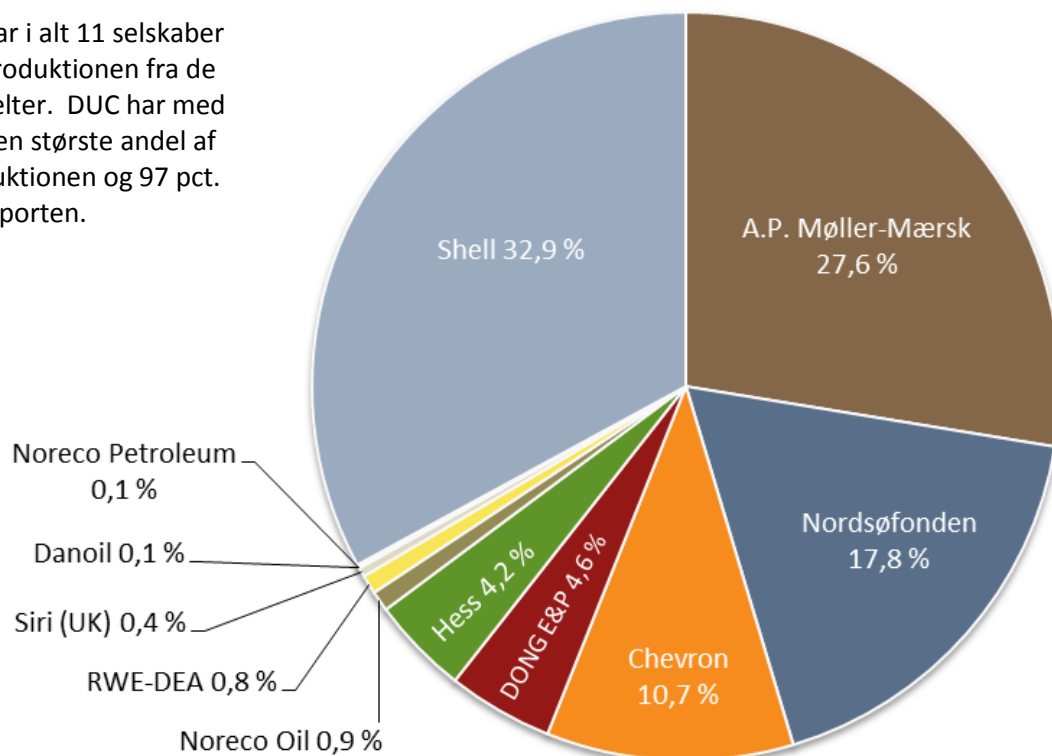
Alle Danmarks producerende felter er placeret i Nordsøen og vises her i figuren sammen med de vigtigste rørledninger. Der er i alt 19 felter af varierende størrelse, og indvindingen fra disse felter varetages af tre operatører; DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas A/S.





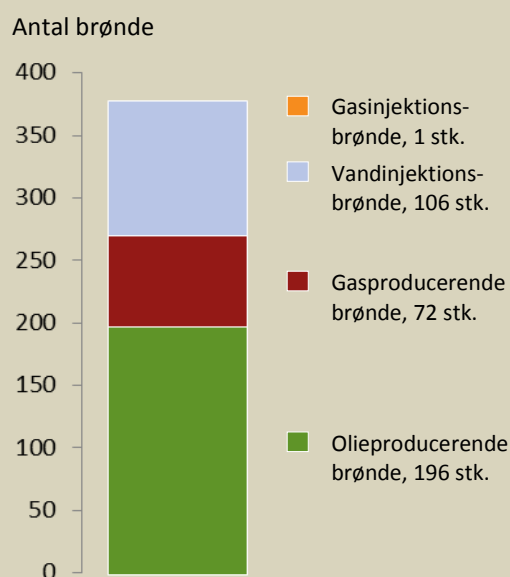
Figur 1.2. Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen i 2013.

Samlet har i alt 11 selskaber andel i produktionen fra de danske felter. DUC har med 89 pct. den største andel af olieproduktionen og 97 pct. af gaseksporten.



Figur 1.3. Aktive brønde i Nordsøen i 2013.

Indvindingen i den danske del af Nordsøen kom i 2013 fra i alt 375 aktive brønde, hvoraf 196 er olieproducerende brønde og 72 er gasproducerende brønde. 106 aktive vandinjektionsbrønde og en gasinjektionsbrønd bidrog til indvindingen.

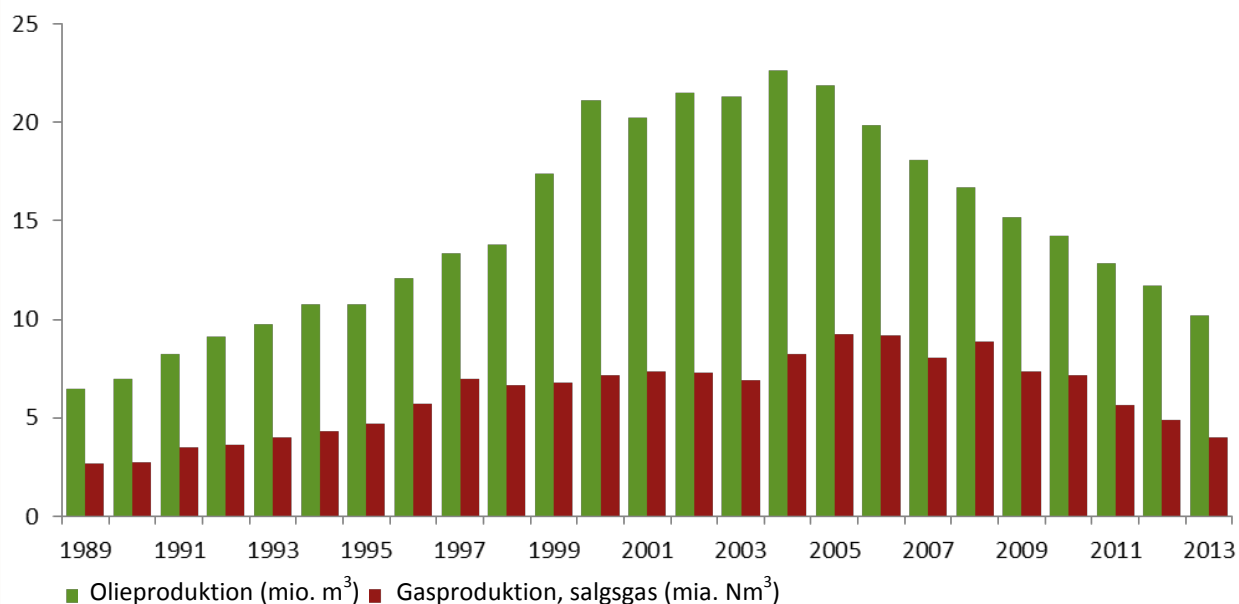




Produktionen i 2013

Figur 1.4. Produktion af olie og gas i perioden 1989 – 2013.

I 2013 blev der produceret 10,2 mio. m³ olie (175.602 tønder/dag), hvilket er et fald på 13,2 pct. i forhold til i 2012. Den totale gasproduktion for 2013 var 4,7 mia. Nm³. Heraf blev 4,0 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er et fald på 18,2 pct. i forhold til 2012.



Produktionen fra den danske del af Nordsøen fortsætter som forventet med at aftage, som den har gjort siden 2004. Denne tendens skyldes hovedsageligt, at de fleste felter har produceret størstedelen af den forventede indvindelige olie. Derudover kræver disse aldrende felter mere vedligehold af brønde, rørledninger og platforme. Vedligeholdelsesarbejderne betyder ofte tabt eller forsinket produktion, da brønde og måske endda hele platforme skal lukkes, mens arbejderne pågår.

Udbygning af eksisterende og nye felter kan bidrage til at modvirke den faldende produktion. Derudover kan implementering af både kendt og ny teknologi være med til at optimere og øge produktionen fra eksisterende felter. Læs mere om kommende planlagte nye udbygninger i kapitel 6, *Udbygning af nye felter* og udbygning på eksisterende felter i kapitel 7, *Producerende felter*.


Tabel 1.1. Olie, produktion.
Tusinde kubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	I alt
Dan	75.616	5.712	5.021	4.650	4.241	3.549	2.979	2.474	2.260	2.045	108.548
Gorm	50.525	1.978	1.897	1.639	1.053	924	923	713	593	543	60.788
Skjold	37.032	1.310	1.214	1.015	989	918	835	778	679	605	45.376
Tyra	21.832	773	845	764	551	415	856	744	626	521	27.929
Rolf	3.940	79	89	103	78	76	60	1	0	0	4.427
Kraka	4.170	211	222	176	112	37	67	170	129	101	5.394
Dagmar	1.005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.005
Regnar	904	16	11	0	0	0	0	0	0	0	930
Valdemar	2.561	423	470	881	1.268	1.410	909	817	844	777	10.360
Roar	2.330	94	51	35	28	30	24	16	2	4	2.613
Svend	5.382	324	296	299	278	195	190	145	171	183	7.463
Harald	7.081	237	176	139	114	65	70	95	79	25	8.080
Lulita	675	35	68	55	47	24	36	36	32	17	1.025
Halfdan	17.323	6.200	6.085	5.785	5.326	5.465	5.119	4.905	4.617	4.150	64.976
Siri	8.576	703	595	508	598	326	286	161	238	131	12.123
Syd Arne	12.299	2.371	1.869	1.245	1.139	1.164	1.066	1.004	803	700	23.660
Tyra SØ	1.415	614	446	377	429	374	225	165	148	98	4.291
Cecilie	476	183	116	88	66	38	33	39	33	17	1.087
Nini	1.868	624	377	323	355	159	544	569	475	268	5.563
I alt	255.011	21.886	19.847	18.084	16.672	15.169	14.223	12.834	11.727	10.185	395.639

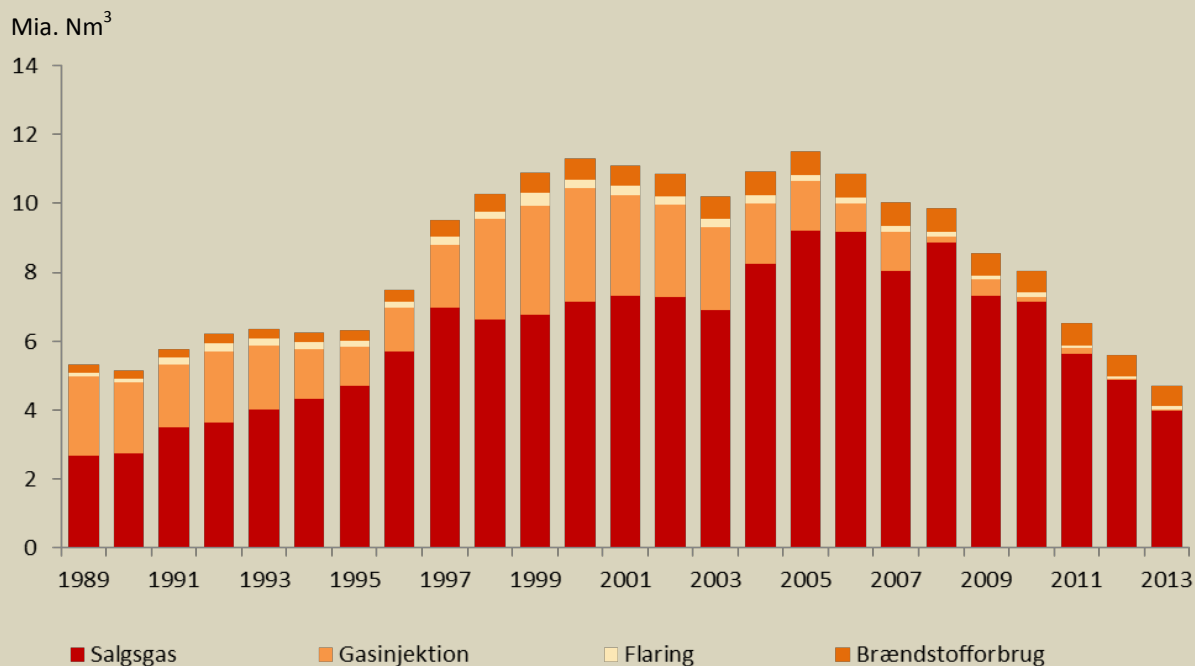
Tabel 1.2. Gas, produktion.
Millioner Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Dan	19.863	651	561	456	467	364	360	327	330	416	23.796
Gorm	14.631	218	207	175	119	109	99	67	52	60	15.736
Skjold	3.104	93	77	69	60	58	87	69	62	70	3.748
Tyra	70.014	3.745	3.792	3.916	3.130	2.007	1.664	1.320	1.404	1.618	92.611
Rolf	165	3	4	4	3	3	3	0	0	0	186
Kraka	1.269	24	28	28	36	8	12	46	35	20	1.504
Dagmar	157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	158
Regnar	61	1	1	0	0	0	0	0	0	0	63
Valdemar	1.037	208	208	355	593	510	791	579	515	368	5.164
Roar	11.972	860	489	367	417	398	213	171	24	28	14.940
Svend	650	34	28	28	24	16	27	24	27	20	878
Harald	16.809	1.091	927	781	690	400	592	573	541	174	22.579
Lulita	453	13	38	33	30	15	18	20	19	11	650
Halfdan	4.086	2.582	2.948	2.675	3.104	3.401	2.886	2.343	1.709	1.389	27.123
Siri	845	112	55	47	63	44	67	48	48	35	1.362
Syd Arne	3.340	485	366	234	225	271	248	238	194	167	5.769
Tyra SØ	2.132	1.337	1.108	848	889	939	911	626	610	306	9.707
Cecilie	36	13	8	6	4	2	2	3	3	1	78
Nini	138	46	28	24	26	12	76	57	40	22	469
I alt	150.764	11.517	10.873	10.046	9.879	8.559	8.057	6.511	5.613	4.704	226.522

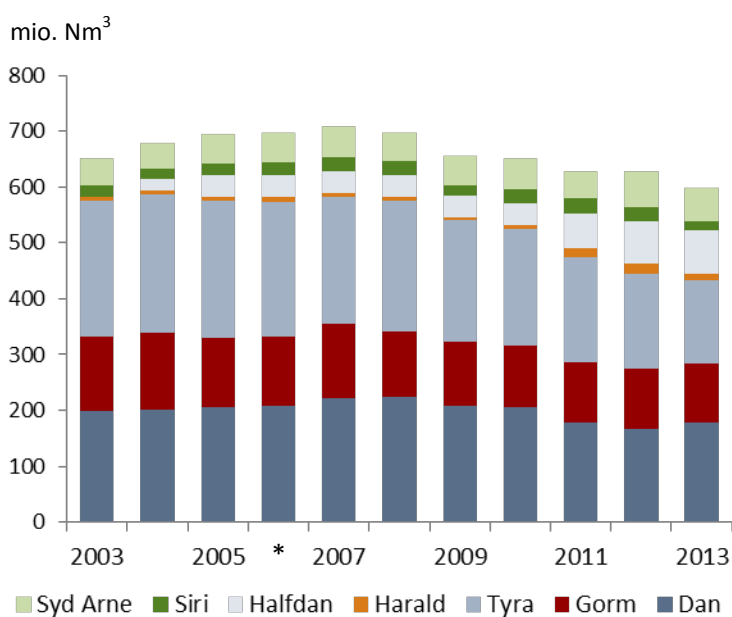


Figur 1.5. Anvendelse af gasproduktionen i perioden 1989-2013.

Af den samlede gasproduktion udgjorde salgsgassen ca. 85 pct. Den resterende del af gasproduktionen er enten reinjiceret i udvalgte felter til forbedring af indvindingen eller brugt som brændstof på platformene. En mindre del af gassen er afbrændt uden nyttiggørelse (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager.



Figur 1.6. Forbrug af brændstof (gas).



Gas som brændstof udgjorde i 2013 86 pct. af det totale gasforbrug offshore. De resterende 14 pct. er flaret. Årsagen til den generelle stigning frem til 2007 er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til det markante fald fra 2008 og frem er primært en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.

*) Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.



Tabel 1.3. Gas, eksport af dansk produceret salgsgas

Millioner Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Tyra Øst	92.450	6.669	6.698	5.720	6.666	5.551	6.228	4.807	3.739	2.808	141.336
Syd Arne	2.935	419	302	168	167	212	199	180	130	108	4.820
Tyra Vest	873	2.127	2.164	2.161	2.032	1.560	715	648	994	1.066	14.339
I alt	96.258	9.215	9.164	8.049	8.865	7.324	7.142	5.635	4.863	3.981	160.496

Note: Salgsgas leveret fra Tyra Øst og Syd Arne eksporteres i rørledning til Nybro. Salgsgas leveret fra Tyra Vest eksporteres i NOGAT rørledningen til Nederlandene.

Tabel 1.4. Gas, brændstof.

Millioner Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Dan	1.990	205	209	222	225	207	206	179	167	178	5.778
Gorm	2.281	124	124	132	117	116	111	107	107	105	5.604
Tyra	3.087	247	241	228	233	219	208	188	171	150	8.058
Dagmar	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43
Harald	80	7	8	7	7	4	8	16	17	12	247
Siri	112	20	25	25	25	19	27	28	26	16	433
Syd Arne	208	52	53	58	53	54	55	41	64	60	906
Halfdan	20	39	39	39	38	39	36	62	76	77	485
I alt	7.799	694	697	711	699	658	651	620	628	597	21.553

Note: Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Tabel 1.5. Gas, afbrænding.

Millioner Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Dan	1.941	23	32	29	25	17	12	13	13	14	4.058
Gorm	1.587	61	61	48	41	19	12	14	15	18	3.463
Tyra	983	55	54	56	44	32	23	28	25	41	2.323
Dagmar	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270
Harald	132	1	2	2	2	2	3	3	2	11	292
Siri	194	15	6	7	7	4	58	6	4	3	497
Syd Arne	198	14	11	11	7	7	6	11	5	3	471
Halfdan	29	16	20	17	8	4	5	6	6	7	145
I alt	5.198	184	185	169	132	85	119	81	71	97	11.519

Note: Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Tabel 1.6. Gas, injektion.

Millioner Normalkubikmeter

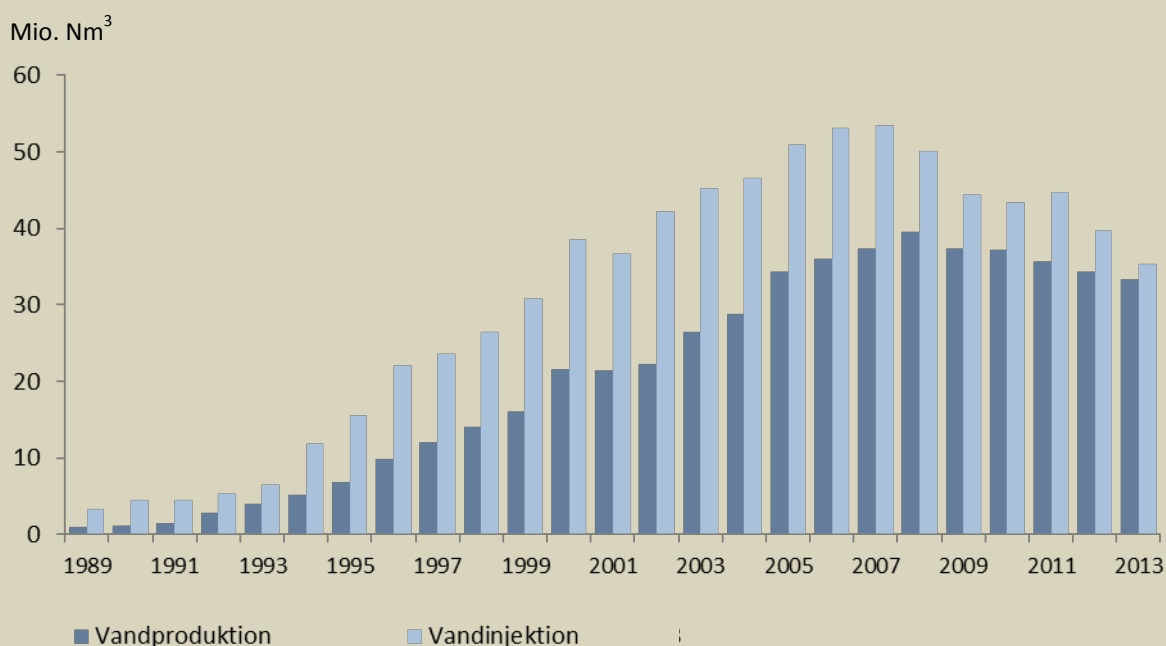
	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Gorm	8.161	3	0	0	0	0	0	0	0	0	8.164
Tyra	32.621	1.285	761	1.094	119	451	89	94	0	0	36.514
Siri	714	135	61	45	61	35	57	74	62	41	1.285
I alt	41.496	1.423	821	1.139	180	486	146	168	62	41	45.963



Figur 1.7. Vandproduktion og vandinjektion i perioden 1989 – 2013.

Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktionen af olie og gas. Vandet kan både stamme fra naturlige vandzoner i undergrunden samt fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen.

Andelen af vand i den samlede væskeproduktion for den danske del af Nordsøen stiger og er i 2013 nået op på 76,6 pct. Det kræver meget energi at håndtere disse store mængder produceret vand, der for visse gamle felter er helt oppe omkring 90 pct. I 2013 var vandproduktionen 32,3 mio. Nm³, hvilket er et fald på 3,3 pct. i forhold til 2012. Vandinjektionen er i 2013 faldet med 10,9 pct. i forhold 2012.



Siden 2008 er vandproduktionen faldet hovedsageligt som følge af den faldende olie- og gasproduktion. Vandmængden af den samlede væskeproduktion stiger på de fleste felter, jf. ovenfor. Operatørerne forsøger at dæmme op herfor ved blandt andet at lukke produktion fra zoner med høj vandproduktion.



Tabel 1.7. Vand, produktion.

Tusinde Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	I alt
Dan	48.727	9.527	10.936	12.152	13.946	12.889	12.111	11.059	10.468	11.207	153.021
Gorm	39.742	5.252	4.822	4.708	3.976	4.737	4.904	4.654	3.897	3.658	80.349
Skjold	34.920	4.270	4.328	3.885	3.636	3.855	3.895	3.861	3.978	4.023	70.651
Tyra	28.185	3.482	3.150	2.725	3.103	2.677	1.980	1.811	1.516	2.063	50.692
Rolf	4.855	290	316	383	349	381	281	8	0	0	6.861
Kraka	3.591	320	297	359	436	183	166	358	237	170	6.119
Dagmar	3.911	3	0	0	13	0	0	0	0	0	3.927
Regnar	3.456	352	255	1	0	0	0	0	0	0	4.064
Valdemar	1.350	792	937	854	925	812	1.207	1.026	893	916	9.711
Roar	2.588	662	498	560	586	624	275	200	34	59	6.087
Svend	6.642	1.309	1.205	1.200	1.022	804	664	585	685	712	14.828
Harald	293	12	12	18	21	11	37	113	152	47	716
Lulita	85	38	92	96	91	49	65	73	86	48	722
Halfdan	3.864	2.825	3.460	4.086	4.766	4.814	5.519	6.149	6.139	6.099	47.721
Siri	12.513	1.683	2.032	2.528	2.686	1.778	2.868	2.593	2.879	1.481	33.040
Syd Arne	2.539	1.790	1.830	1.861	2.174	2.285	2.068	1.883	2.317	2.198	20.945
Tyra SØ	1.312	437	377	669	602	716	568	485	440	235	5.841
Cecilie	355	637	651	576	456	266	317	452	390	179	4.279
Nini	63	730	822	619	660	522	195	330	297	166	4.405
I alt	198.992	34.410	36.019	37.280	39.448	37.402	37.121	35.640	34.408	33.260	523.979

Tabel 1.8. Vand, injektion.

Tusinde Normalkubikmeter

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	I alt
Dan	146.078	20.281	21.520	20.230	19.275	16.712	15.148	14.508	11.684	10.148	295.585
Gorm	90.208	7.251	6.544	6.678	5.251	4.777	4.408	5.459	3.709	3.549	137.834
Skjold	79.338	6.045	5.711	6.098	4.989	5.285	4.155	4.374	5.093	4.956	126.045
Halfdan	14.169	9.710	11.026	12.107	12.727	11.485	11.945	12.277	10.912	10.921	117.280
Siri	19.098	1.350	1.973	3.499	2.695	1.692	2.692	3.201	3.020	1.592	40.810
Syd Arne	16.727	5.608	5.362	4.296	4.279	3.872	3.427	3.240	4.104	3.660	54.576
Nini	999	502	912	413	883	501	1.558	1.365	1.151	549	8.832
Cecilie	93	198	30	91	42	97	47	221	35	0	854
I alt	366.709	50.945	53.077	53.412	50.141	44.420	43.379	44.646	39.709	35.376	781.815



Luftemissioner

Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstofilte).

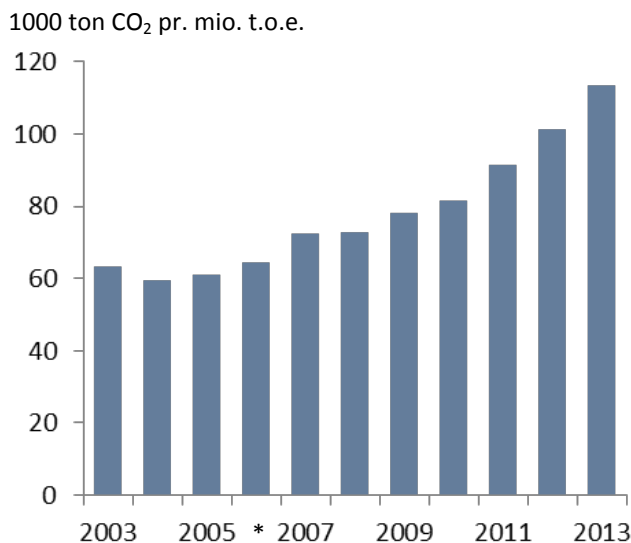
Udledninger af CO₂ til luften kommer fra afbrænding af gas og dieselolie. Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Det er desuden nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres (flaring). Flaring sker på alle offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes hurtigt for gas.

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

Figur 1.8. CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.

CO₂-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse er steget i de seneste 10 år. Stigningen skyldes, at nedgangen i produktionen af olie og gas har været mere markant end reduktionen i brændstofforbruget, hvorfor CO₂-udledningen fra brændstofforbruget set i forhold til de producerede mængder er steget.

I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof.



*) Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder her også CO₂-udledning fra diesel-forbrug på anlæggene.

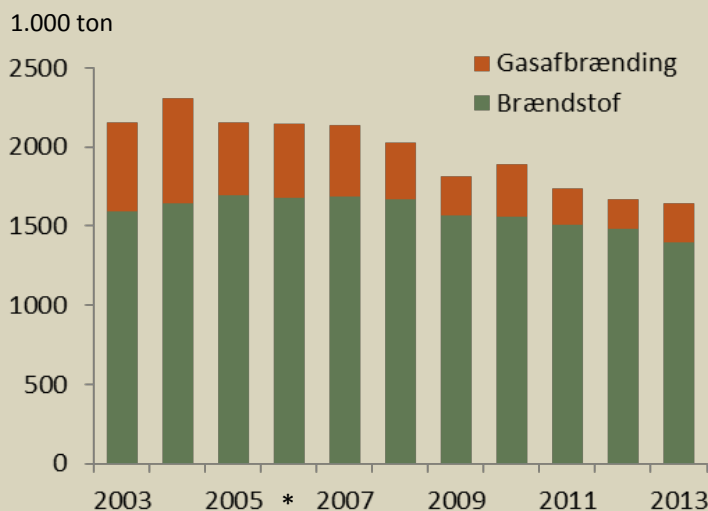
De naturgivne forhold i de danske felter medfører, at energiforbrug pr. produceret ton olieækvivalent (t.o.e.) stiger, jo længere tid et felt har produceret. Dette skyldes bl.a., at produktionens vandandel stiger gennem et felts levetid, og at der dermed produceres relativt mindre olie og gas i forhold til den samlede produktion. Med uændrede produktionsforhold medfører dette et stigende behov for brug af løftegas og eventuel injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.



Figur 1.9. CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen.

Den samlede udledning af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen i 2013 udgjorde ca. 1,682 mio. ton CO₂ og bekræfter trenden med faldende udledning gennem de seneste 10 år.

Flaring af gas reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ (inklusive CO₂ fra flaring) er omfattet af CO₂-kvoteloven.



**) Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder her også CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene.*

Tabel 1.9. CO₂, udledning.

Tusinde ton

	1972-2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Brændstof	18.223	1.694	1.675	1.690	1.670	1.572	1.559	1.510	1.503	1.432	50.751
Afbrænding	12.314	457	470	449	354	241	331	230	192	250	27.603
I alt	30.538	2.151	2.144	2.139	2.024	1.813	1.890	1.740	1.695	1.682	78.354

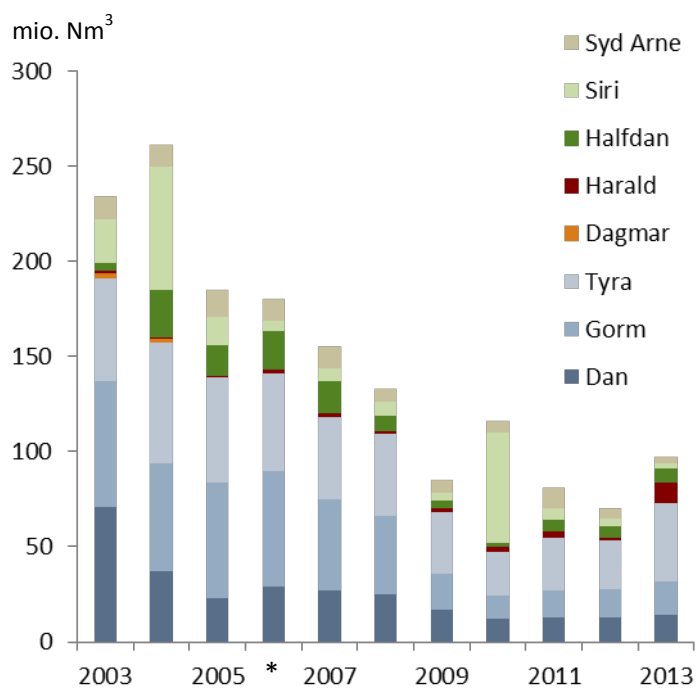
Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven og indeholder CO₂-emission fra dieselforbrug på anlæggene.

CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005. CO₂-udledningen er frem til 2005 beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg.



Figur 1.10. Afbrænding af gas uden nyttiggørelse (flaring).

Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret. I 2013 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 97 mio. Nm³, hvilket er en stigning på 36 pct. i forhold til 2012.



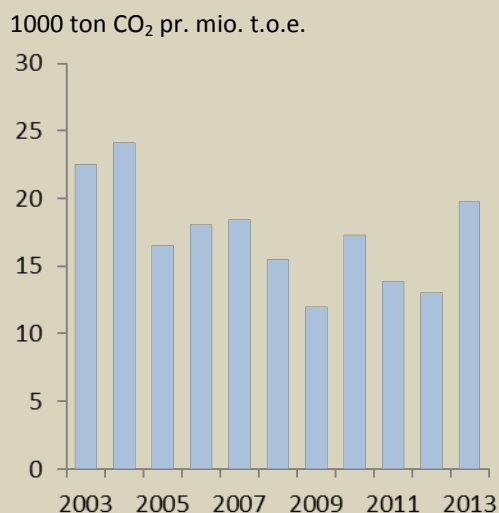
Flaringen er generelt faldet markant i de sidste 10 år pga. mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energieffektivisering, såsom anvendelse af flaregasgenindvindingsanlæg på Syd Arne og Siri. Der kan dog være stor variation i flaring fra år til år, der ofte skyldes indfasning af nye felter, indkøring af nye anlæg eller ved midlertidige nedlukninger af platforme, hvor det er nødvendigt at blæse trykket af og tømme de kilometerlange rørledninger mellem felter for gas, der så brændes af. Denne ekstra flaring skete f.eks. i 2010 på Siri og i 2013 på specielt Tyra og Harald pga. større nedlukninger.

*) Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Figur 1.11. CO₂-udledning fra flaring pr. mio. t.o.e.

Kulbrinteproduktionen er faldet over de seneste 10 år, men afbrændingen per produceret ton olieækvivalenter (t.o.e) har ikke fulgt den samme stigende tendens som brændstofforbruget, se figur 1.8.

Udledningen fra flaring pr. mio. t.o.e. har i 2013 været markant højere end de foregående 2 år med en stigning på omkring 50 pct. set i forhold til året før. Dette skyldes en kombination af faldende kulbrinteproduktion og en stigning i flaring i 2013.





2. RESSOURCER OG PROGNOSE

Energistyrelsen benytter et klassifikationssystem for kulbrinter til at opgøre Danmarks olie- og gasressourcer. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde. En beskrivelse af klassifikationssystemet findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk. På grundlag af ressourceopgørelsen udarbejdes produktionsprognoser for olie og gas på kort og lang sigt.

Ressourcer

Reserverne er opgjøret til henholdsvis 107 mio. m³ olie og 37 mia. Nm³ salgsgas. Reserverne er nedskrevet i forhold til den tidligere opgørelse fra 2012, og nedskrivningen skyldes hovedsagelig produktionen i 2012 og 2013.

I forhold til den tidligere opgørelse er de betingede ressourcer for olie opskrevet med 7 mio. m³ på grund af øgede forventninger til potentialet på Syd Arne. Endvidere er efterforskningsressourcerne opskrevet med 10 mio. m³ olie i forhold til den tidligere opgørelse, idet yderligere prospekter er blevet modnet til anbringelse. De øvrige kategorier er næsten uændrede i forhold til opgørelsen fra 2012.

Kortsigtet prognose

For 2014 forventer Energistyrelsen, at produktionen bliver 9,9 mio. m³ olie svarende til ca. 171.000 tønner olie pr. dag og 4,5 mia. Nm³ salgsgas svarende til samlet ca. 253.000 tønner olieækvivalenter pr. dag.

For prognoseperioden fra 2014 til 2018 forventer Energistyrelsen generelt, at produktionen aftager; men for 2016 og 2017 forventes en stabilisering af produktionsniveauet hovedsagelig som følge af påbegyndelse af produktion fra Hejre feltet.

Langsigtet prognose

For olie forventes Danmark at være nettoeksportør i 8 år til og med 2021 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, vil de bidrage markant til at mindske Danmarks nettoimport af olie fra omkring 2025 til efter 2035.

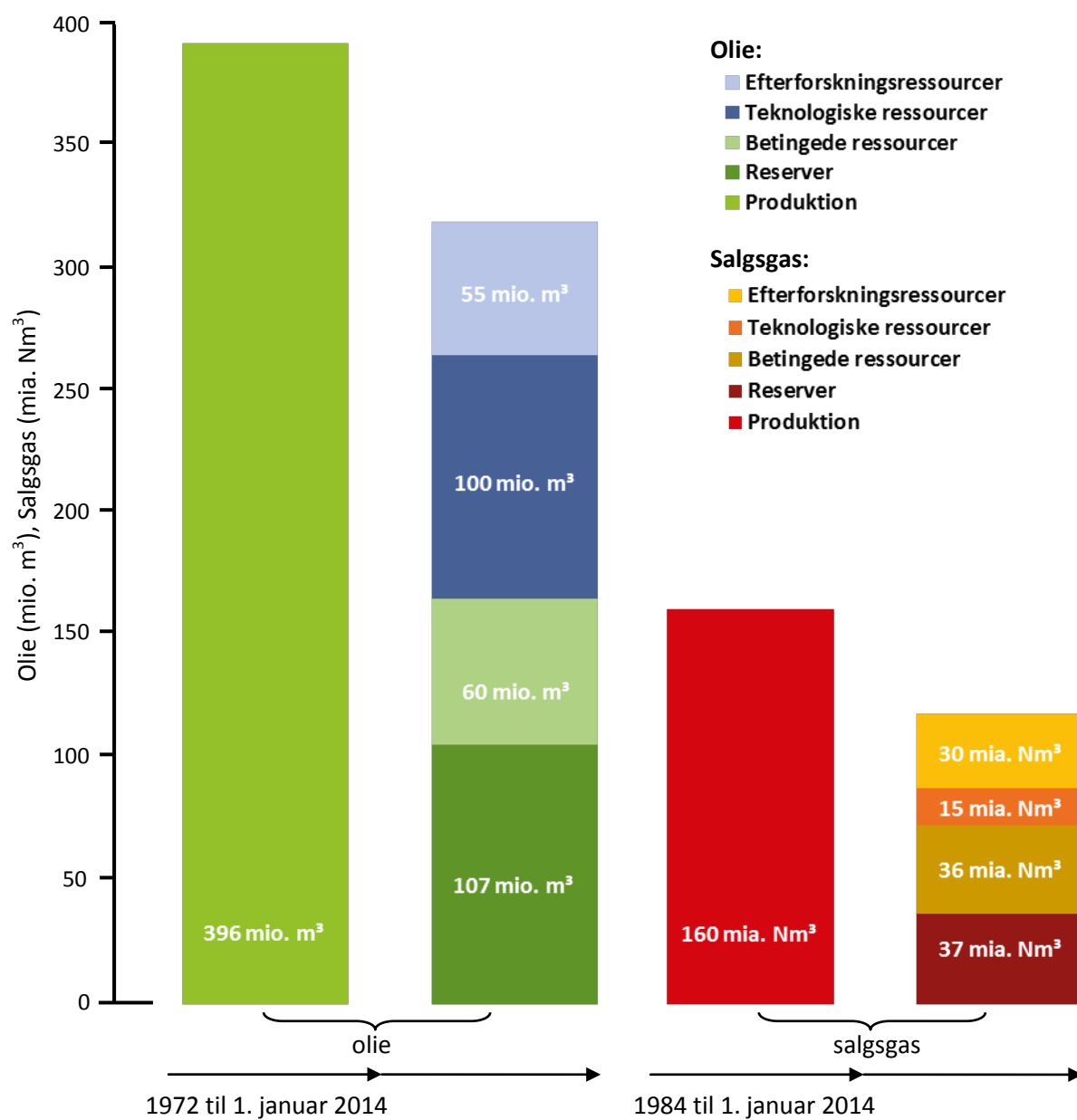
For salgsgas forventes Danmark at være nettoeksportør i 12 år til og med 2025 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035.



Ressourcer

Figur 2.1. Ressourceopgørelse fordelt på kategorier.

En mere detaljeret opgørelse af producerede mængder, reserver og betingede ressourcer fremgår af tabel 2.1.





Tabel 2.1. Producerede mængder, reserver og betingede ressourcer pr. 1. januar 2014.

OLIE, mio. m ³			GAS, mia. Nm ³			
Produktion		Ressourcer	Nettoproduktion*	Ressourcer		
				Nettogas * Forv.	Salgsgas * Forv.	
		Reserver	Reserver			
<i>Igangværende indvinding og besluttet udbygning</i>			<i>Igangværende indvinding og besluttet udbygning</i>			
Cecilie	1,1	0,2	Cecilie	0,1	-	-
Dagmar	1,0	0,0	Dagmar	0,2	0,0	0
Dan	108,5	13,8	Dan	23,8	2,6	0
Gorm	60,8	3,0	Gorm	7,6	0,3	0
Halfdan	65,0	35,9	Halfdan	27,1	6,9	5
Harald	8,1	0,2	Harald	22,6	1,3	1
Hejre	-	16,2	Hejre	-	10,0	9
Kraka	5,4	0,8	Kraka	1,5	0,2	0
Lulita	1,0	0,1	Lulita	0,7	0,1	0
Nini	5,6	1,1	Nini	0,5	-	-
Regnar	0,9	0,0	Regnar	0,1	0,0	0
Roar	2,6	0,1	Roar	14,9	1,7	1
Rolf	4,4	0,0	Rolf	0,2	0,0	0
Siri	12,1	1,1	Siri	0,1	-	-
Skjold	45,4	6,4	Skjold	3,7	0,4	0
Svend	7,5	0,5	Svend	0,9	0,1	0
Syd Arne	23,7	12,9	Syd Arne	5,8	2,6	2
Tyra (inc. Tyra SØ)	32,2	7,7	Tyra (inc. Tyra SØ)	65,8	16,5	13
Valdemar	10,4	5,9	Valdemar	5,2	2,6	2
<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	1	<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	3	2
Sum	396	107	Sum	181	48	37
		Betingede ressourcer	Betingede ressourcer			
<i>Afventende udbygning</i>	-	29	<i>Afventende udbygning</i>		14	10
<i>Uafklaret udbygning</i>	-	20	<i>Uafklaret udbygning</i>		18	17
<i>Afvist udbygning</i>	-	11	<i>Afvist udbygning</i>		10	10
Sum		60	Sum		42	36
Total	396	167	Total	181	90	73
Januar 2012	374	181	Januar 2012	170	95	79

*) *Nettoproduktion: historisk produktion fratrukket injektion*
Nettogas: fremtidig produktion fratrukket injektion
Salgsgas: fremtidig produktion fratrukket injektion samt forbrug til brændstof og flaring



Kortsigtet prognose (5 års prognose)

Energistyrelsen udarbejder årligt en 5-års-prognose for produktion af olie og gas til brug for Finansministeriets fremskrivninger af statens indtægter.

Tabel 2.2 Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas.

	2014	2015	2016	2017	2018
Olie, mio. m ³	9,9	9,5	9,8	10,2	9,3
Salgsgas, mia. Nm ³	4,5	4,0	3,7	3,8	3,8

Olie

For 2014 forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen bliver 9,9 mio. m³ svarende til ca. 171.000 tønder olie pr. dag. Se tabel 2.2. I Det er en nedgang på 3 pct. i forhold til 2013, hvor olieproduktionen var 10,2 mio. m³. I forhold til sidste års skøn for 2014 er det en nedskrivning på 6 pct. hovedsagelig begrundet i, at Energistyrelsen forventer en mindre produktion på Halfdan feltet.

For prognoseperioden frem til 2018 forventer Energistyrelsen generelt, at olieproduktionen aftager; men i 2016 og 2017 forventes en stigning i produktionen hovedsagelig som følge af produktion fra Hejre feltet.

I forhold til sidste års prognose har Energistyrelsen nedskrevet skønnet for olieproduktionen i perioden 2014 til 2018 med i gennemsnit 12 % hovedsagelig som følge af en forventet mindre produktion på Halfdan feltet og en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre feltet.

Salgsgas

Energistyrelsen forventer for 2014, at produktionen af salgsgas bliver 4,5 mia. Nm³, se tabel 2.1. Det er en stigning på 13 pct. i forhold til 2013, hvor produktionen var 4,0 mia. Nm³. I forhold til Energistyrelsens skøn sidste år for 2014 er det en opskrivning på 10 pct. hovedsagelig som følge af, at Energistyrelsen forventer en større gasproduktion på Tyra feltet.

For prognoseperioden frem til 2018 forventer Energistyrelsen generelt, at produktionen af salgsgas aftager; men efter 2016 forventes en stabilisering af produktionsniveauet hovedsagelig som følge af produktionen fra Hejre feltet.

I forhold til sidste års prognose har Energistyrelsen nedskrevet skønnet for produktionen i perioden 2014 til 2018 med i gennemsnit 17 pct. hovedsagelig som følge af, at Energistyrelsen har udsat idriftsættelsestidspunktet for diverse fund.



Langsigtet prognose

Systematik for prognosen på lang sigt og forbrugsprognosen

Prognosen på lang sigt er opdelt i tre bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne.

Det forventede forløb er en prognose for indvinding fra eksisterende felter og fund med eksisterende teknologi. Forløbet er baseret på den forventede værdi for de opgjorte reserver og risikovejede betingede ressourcer.

De teknologiske ressourcer er et skøn for indvindingspotentialet ved anvendelse af ny teknologi. Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter og fund med 5 pct. point fra 26 pct. til 31 pct. Ny teknologi kan eksempelvis bestå i udvikling af boreteknik, brøndteknologi og injektionsmetoder. Foruden en teknisk udvikling kan der også ske en billiggørelse af diverse teknikker og af udbygning og drift af anlæg. Der forventes ikke noget markant bidrag for salgsgas fra teknologiske ressourcer, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig højere indvindingsgrad end for olie.

Efterforskningsressourcerne er et skøn for indvindingen fra kommende nye fund som følge af de igangværende efterforskningsaktiviteter og kommende nye udbudsrunder. Skønnet tager udgangspunkt i de i dag kendte efterforskningsprospekter, som forventes anboret. Desuden indgår vurderinger af, hvilke yderligere prospekter, der kan forventes påvist senere i prognoseperioden.

Forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, 2012" repræsenterer et forløb, hvor det antages, at der ikke implementeres virkemidler udover de, der allerede i dag er vedtaget med politisk flertal. Basisfremskrivningen er derfor ikke en prognose for det fremtidige energiforbrug, men en beskrivelse af den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kan forekomme i perioden frem til 2035, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

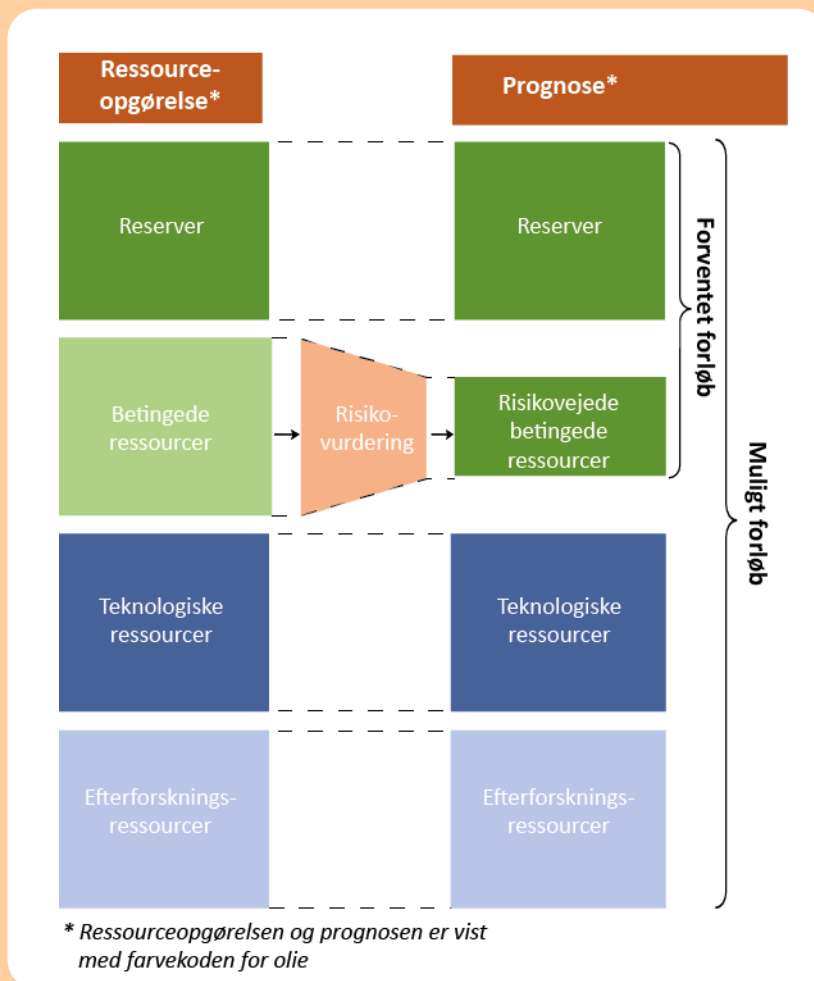
Prognoserne for olie- og gasproduktionen anvendes sammen med Energistyrelsens forbrugsprognoser til at vurdere, om Danmark er nettoimportør eller -eksportør af olie og gas. Danmark er nettoeksportør, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energiopgørelse.



Figur 2.2. Sammenhæng mellem Energistyrelsens ressourceopgørelse og produktionsprognose.

Produktionsprognoserne tager udgangspunkt i de opgjorte ressourcer og er et forventet forløb således, at det i princippet er lige så sandsynligt, at prognosen viser sig at være optimistisk, som det er sandsynligt, at den viser sig at være pessimistisk.

Opgørelsen bliver justeret ved, at der for de betingede ressourcer skønnes en sandsynlighed for, at udbygningsprojekterne for de opgjorte ressourcer gennemføres.



For olie medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er omkring 30 mio. m³ olie. Godt 10 mio. m³ olie af denne forskel udgøres af ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningstilladelse, mens resten er en reduktion som følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

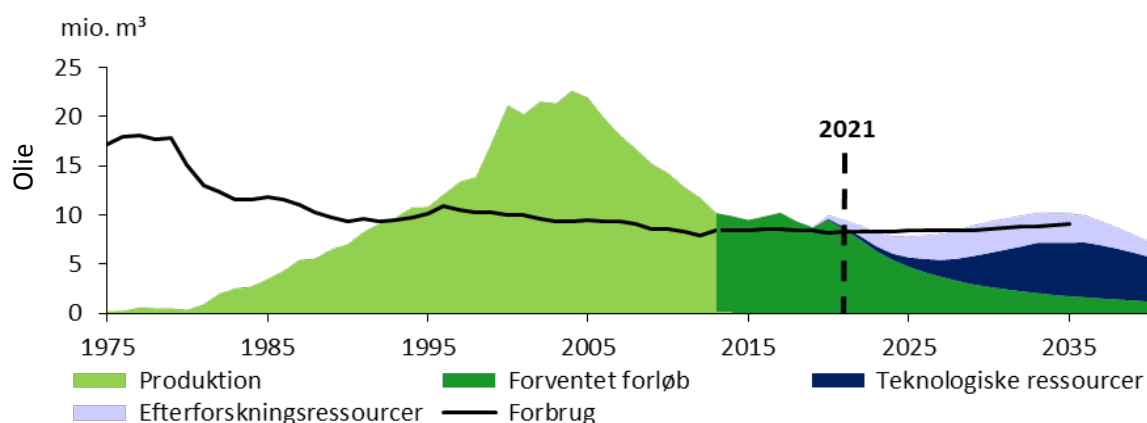
For gas medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er omkring 25 mia. Nm³ gas. Omkring 10 mia. Nm³ gas af denne forskel er fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningstilladelse, mens resten af reduktionen er en følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.



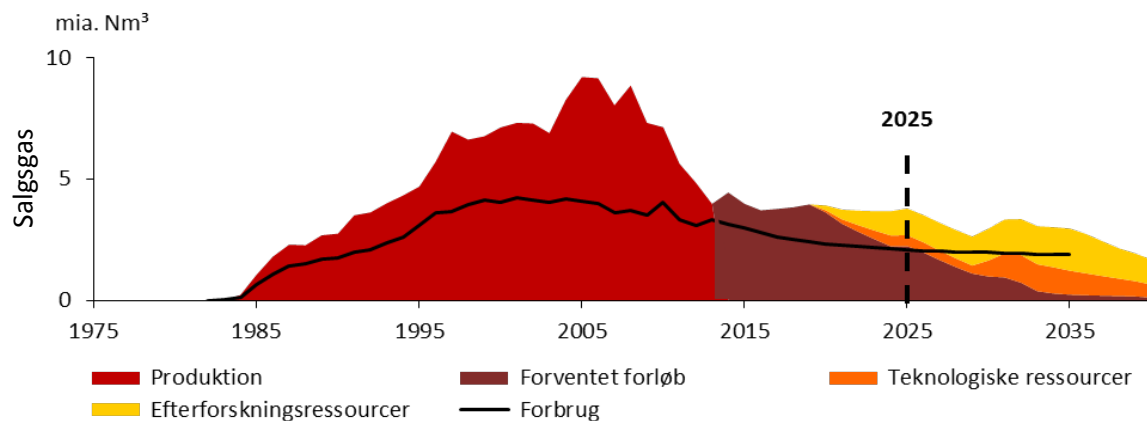
Figur 2.3. Produktion og muligt forløb af olie og salgsgas.

Prognosen for olie og salgsgas på lang sigt er vist sammen med forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning 2012".

Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 8 år til og med 2021 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, vil de bidrage markant til at mindske Danmarks nettoimport af olie fra omkring 2025 til efter 2035.



For salgsgas forventes Danmark at være nettoeksportør i 12 år til og med 2025 baseret på det forventede forløb. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til efter 2035.



En forudsætning for produktion af salgsgas er i modsætning til olie, der fra Nordsøen oftest afsættes som enkelte skibslaster til den gældende markedspris, at der er indgået kontrakter om levering. Kontrakterne kan være langtidskontrakter eller "spot"-kontrakter til levering i en meget kort periode.

Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som styrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.



Udskiftning af flaretårn på Tyre vest platformen. Foto: Stig Busk Jespersen



3. ØKONOMI OG SAMFUNDSFORHOLD

Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har siden 1995 skabt overskud på handelsbalancen for olie og gas og medvirket til, at Danmark i dag er nettoeksportør af olie og gas. Skatteindtægter samt overskuddet fra olie- og gassektoren bidrager positivt til samfundsøkonomien samtidigt med, at aktiviteterne i Nordsøen har skabt mange arbejdspladser både offshore og på land.

Statens indtægter fra olie- og gasproduktionen i Nordsøen for 2013 beløber sig til 22,1 mia. kr. Indtægterne faldt med godt 12 pct. i forhold til 2012, hvilket skyldes en nedgang i produktionen samt et fald i olieprisen.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 - 2013 til 383 mia. kr. i 2013-priser. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden ca. 965 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshaverenes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var ca. 333 mia. kr. (2013-priser). Feltudbygning og investeringer udgør over halvdelen af rettighedshavernes akkumulerede udgifter med et samlet beløb på godt 178 mia. kr. i 2013-priser.

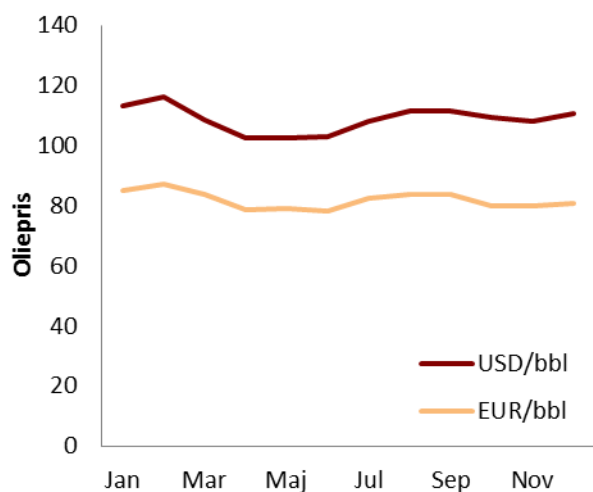
Ifølge de foreløbige skøn for 2013 fordeler produktionsværdien sig med ca. 41,4 mia. kr. på olieproduktionen og 9,3 mia. kr. fra gasproduktionen. Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2013 skønnes altså til 50,7 mia. kr., hvilket svarer til et fald på knap 12 % i forhold til produktionsværdien i 2012. Produktionsværdien bestemmes af den internationale råoliepris, dollarkursen samt produktionens størrelse.

Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2013 er skønnet til godt 7,0 mia. kr., hvilket svarer til en stigning på omkring 21 pct. i forhold til 2012. Det er især udbygningen af Hejre som bevirker til stigningen. De gennemsnitlige årlige investeringer i feltudbygninger for de sidste 10 år ligger til sammenligning på godt 5,5 mia. kr. De foreløbige tal for efterforskningsudgifter i 2013 beløber sig til godt 1,3 mia. kr. Udgifterne dækker over olie- og gasselskabernes samlede efterforskningsomkostninger såsom efterforskningsboringer og seismiske forundersøgelser.

Det skønnes, at statens samlede indtægter vil være mellem 20-25 mia. kr. pr. år fra 2014 til 2018. I samme periode forventes samlede investeringer på ca. 48,6 mia. kr., hvilket svarer til omkring 9,7 mia. kr. pr. år. De årlige udgifter til drift, administration og transport er skønnet til godt 9,1 mia. kr. de næste 5 år. De samlede efterforskningsudgifter for de kommende fem år forventes at udgøre ca. 7 mia. kr.



Figur 3.1. Oliepriser, US\$ og EUR. Månedlig udvikling i Brent Spot olieprisen i 2013.



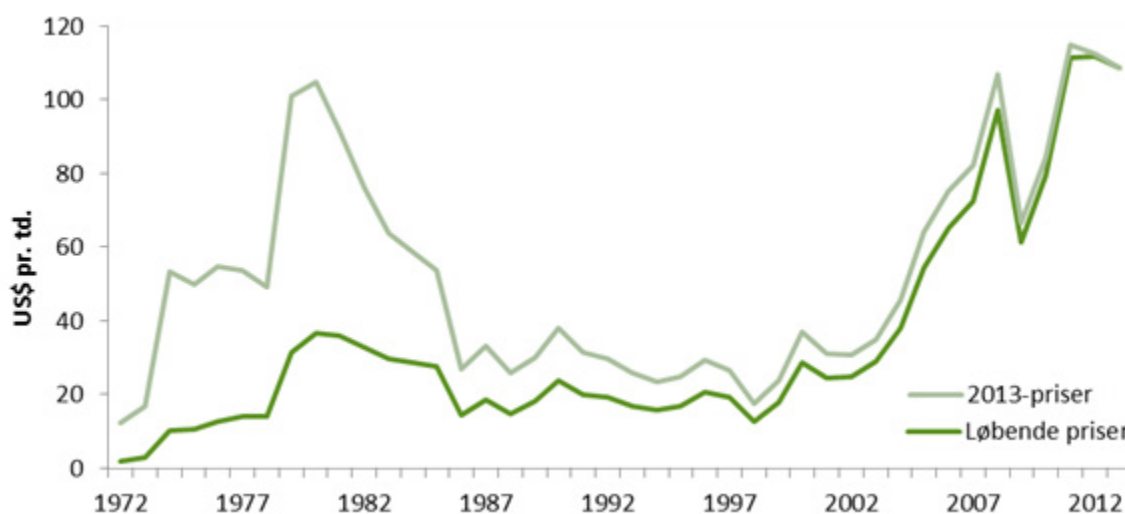
Året har været præget af en forholdsvis stabil oliepris omkring 109 US\$ pr. tønde. Den gennemsnitlige oliepris i 2013 var 108,7 US\$ pr. tønde, og er dermed faldet i forhold til olieprisen i 2012 på 111,7 US\$ pr. tønde. Det fremgår yderligere, at forholdet mellem US\$ og € har været stabilt i løbet af året.

I 2013 var den gennemsnitlige dollarkurs 5,6 kr. pr. US\$, hvilket svarer til et fald på ca. 3,5 pct. i forhold til 2012, hvor den var 5,8 kr. pr. US\$.

Faldet i dollarkurs og oliepris har medført et fald i olieprisen målt i danske kroner fra 646,9 DKK i 2012 til 610,7 DKK i 2013. Dette svarer til et fald på 5,6 pct.

Figur 3.2. Olieprisens udvikling fra 1972-2013 i US\$ pr. tønde i både faste og løbende priser.

De to oliekriser i 1973 og 1979 ses ud fra de kraftige prisopsving. Det ses yderligere, at olieprisen i 2011 nåede en historisk højde på ca. 115 US\$ pr. tønde i 2013-priser.





Handelsbalance for olie og naturgas.

Danmarks Statistik er ved at revurdere opgørelsen af udenrigshandelstatistikken. Derfor er det ikke muligt meningsfuldt at gengive handelsbalancen i nærværende rapport. Det senest tilgængelige år er 2010, hvor handelsbalancen for olie- og gas blev opgjort til 12,15 mia. kr.

Energistyrelsen forventer i løbet af det kommende år at kunne offentliggøre den sædvanlige figur på www.ens.dk samt i næste års udgave af nærværende rapport.

Statens indtægter

Figur 3.3. Fordeling af statens indtægter fra indvindingen af olie og naturgas fra Nordsøen i 2013.

Statens indtægter fra Nordsøaktiviteterne stammer fra kulbrinteskot, selskabsskat, produktionsafgift, dispensationsafgift samt olierørledningsafgift, hvoraf kulbrinteskatten og selskabsskatten udgør de væsentligste indtægtskilder på hhv. 45 og 40 pct.

Udover skatter og afgifter opnår staten indtægter fra Nordsøen gennem Nordsøfonden, der siden 2005 har varetaget statsdeltagelsen på 20 pct. i alle nye tilladelser, og fra 9. juli 2012 via statsdeltagelsen på 20 pct. i Dansk Undergrunds Consortium (DUC), hvor A.P. Møller – Mærsk, Shell og Chevron også deltager.

Endvidere opnår staten indirekte indtægter fra aktieposten i DONG Energy, da datterselskabet DONG E&P A/S deltager i efterforskning og produktion af olie og gas i Nordsøen.

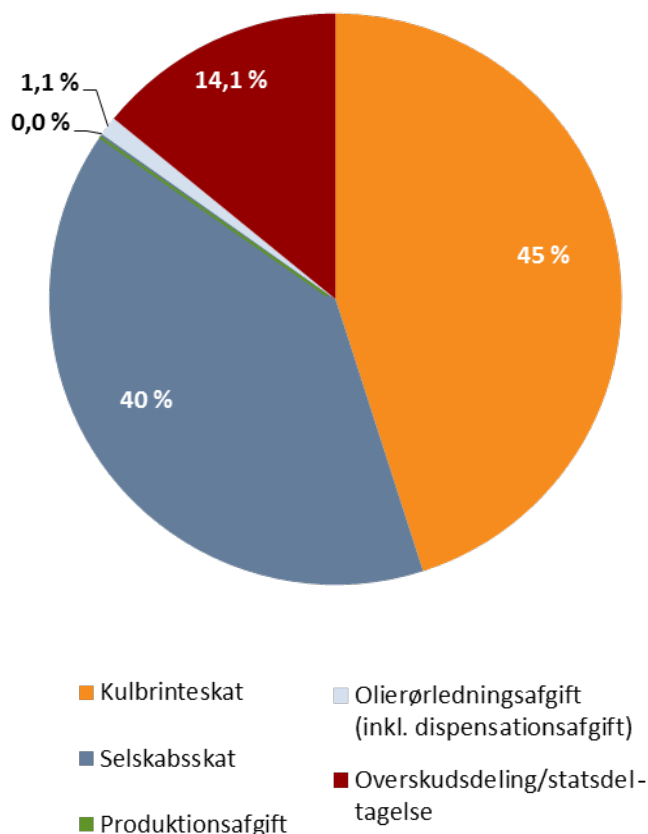




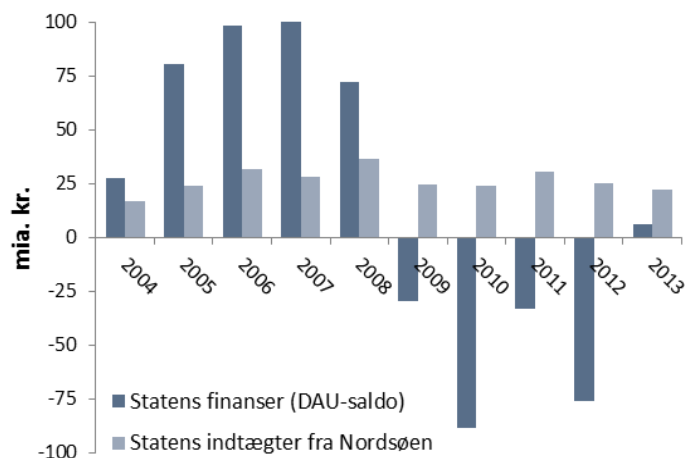
Table 3.1. Gældende økonomiske vilkår.

	Eneretsbevillingen pr. 1/1-2004	Tilladelser meddelt før 1/1-2004	Tilladelser meddelt efter 1/1-2004
Selskabsskat	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
Kulbrinteskot	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2014.	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej.	Nej.	Nej.
Rørlednings-/ dispensationsafgift	Nej.	Nej.	Nej.
Statsdeltagelse	20 pct.	20 pct. ^{*)}	20 pct.
Overskudsdeling	Nej.	Nej.	Nej.

**) I enkelte af de tilbageværende tilladelser er statsandel øget på grund af vilkår i tilladelserne om forøget statsdeltagelse afhængig af produktionens størrelse.*

Figure 3.4. Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen, løbende priser.

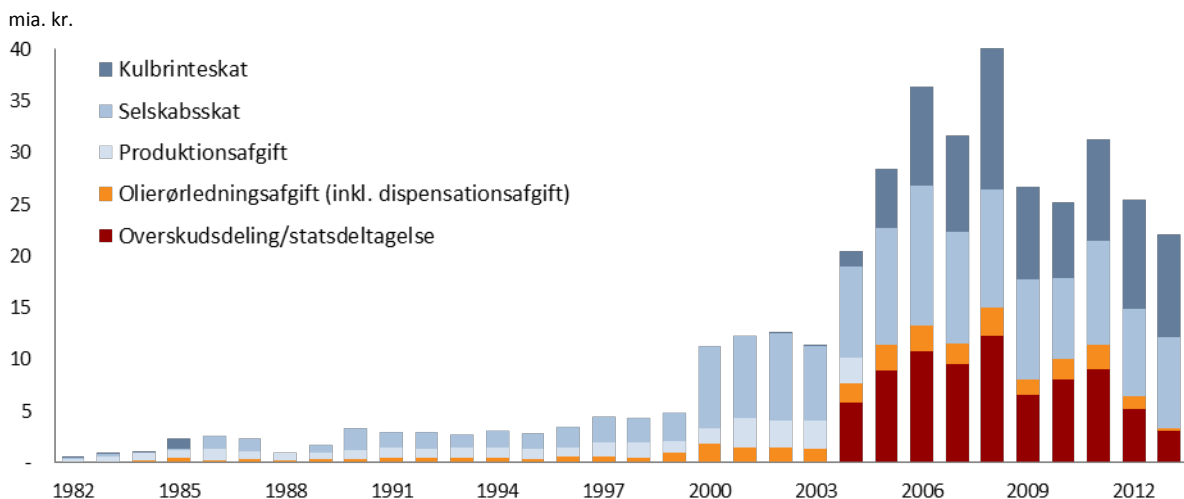
Figuren viser olieindtægterne i forhold til statens samlede finanser (DAU-saldoen, der er givet ved forskellen mellem statens indtægter og udgifter). Som det fremgår, var indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at sikre, at staten havde overskud i 2013.





Figur 3.5. Udviklingen i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding fra 1972-2013.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1972-2013 til 383 mia. kr. i 2013-priser. Statens indtægter i 2013 faldt med ca. 12 pct. i forhold til 2012. Dette skyldes et fald i produktionen. Statens indtægter for 2013 skønnes til 22,1 mia. kr.



Tabel 3.2. Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser.

Statens andel af overskuddet skønnes i 2013 at være ca. 63 pct. inklusiv statsdeltagelse. Marginalskatten er ca. 64 pct. efter de nye regler, eksklusiv statsdeltagelse. Med statsdeltagelsen opnår staten ca. 71 pct. af den marginale indtjening ved nye regler.

Efter de gamle regler er marginalskatten ca. 29 pct. eksklusiv kulbrinteskatt. Reglerne for kulbrintefradrag bevirker, at selskaber, der beskattes efter de gamle regler, i praksis ikke betaler kulbrinteskatt. Licenser, som er tildelt før 2004, beskattes efter de gamle regler til og med 2013.

Fra 1. januar 2014 beskattes alle selskaber efter nye regler. Licenser, som går fra gamle til nye regler, er dog omfattet af overgangsregler, således at de nye beskatningsregler indtræder gradvist.

	2009	2010	2011	2012	2013
Kulbrinteskatt	8.254	6.940	9.521	10.467	9.951
Selskabsskat	8.876	7.377	9.754	8.304	8.782
Produktionsafgift	0	0	1	2	1
Olierørledningsafgift*	1.431	1.824	2.201	1.337	239
Overskudsdeling/statsdeltagelse**	6.027	7.594	8.819	5.090	3.116
I alt	24.588	23.736	30.296	25.200	22.089

* Inkl. Indtægter fra dispensationsafgift

** Tal fra 2009 til medio 2012 vedrører overskudsdeling. Opgørelsen fra 9. juli 2012 vedrører statsdeltagelsen (Nordsøfondens overskud efter skatt). Tallet for 2013 omfatter indbetaling fra Nordsøfonden samt efterregulering af overskudsdeling fra tidligere år.

Anm.: Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Tabel 3.3. Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser.

På baggrund af IEA's langsigtede forventning til olieprisen i 'New policies scenario' på 130 US\$ pr. tønde (2012-priser) samt Energistyrelsens produktionsprognose, er der i samarbejde med Skatteministeriet udarbejdet et skøn for udviklingen i statens indtægter fra Nordsøen over de næste 5 år. Det skønnes, at statens samlede indtægter vil være mellem 20-25 mia. kr. pr. år fra 2014 til 2018.

			2014	2015	2016	2017	2018
Skattegrundlag før skatter og afgifter	170	US\$/td	54,3	50,3	52,5	56,0	54,2
	130	US\$/td	37,3	34,0	35,6	38,2	37,4
	90	US\$/td	21,2	17,7	18,8	20,3	20,6
Statens indtægter							
- Selskabsskat	170	US\$/td	13,8	13,0	13,1	14,3	13,6
	130	US\$/td	9,6	8,9	9,0	9,7	9,3
	90	US\$/td	5,7	4,8	4,5	5,1	5,1
- Kulbrinteskot	170	US\$/td	18,8	17,1	16,4	19,5	18,8
	130	US\$/td	13,0	11,0	10,5	11,2	12,3
	90	US\$/td	7,3	5,7	4,7	4,8	4,6
- Nordsøfonden overskud efter skat**	170	US\$/td	3,4	2,6	2,0	1,9	3,1
	130	US\$/td	2,3	1,7	1,1	1,1	2,2
	90	US\$/td	1,2	0,7	0,2	0,2	1,4
Total	170	US\$/td	36,0	32,7	31,5	35,7	35,4
	130	US\$/td	25,0	21,5	20,5	22,0	23,8
	90	US\$/td	14,2	11,2	9,4	10,1	11,2
Statens andel (pct.)****	170	US\$/td	66,2	64,9	60,0	63,8	64,3
	130	US\$/td	66,9	63,1	57,7	57,5	63,7
	90	US\$/td	66,7	63,3	50,0	49,6	54,4

* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation og gældende lovgivning

** Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelsen er indeholdt i flere kategorier, herunder kulbrinteskot og selskabsskat. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden skal have kapital til at finansiere drift og investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden

**** Statens andel inkl. statsdeltagelse

Kilde: Skatteministeriet

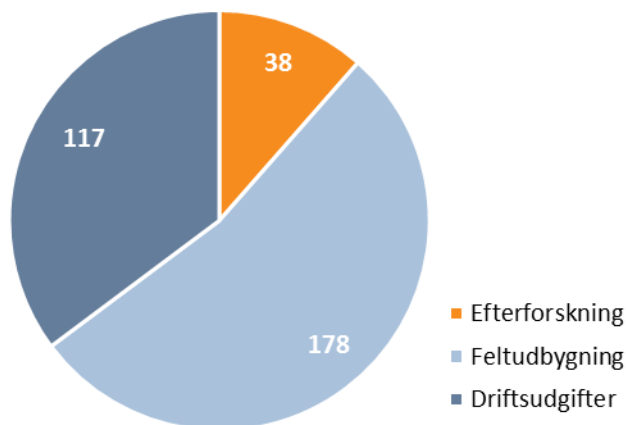
Note: Baseret på Energistyrelsens 5-års prognose

Anm. Nationalregnskabsperiodisering (indkomstår)



Investeringer og udgifter

Figur 3.6. Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2013, mia. kr., 2013 priser.



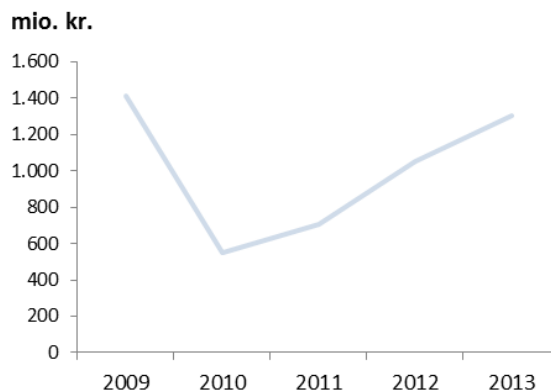
Feltudbygning og investeringer udgør med et samlet beløb på godt 178 mia. kr. i 2013-priser over halvdelen af rettighedshavernes akkumulerede udgifter på ca. 333 mia. kr.

Udgifterne til drift inkl. administration og transport, efterforskning og feltudbygning udgør henholdsvis 35, 12 og 53 pct. af de samlede udgifter.

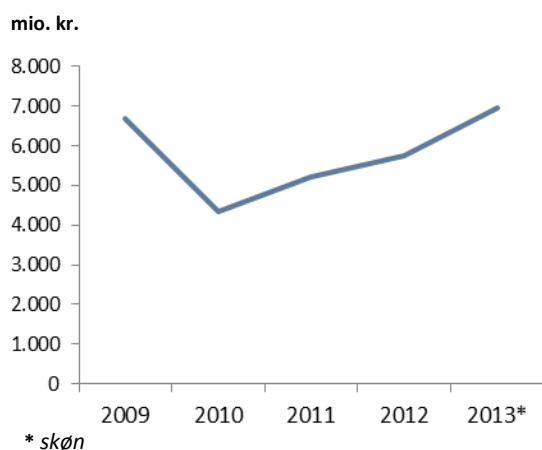
Figur 3.7. Udviklingen af de samlede efterforskningsudgifter fra 2009 til 2013, løbende priser.

I udgifterne indgår olieselskabernes omkostninger ved såvel efterforskningsboringer som seismiske forundersøgelser.

De foreløbige tal for 2013 viser en stigning i efterforskningsudgifterne på godt 22 pct. i forhold til det foregående år, og beløber sig til omkring 1,3 mia. kr.



Figur 3.8. Investeringer i feltudbygninger i Nordsøen fra 2009-2013, løbende priser.



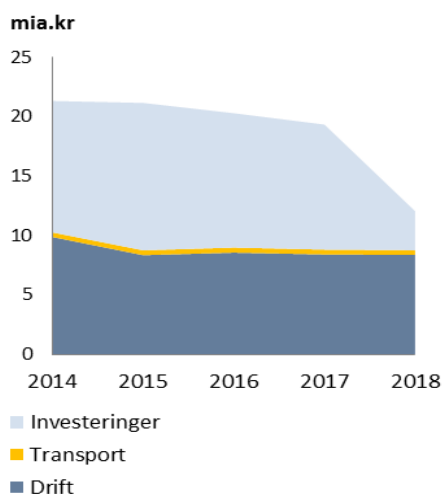
Feltudbygning og investeringer udgør godt 55 pct. af de samlede udgifter og er dermed rettighedshavernes mest udgiftskrævende post.

Investeringer til udbygningsaktiviteter i 2013 er skønnet til godt 7,0 mia. kr., hvilket svarer til en stigning på omkring 21 pct. i forhold til 2012.

De gennemsnitlige årlige investeringer i feltudbygninger for de sidste 10 år ligger på godt 5,5 mia. kr.



Figur 3.9. Forventet udvikling i investeringer og drift- og transportudgifterne, 2014-2018.



Den forventede udvikling i investeringer og drifts- og transportudgifter i perioden fra 2014 til 2018 bygger på reservekategorierne, igangværende indvinding, besluttet og sandsynliggjort udbygning samt risikovejede betingede ressourcer, jf. kapitel 2.

For de kommende fem år forventes investeringer i størrelsesordenen 49 mia. kr. i alt.

Tabel 3.4. Forventet investeringer i feltudbygning fra 2014-2018 i mio. kr., 2013 priser.

	2014	2015	2016	2017	2018
Igangværende og besluttet	10.671	10.799	6.156	4.333	33
Sandsynliggjort udbygning	-	179	604	894	-
Risikovejede betingede ressourcer	398	1.428	4.549	5.300	3.245
Forventet i alt	11.068	12.406	11.309	10.527	3.278

Tabel 3.5. Økonomiske nøgletal

	Invest. i feltudbygning	Driftsomk. for felter	Efterforsknings omk.	Råoliepris	\$/kurs	Inflation	Handelsbalance	Statens indtægter
	mio.kr. ¹⁾	mio.kr. ²⁾	mio.kr.	US\$/td ³⁾	kr./US\$	pct. ⁴⁾	mia.kr ⁵⁾	mio.kr. ⁶⁾
1972	105	21	30	3,0	7,0	6,7	-	0
1973	9	23	28	4,6	6,1	9,3	-	1
1974	38	44	83	11,6	6,1	15,3	-	1
1975	139	47	76	12,3	5,8	9,6	-	2
1976	372	53	118	12,9	6,1	9,0	-	4
1977	64	61	114	14,0	6,0	11,1	-	5
1978	71	83	176	14,1	5,5	10,0	-	21
1979	387	120	55	20,4	5,3	9,6	-	19
1980	956	83	78	37,5	5,6	12,3	-	29
1981	1.651	197	201	37,4	7,1	11,7	-	36
1982	3.884	407	257	34,0	8,4	10,1	-	231
1983	3.554	431	566	30,5	9,1	6,9	-	401
1984	1.598	1.099	1.211	28,2	10,4	6,3	-	564
1985	1.943	1.275	1.373	27,2	10,6	4,7	-	1.192
1986	1.651	1.217	747	14,9	8,1	3,7	-	1.399
1987	930	1.167	664	18,3	6,8	4,0	-	1.328
1988	928	1.210	424	14,8	6,7	4,5	-	568
1989	1.162	1.409	366	18,2	7,3	4,8	-	1.024
1990	1.769	1.450	592	23,6	6,2	2,6	-	2.089
1991	2.302	1.670	985	20,0	6,4	2,4	-	1.889
1992	2.335	1.560	983	19,3	6,0	2,1	-	1.911
1993	3.307	1.816	442	16,8	6,5	1,2	-	1.811
1994	3.084	1.907	151	15,6	6,4	2,0	-	2.053
1995	4.164	1.707	272	17,0	5,6	2,1	-	1.980
1996	4.260	1.915	470	21,1	5,8	2,1	-	2.465
1997	3.760	1.946	515	18,9	6,6	2,2	-	3.156
1998	5.381	1.797	406	12,8	6,7	1,8	-	3.158
1999	3.531	1.910	656	17,9	7,0	2,5	-	3.786
2000	3.113	2.577	672	28,5	8,1	2,9	-	8.305
2001	4.025	2.557	973	24,4	8,3	2,4	-	9.630
2002	5.475	2.802	1.036	24,9	7,9	2,4	-	10.106
2003	7.386	3.380	789	28,8	6,6	2,1	-	9.330
2004	5.104	3.174	340	38,2	6,0	1,2	-	17.102
2005	3.951	4.005	578	54,4	6,0	1,8	-	24.163
2006	5.007	5.182	600	65,1	5,9	1,9	-	31.500
2007	6.524	4.129	547	72,5	5,4	1,7	-	27.885
2008	5.879	5.402	820	97,2	5,1	3,4	-	36.481
2009	6.686	5.284	1.413	61,6	5,4	1,3	-	24.588
2010	4.174	5.471	548	79,5	5,6	2,3	12,15	23.736
2011	4.920	6.699	706	111,4	5,4	2,8	-	30.296
2012	5.323	7.281	1.055	111,7	5,8	2,4	-	25.199
2013*	6.960	8.442	1.302	108,7	5,6	0,8	-	22.089

Løbende priser

1) Investeringer er inkl. rørledning til NOGAT rørledningen

2) Inkl. transportomkostninger. Driftsudgifter er korrigeret for hele perioden.

3) Fra 1972 til og med 1975 benyttes dubai-priser, fra 1976 til og med 1990 benyttes brent-priser og fra 1991 og frem benyttes priser fra ENS prisdatabase.

4) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

5) Nettoalutaværdi - Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandel statistik fra Danmarks Statistik. Det bemærkes, at Danmarks Statistik er ved at revurdere opgørelsen af udenrigshandelstatistikken. Det senest tilgængelige år er derfor 2010.

*) Skøn



Forstærkning af undervandskonstruktionen på Siri platformen.



4. KONCESSIONER

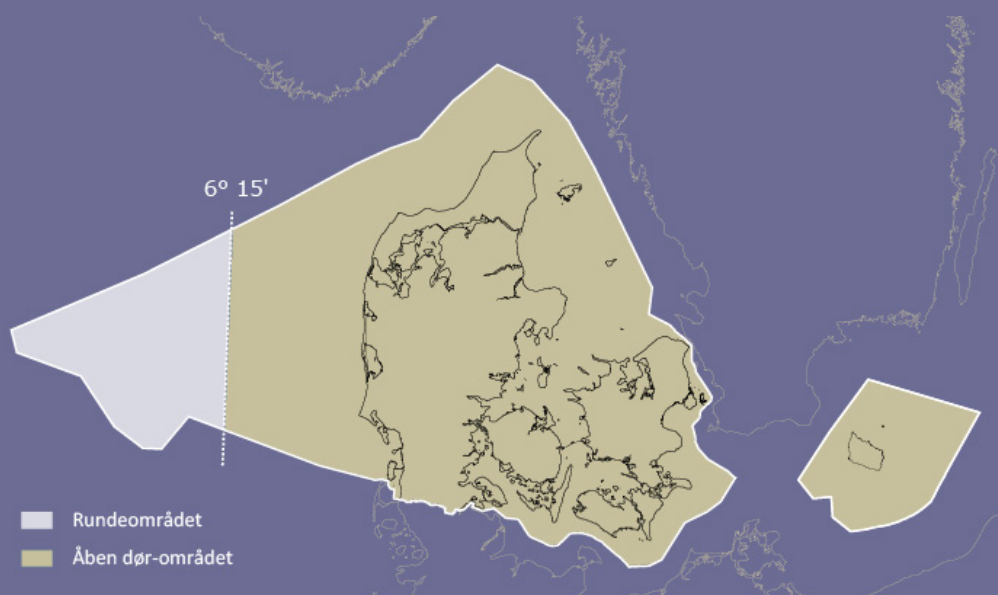
Der er fortsat stor interesse for efterforskning af olie og gas i Nordsøen selvom det er mere end 50 år siden den første koncession blev tildelt.

Der har hidtil været afholdt seks udbudsrunder, mens den 7. udbudsrunde blev åbnet den 24. april 2014. Denne runde omfatter som de seneste udbudsrunder alle ikke-koncessionsbelagte områder vest for $6^{\circ} 15'$ østlig længde. Flere oplysninger om den 7. udbudsrunde kan findes på næste side og på hjemmesiden www.oilgasin.dk.

I Åben Dør-området er der ikke hidtil gjort kommercielle fund af olie eller gas. Kravene til olieselskabernes forpligtelser til efterforskningsarbejder er derfor mere lempelige end i rundeområdet i den vestlige del af Nordsøen. Åben Dør-proceduren giver olieselskaberne mulighed for inden for den årlige åbningsperiode fra 2. januar til 30. september at ansøge om – og få tildelt – koncessioner baseret på først til mølle-princippet.

I 2013 og første halvdel af 2014 er der givet to nye tilladelser i Åben Dør området og tilbageleveret to tilladelser.

Figur 4.1. Det danske koncessionsområde





7. Udbudsrunde

7th
Danish
Licensing
Round
2014

www.oilgasin.dk

Den 7. udbudsrunde blev åbnet den 24. april 2014 med offentliggørelsen af udvælgelseskrav og vilkår, der skal gælde for de kommende koncessioner. Der vil som i tidligere udbudsrunder blive lagt vægt på omfanget af de efterforskningsarbejder, som olieselskaberne vil tilbyde at gennemføre for at påvise yderligere olie- og gasforekomster. Ansøgningsfristen er 20. oktober 2014 kl. 12. Energistyrelsen forventer, at nye koncessioner kan meddeles i foråret 2015. Nærmere oplysninger om udbuddet kan findes på hjemmesiden www.oilgasin.dk.

Udbudsrunderne indgår i en overordnet plan om fremtidige udbud af oliekoncessionerne i den vestlige del af Nordsøen, dvs. området vest for 6° 15' østlig længde (se fig. 4.1). Der lægges op til fremadrettet at igangsætte nye udbudsrunder med et tidsinterval på omtrent ét år, dvs. ét år efter afslutning af den seneste runde

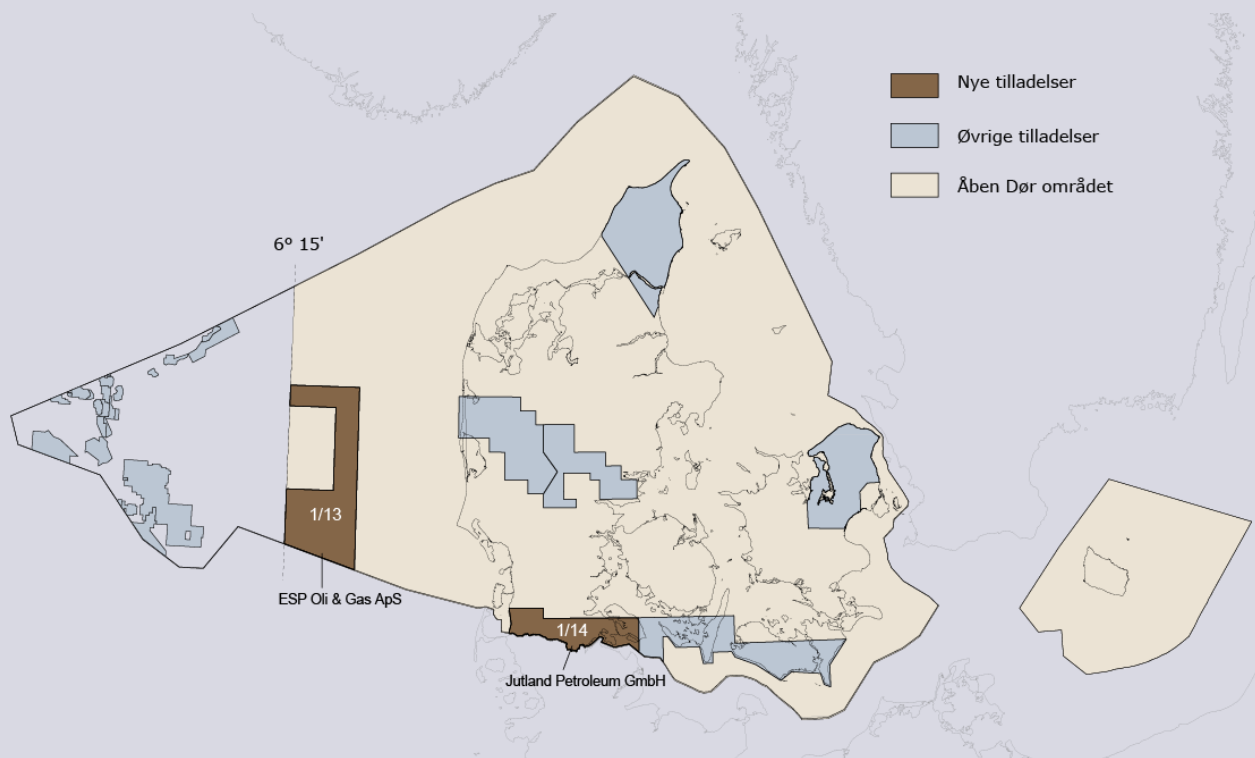
Formålet med 7. runde og kommende udbud er at skabe grundlag for at opretholde efterforsknings og indvindingsaktiviteterne og dermed fastholde og videreudvikle den viden og ekspertise, olieselskaberne har oparbejdet om den danske undergrund. Det skal sikres, at der kan lokaliseres så meget som muligt af den olie og naturgas, der findes i undergrunden, således at mulighederne for en forlænget udnyttelse af den eksisterende infrastruktur ikke forpasses.

Forud for åbningen af runden er der gennemført en omfattende vurdering af miljøpåvirkningerne af planen for fortsat efterforskning og indvinding af olie og gas i området. Vurderingen og de mange høringssvar, der er indkommet i den forbindelse, har identificeret behov for en række nødvendige tiltag af hensyn til bl.a. havpattedyr i området, og de kumulative effekter af olie/gas-aktiviteterne skal overvåges. En række af disse tiltag er indarbejdet i udbudsmaterialet for 7. runde, andre arbejdes der med i andre sammenhænge eksempelvis i tilladelser til seismiske undersøgelser. Der kan læses mere om disse tiltag på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.



Nye tilladelser

Figur 4.2. Nye tilladelser i 2013 og første halvdel af 2014.



Der er givet to nye koncessioner i Åben Dør-området – en i 2013 og en i 2014.

Tilladelse 1/13 blev meddelt til Nikoil Limited (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.) den 17. april 2013. Nikoil Limited's andel blev efterfølgende overdraget til E&P Oil & Gas ApS.

Tilladelse 1/14 blev meddelt til Jutland Petroleum GmbH (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.) den 20. maj 2014.



Ændringer af tilladelser

Tabel 4.1: Overdragelser af andele i tilladelser.

Tilladelse	Andel	Fra	Til	Virkningsdato
1/08	12,5 %	Danica Jutland ApS	New World Resources ApS	12-08-2012
1/08	12,5 %	Danica Jutland ApS	New World Resources ApS	31-01-2013
8/06 delområde B	5,5 %	A.P. Møller - Mærsk A/S	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	15-01-2013
8/06 delområde B	6,5 %	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. (Holland), Dansk Filial	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	15-01-2013
1/09	12,5 %	Danica Jutland ApS	New World Jutland ApS	15-01-2013
2/09	12,5 %	Danica Jutland ApS	New World Jutland ApS	15-09-2012
5/06	30 %	Bayerngas Petroleum Danmark A/S	Wintershall Noordzee B.V.	22-10-2013
5/06	15 %	EWE Vertrieb GmbH	Wintershall Noordzee B.V.	22-10-2013
9/95	3,7 %	Danoil Exploration A/S	Noreco Oil Denmark A/S	22-05-2012
1/13	80 %	Nikoil Limited	ESP Oil & Gas ApS	17-04-2013
1/12	30 %	DONG E&P A/S	DONG E&P DK A/S	17-12-2013
5/06	16,36 %	Wintershall Noordzee B.V.	Nordsøfonden	02-01-2014
12/06	40 %	PA Resources UK Limited	Dana Petroleum Denmark B.V.	01-01-2013
7/86 Amalie del	40,077 %	Hess Energi ApS	Hess Denmark ApS	01-01-2014

Tabel 4.2: Forlængede tilladelser.

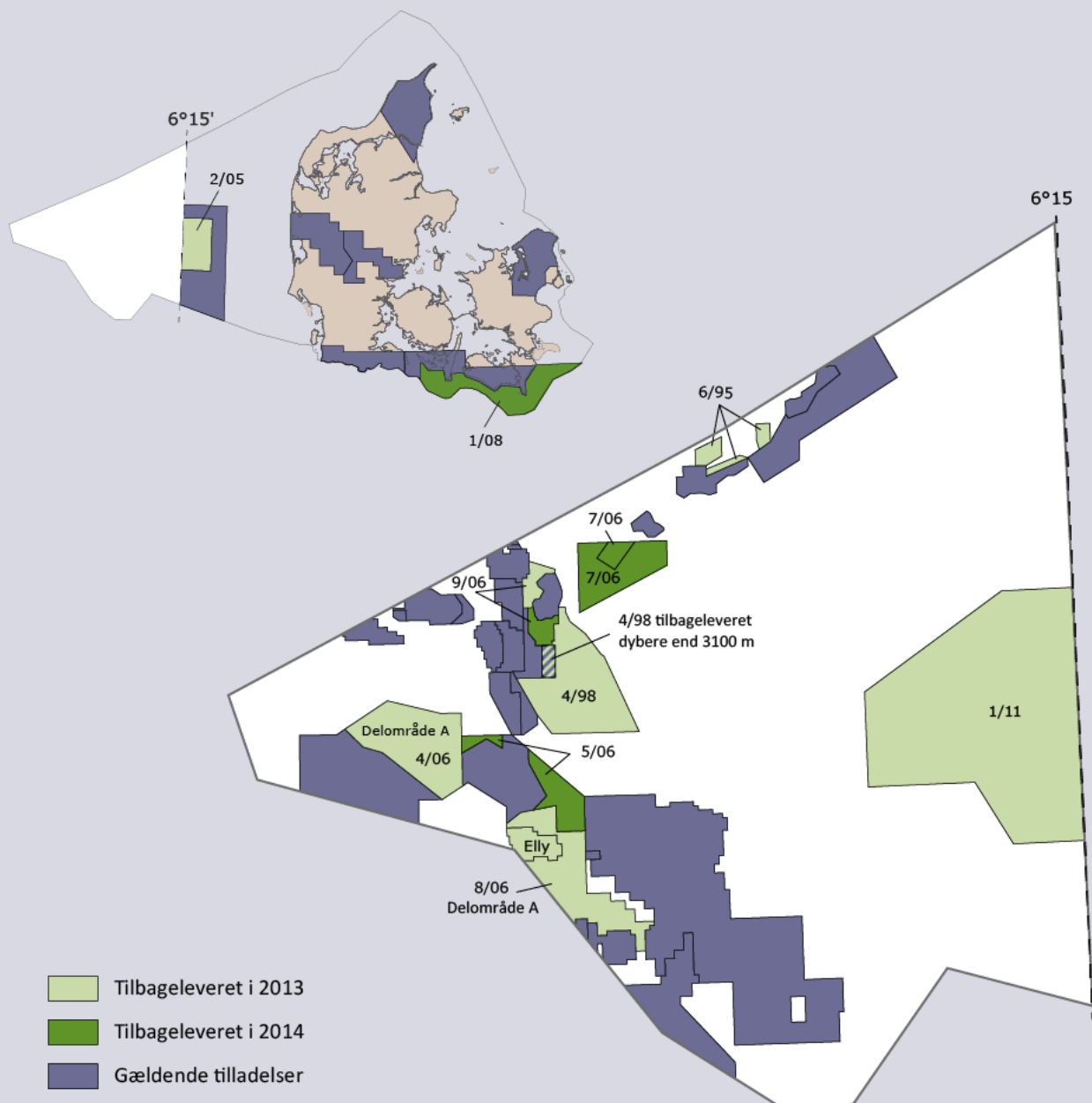
Tilladelse	Operatør	Forlænget til	Formål
4/98	DONG E&P A/S	01-03-2013	Efterforskning
4/98	DONG E&P A/S	29-06-2013	Efterforskning
4/98	DONG E&P A/S	29-06-2015	Efterforskning
8/06 område B	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2016	Efterforskning
1/08	New World Resources Operations ApS	31-05-2014	Efterforskning
5/06	Wintershall Noordzee B.V.	02-01-2016	Efterforskning
12/06	PA Resources UK Limited	22-05-2016	Efterforskning
9/95	Mærsk Olie og Gas A/S	22-11-2015	Efterforskning
1/08	New World Resources Operations ApS	31-03-2016	Efterforskning

Note: Bestemmelserne i Undergrundslovens § 13, stk. 1, giver under visse forudsætninger mulighed for at forlænge en tilladelse med henblik på efterforskning med indtil 2 år ad gangen. Efter lovens § 13, stk. 2, kan en tilladelse – når vilkårene herfor er opfyldt - forlænges med henblik på indvinding i op til 30 år til områder, der omfatter kommercielt indvindelige forekomster, som agtes indvundet.



Figur 4.3. Tilbagelevering af tilladelser.

Der blev i 2013 og første halvdel af 2014 tilbageleveret 11 områder i rundeområdet og to områder i åben-dør området. Visse af de tilbageleverede områder er kun tilbageleveret under en vis dybde. En nærmere beskrivelse kan ses i tabel 4.3.





Tabel 4.3: Ophørte tilladelser og arealtilbageleveringer (se også figur 4.3).

Tilladelse	Operatør	Omfang	Virkningsdato
4/98	DONG E&P A/S	Delvis	01-01-2013
	Det tilbageleverede område indeholder Svane-strukturen, hvor der med Svane-1 boringen i 2002 blev påvist gas under højt tryk i Øvre Jura sandsten. Tilladelsen opretholdes til den nordvestlige del af området, der vurderes at indeholde en del af Solsort forekomsten.		
2/05 og 1/11	Noreco Oil Denmark A/S	Hele tilladelsen	27-01-2013
	Rettighedshaverne i de to nabo-tilladelser omfattede selskaberne Noreco Oil Denmark A/S (47 %), Elko Energy A/S (33 %) og Nordsøfonden (20 %). Luna-1 efterforskningsboringen blev boret i tilladelse 1/11 i starten af 2012 i samarbejde mellem de to rettighedshavere.		
9/06	Mærsk olie og Gas A/S	Nordlige del af tilladelsesområdet	01-10-2013
		Hele tilladelsesområdet	01-04-2014
	Rettighedshaveren omfattede selskaberne A.P. Møller - Mærsk A/S (31,2 %), PA Resources Denmark ApS (26,8 %), Noreco Oil Denmark A/S (12,0 %), Danoil Exploration A/S (10,0 %) og Nordsøfonden (20,0 %). I 2008-2009 deltog rettighedshaveren i samarbejde med rettighedshaveren i den tilstødende tilladelse 9/95 i udførelsen af Gita-1X efterforskningsboringen inden for tilladelse 9/95.		
6/95	DONG E&P A/S	Delvis	15-11-2013
	Tilladelsen opretholdes til det område, der er omfattet af Siri feltafgrænsningen		
8/06 område A	Mærsk olie og Gas A/S	Hele delområdet	15-11-2013
	Olieselskaberne, der deltog i tilladelsen, var Shell olie og Gasudvinding Danmark B.V. Holland, Dansk Filial (43,3 %), A.P. Møller - Mærsk A/S (36,7 %) og Nordsøfonden (20,0 %). Selskaberne borede to efterforskningsboringer på baggrund af tilladelsen: Ebba-1X i 2007/2008 og Luke-1X i 2009/2010. Luke-1X gjorde et gasfund i sandsten af Mellem Jura alder øst for Elly feltet.		
Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	Mærsk olie og Gas A/S	Elly feltet	15-11-2013
	A.P. Møller – Mærsk besluttede i 2013 efter aftale med deres samarbejdspartnere at opgive området omfattet af Elly feltafgrænsningen. Efterforsknings- og vurderingsboringer Elly-1X (1984), Elly-2X (1987/1988) og Elly-3X (1991/1992) påviste Elly gas/kondensat-forekomsten i sandsten af Mellem Jura alder og gas/kondensat i sandsten af Øvre Jura alder og i Øvre Kridt kalk.		
4/06 delområde A	Wintershall Noordzee B.V.	Hele delområdet	22-11-2013
	Rettighedshaveren omfattede selskaberne Wintershall Noordzee B.V. (35 %), Bayerngas Petroleum Denmark AS (30 %), EWE Betrieb GmbH (15 %) og Nordsøfonden (20 %). Der blev foretaget en 3D seismisk undersøgelse i 2007 og efterforskningsboringen Spurv-1 blev udført i april-juni 2013.		
5/06	Wintershall Noordzee B.V.	Delvis	02-01-2014
	I forbindelse med en forlængelse af efterforskningsperioden blev en del af tilladelsesområdet tilbageleveret.		
9/06	Mærsk olie og Gas A/S	Hele tilladelsesområdet	01-04-2014
7/06	DONG E&P A/S	Delvis	22-04-2014
		Hele tilladelsesområdet	22-05-2014
	Rettighedshaveren omfattede selskaberne DONG E&P A/S (40 %), RWE Dea AG (40 %) og Nordsøfonden (20 %). Rettighedshaveren udførte Rau-1 efterforskningsboringen i 2007 og gjorde et oliefund i sandsten af Paleocæn alder.		
1/08	DONG E&P A/S	Delvis	31-05-2014
	I forbindelse med en forlængelse af efterforskningsperioden for tilladelsen blev hovedparten af offshore-delen af tilladelsen tilbageleveret.		



Gældende tilladelser

Tabel 4.4: Tilladelser og rettighedshavere pr. 1. juni 2014.

Beliggenheden af tilladelserne er vist på koncessionskortene i fig. 4.4 og 4.5.

Tilladelse	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	36,8
Tilladelse meddelt	08-07-1962		
Gældende til	08-07-2042		
Blok nr.	5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 ("Det Sammenhængende Område")	A.P. Møller - Mærsk A/S samt Mærsk Olie og Gas A/S (Bevillingshavere)	31,2
	5603/27, 28 (Gert)	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
	5504/10, 14 (Rolf)		
	5604/25 (Svend)	Nordsøfonden	20,0
	5604/21, 22 (Harald/Lulita)		
Areal (km ²)	1478,8 ("Det Sammenhængende Område")		
	44,8 (Gert)		
	8,4 (Rolf)		
	48,0 (Svend)		
	55,7 (Harald/Lulita)		

Tilladelse	7/86 (Amalie delen)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S Hess Denmark ApS er medoperatør	Hess Danmark ApS	40,077
Tilladelse meddelt	24-06-1986 (2. runde)	DONG E&P A/S	30,000
Gældende til	14-08-2026	Noreco Oil Denmark A/S	19,431
Blok nr.	5604/22, 26	Noreco Petroleum Denmark A/S	10,492
Areal (km ²)	47,0		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	5500		

Tilladelse	7/86 (Lulita delen)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	43,594
Tilladelse meddelt	24-06-1986 (2. runde)	Noreco Oil Denmark A/S	38,904
Gældende til	08-03-2026	Noreco Petroleum Denmark A/S	17,502
Blok nr.	5604/22		
Areal (km ²)	2,6		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	3750		

Tilladelse	7/89 (Syd Arne feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Hess Denmark ApS. DONG E&P A/S is co-operator	Hess Denmark ApS	61,51572
Tilladelse meddelt	20-12-1989 (3. runde)	DONG E&P A/S	36,78930
Gældende til	17-02-2027	Danoil Exploration A/S	1,69498
Blok nr.	5604/29, 30		
Areal (km ²)	93,2		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	Østlige del: 3200 Vestlige del: 5100		



Tilladelse	1/90 (Lulita)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	43,594
Tilladelse meddelt	03-07-1990	Noreco Oil Denmark A/S	38,904
Gældende til	08-03-2026	Noreco Petroleum Denmark A/S	17,502
Blok nr.	5604/18		
Areal (km ²)	1,2		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	3750		

Tilladelse	4/95 (Nini feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	40
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)	RWE Dea AG	30
Gældende til	18-06-2032	Noreco Oil Denmark A/S	30
Blok nr.	5605/10, 14		
Areal (km ²)	44,6		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	1950		

Tilladelse	6/95 (Siri feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	70
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)	DONG E&P (Siri) UK Limited	30
Gældende til	18-07-2027		
Blok nr.	5604/16, 20; 5605/13, 17		
Areal (km ²)	63,1		

Tilladelse	9/95	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Mærsk olie og Gas A/S	A.P. Møller - Mærsk A/S	42,6
Tilladelse meddelt	15-05-1995 (4. runde)	DONG E&P A/S	27,3
Gældende til	22-11-2015	Noreco Oil Denmark A/S	20,1
Blok nr.	5604/21, 22, 25, 26	Danoil Exploration A/S	10,0
Areal (km ²)	55,6		

Tilladelse	4/98	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	35
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)	Bayerngas Danmark ApS	30
Gældende til	29-06-2015	VNG Danmark ApS	15
Blok nr.	5604/26, 30	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	62,9		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	Østlige del: 3100		

Tilladelse	5/98 (Hejre feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	60
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)	Bayerngas Petroleum Danmark AS	25
Gældende til	15-10-2040	Bayerngas Danmark ApS	15
Blok nr.	5603/24, 28; 5604/21, 25		
Areal (km ²)	76,6		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	6000		



Tilladelse	16/98 (Cecilie feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	Noreco Oil Denmark A/S	37
Tilladelse meddelt	15-06-1998 (5. runde)	Noreco Petroleum Denmark A/S	24
Gældende til	18-06-2032	DONG E&P A/S	22
Blok nr.	5604/19, 20	RWE Dea AG	17
Areal (km ²)	22,6		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	2400		

Tilladelse	1/06 (Hejre feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	48
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Bayerngas Petroleum Danmark AS	20
Gældende til	15-10-2040	Bayerngas Danmark ApS	12
Blok nr.	5603/28; 5604/21, 25	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	22,0		
Dybde afgrænsning (m.u.h.o. *)	6000		

Tilladelse	4/06 (delområde B)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.	Wintershall Noordzee B.V.	80
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Nordsøfonden	20
Gældende til	22-01-2015		
Blok nr.	5603/31; 5503/3, 4, 7, 8;		
Areal (km ²)	356,5		

Tilladelse	5/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.	Wintershall Noordzee B.V.	63,64
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Nordsøfonden	36,36
Gældende til	02-01-2016		
Blok nr.	5504/1, 2, 5, 6		
Areal (km ²)	209,1		

Tilladelse	8/06 (delområde B)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	36,8
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	A.P. Møller - Mærsk A/S	31,2
Gældende til	22-05-2016	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
Blok nr.	5504/7	Nordsøfonden	20,0
Areal (km ²)	5,8		

Tilladelse	12/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Dana Petroleum Denmark B.V.	Dana Petroleum Denmark B.V	40
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	PA Resources UK Ltd.	24
Gældende til	22-05-2016	Spyker Energy ApS	8
Blok nr.	5504/16, 19, 20, 24	Danoil Exploration A/S	8
Areal (km ²)	229,4	Nordsøfonden	20



Tilladelse	1/08	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	New World Resources Operations ApS	Danica Resources ApS	55,0
Tilladelse meddelt	31-03-2008 (Åben Dør)	New World Resources ApS	25,0
Gældende til	31-03-2016	Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5410/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12; 5411/5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16; 5412/5, 9		
Areal (km ²)	2885,3		

Tilladelse	1/09	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	New World Operations ApS	Danica Jutland ApS	55,0
Tilladelse meddelt	17-05-2009 (Åben Dør)	New World Jutland ApS	25,0
Gældende til	17-06-2014	Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5508/3, 4, 7, 8; 5509/1, 5; 5608/21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32		
Areal (km ²)	2439,7		

Tilladelse	2/09	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	New World Operations ApS	Danica Jutland ApS	55,0
Tilladelse meddelt	17-05-2009 (Åben Dør)	New World Jutland ApS	25,0
Gældende til	17-06-2014	Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5509/1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12; 5609/25, 26, 29, 30		
Areal (km ²)	1666,3		

Tilladelse	3/09	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	35
Tilladelse meddelt	29-06-2009	Bayergas Danmark ApS	30
Gældende til	29-06-2015	VNG Danmark ApS	15
Blok nr.	5604/25,26,29,30	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	51,3		

Tilladelse	1/10	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Total E&P Denmark B.V.	Total E&P Denmark B.V.	80
Tilladelse meddelt	05-06-2010 (Åben Dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	05-06-2016		
Blok nr.	5609/4; 5610/1, 2, 5, 6; 5709/16, 19, 20, 23, 24, 27, 28, 32; 5710/7, 10, 11, 13, 14, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 30		
Areal (km ²)	2971,7		

Tilladelse	2/10	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Total E&P Denmark B.V.	Total E&P Denmark B.V.	80
Tilladelse meddelt	05-06-2010 (Åben Dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	05-06-2016		
Blok nr.	5511/4, 8, 12, 16; 5512/1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 10, 13, 14; 5611/32; 5612/26, 29, 30, 31		
Areal (km ²)	2288,9		



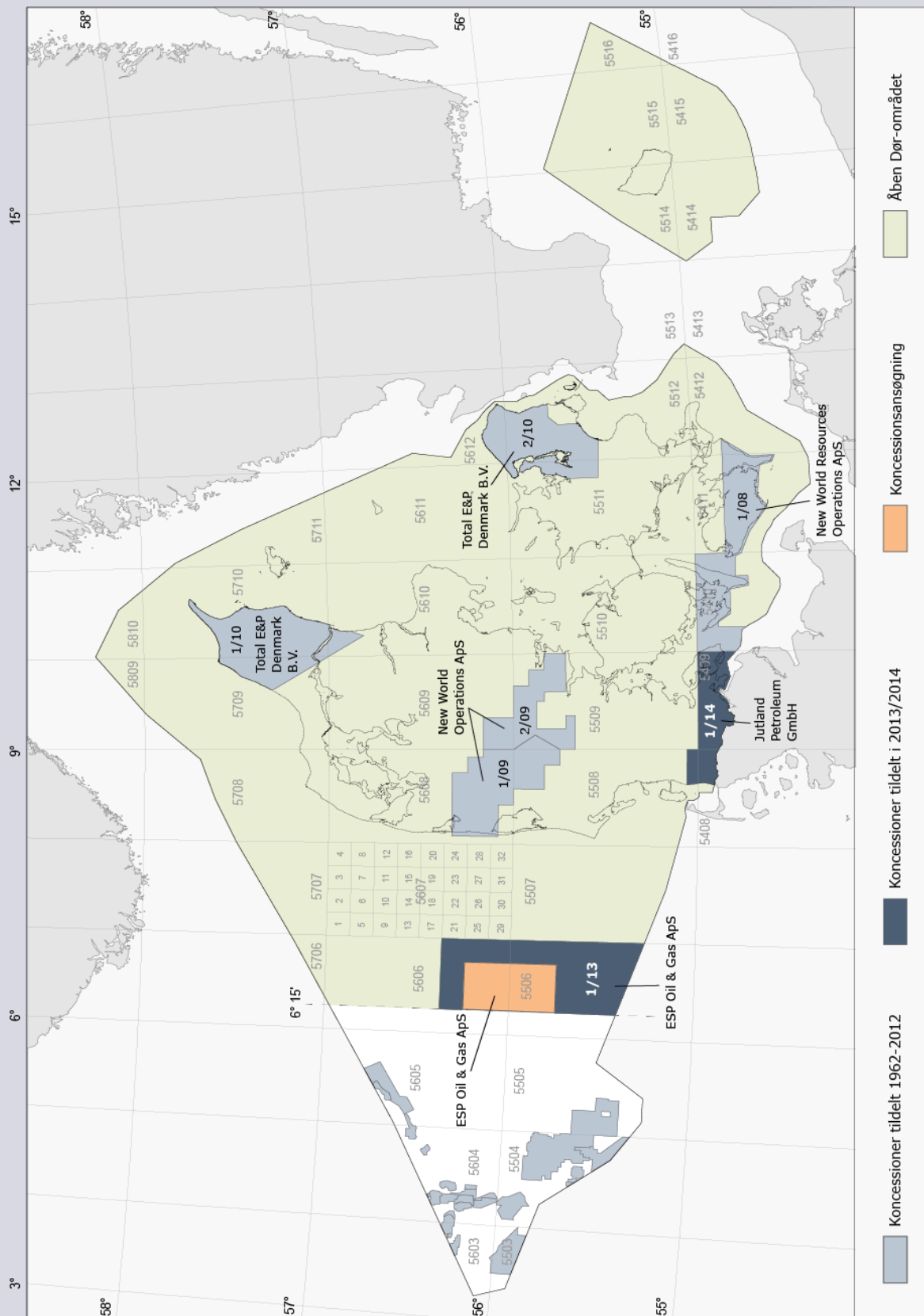
Tilladelse	1/12	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	50
Tilladelse meddelt	23-11-2012	DONG E&P DK A/S	30
Gældende til	23-11-2018	Nordsøfonden	20
Blok nr.	5605/7, 10, 11, 13, 14, 17		
Areal (km ²)	288,3		

Tilladelse	1/13	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	ESP Oil & Gas ApS	ESP Oil & Gas ApS	80
Tilladelse meddelt	17-04-2013 (Åben Dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	17-04-2019		
Blok nr.	5506/4, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 24; 5606/22, 23, 24, 28, 32		
Areal (km ²)	3633,5		

Tilladelse	1/14	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Jutland Petroleum GmbH	Jutland Petroleum GmbH	80
Tilladelse meddelt	21-04-2014 (Åben dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	21-04-2020		
Blok nr.	5408/3, 4; 5409/1, 2, 3, 4,5,6,7,8; 5508/31,32		
Areal (km ²)	1524,2		

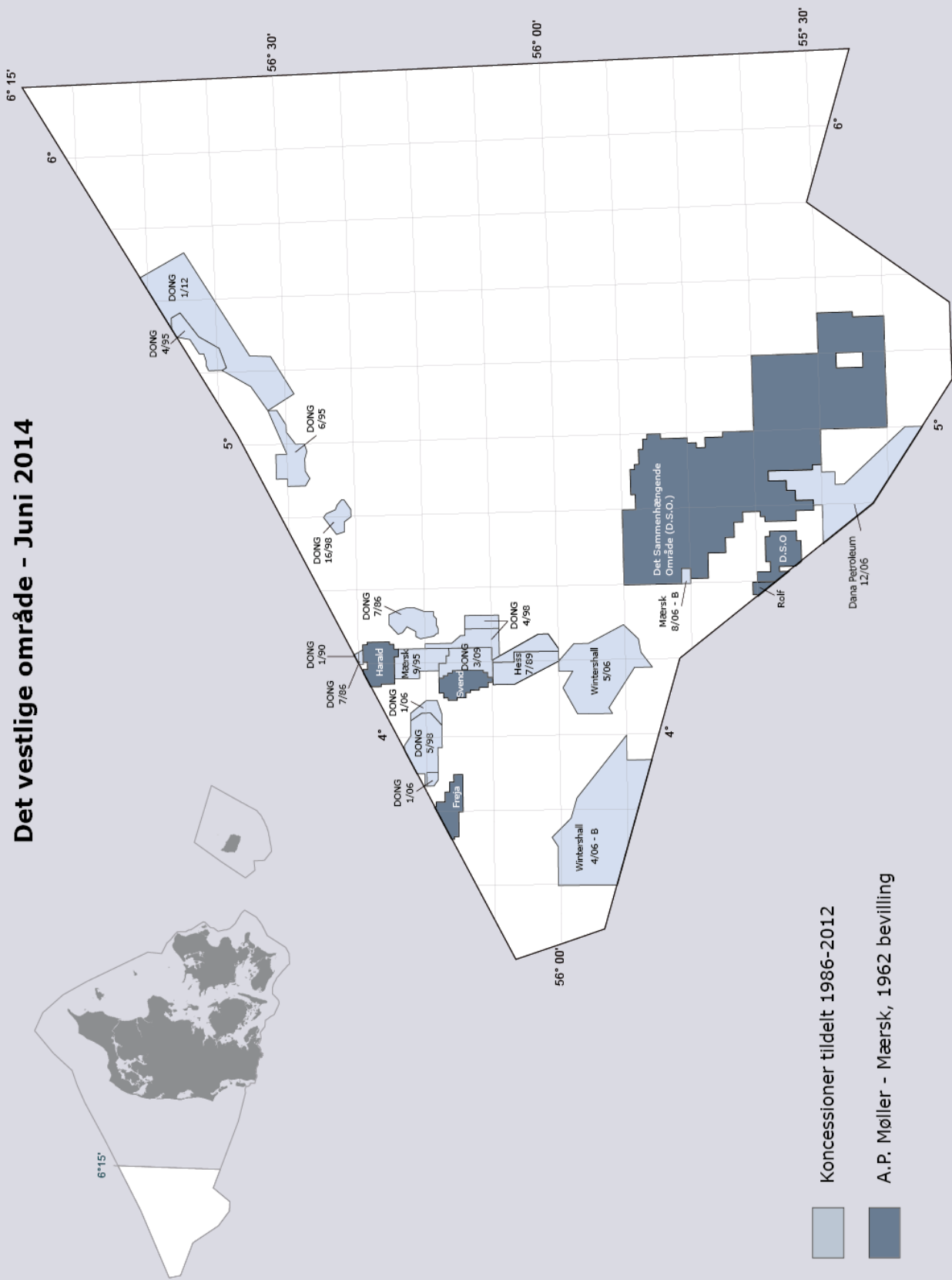
* m.u.h.o.: forkortelse for *meter under havets overflade*

Figur 4.4. Dansk koncessionsområde - Juni 2014.



Figur 4.5. Dansk koncessionsområde vest - Juni 2014.

Det vestlige område - Juni 2014







5. EFTERFORSKNING

Efterforskningen er vigtig for at fastholde et højt aktivitetsniveau i Nordsøen og skabe mulighed for at gøre nye fund, der udnytter den eksisterende infrastruktur i Nordsøen bedst muligt. Det kan bidrage til økonomisk vækst og nye indtægter til samfundet.

Forundersøgelser

Planerne om den 7. udbudsrunde førte i 2013 til forøget interesse fra de firmaer, som har gjort det til deres forretning at foretage seismiske undersøgelser med henblik på videresalg af de seismiske data til olieselskaberne. Det resulterede i gennemførelsen af en større, dybdegående regional 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen og indsamlingen af moderne 3D seismiske data bl.a. i områder med utidssvarende eller manglende datadækning. De seismiske data er afgørende for olieselskabernes kortlægning af mulighederne for at gøre nye fund af olie og gas.

I forbindelse med olieefterforskningen på land er der foretaget seismiske, geokemiske og aerogravimetriske undersøgelser, ligesom der er foretaget seismiske undersøgelser i forbindelse med kortlægning af mulighederne for udnyttelse af geotermisk energi.

Efterforsknings- og vurderingsboringer

Der blev i 2013 udført tre efterforsknings- og vurderingsboringer – alle i den vestlige del af Nordsøen. Boringerne førte ikke til nye fund. Med Solsort-2 vurderingsboringen foretog DONG E&P A/S prøveproduktion fra Solsort olieforekomsten og udførte sideboringer for at vurdere udstrækningen af forekomsten. Oplysningerne indgår nu i rettighedshavernes vurdering af mulighederne for at indvinde forekomsten.

Ifølge olieselskabernes planer for 2014 vil der blive udført seks efterforsknings- og vurderingsboringer. I dansk sammenhæng bliver 2014 derfor et år med særlig høj efterforskningsaktivitet.

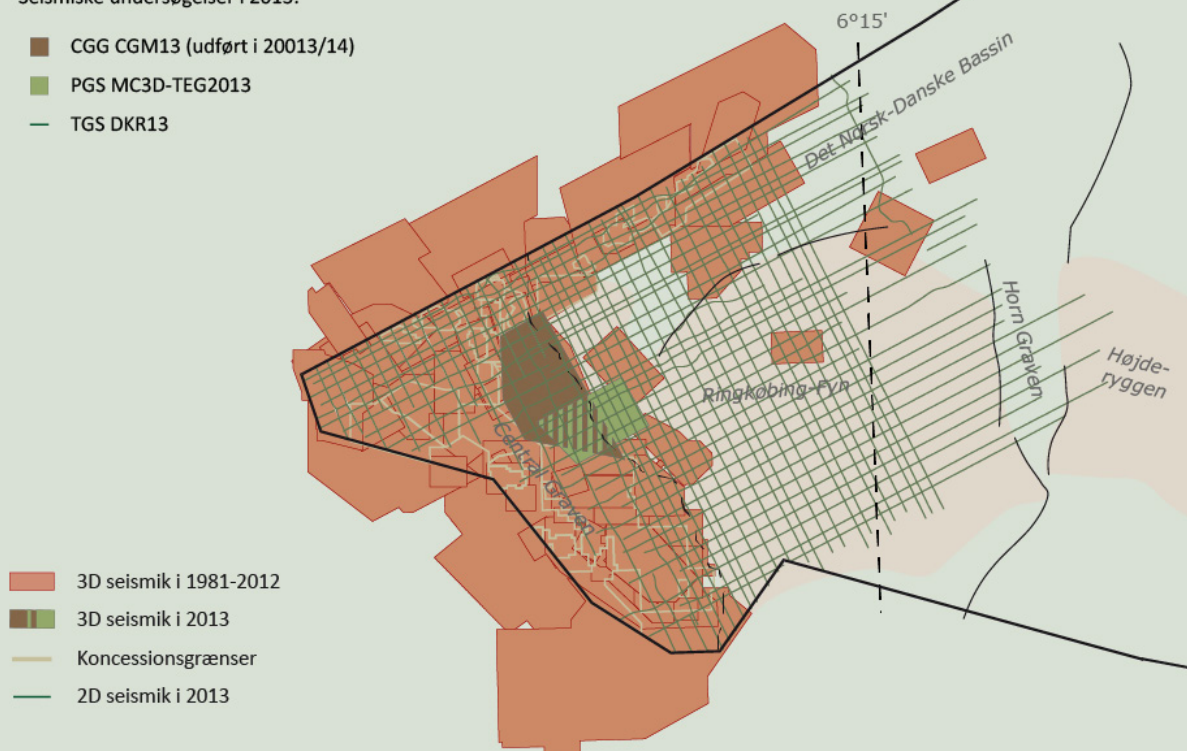


Forundersøgelser

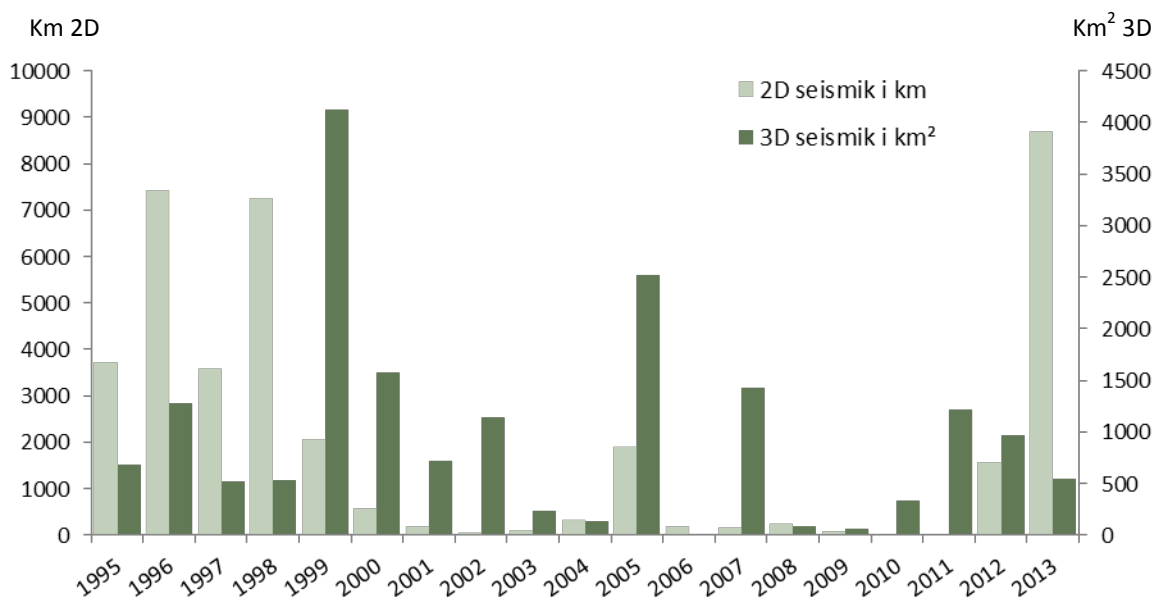
Figur 5.1. Geofysiske undersøgelser foretager vest for 6° 15' østlig længde.

Seismiske undersøgelser i 2013:

- CGG CGM13 (udført i 2013/14)
- PGS MC3D-TEG2013
- TGS DKR13



Figur 5.2. Indsamlet seismisk data i perioden 1995-2013.

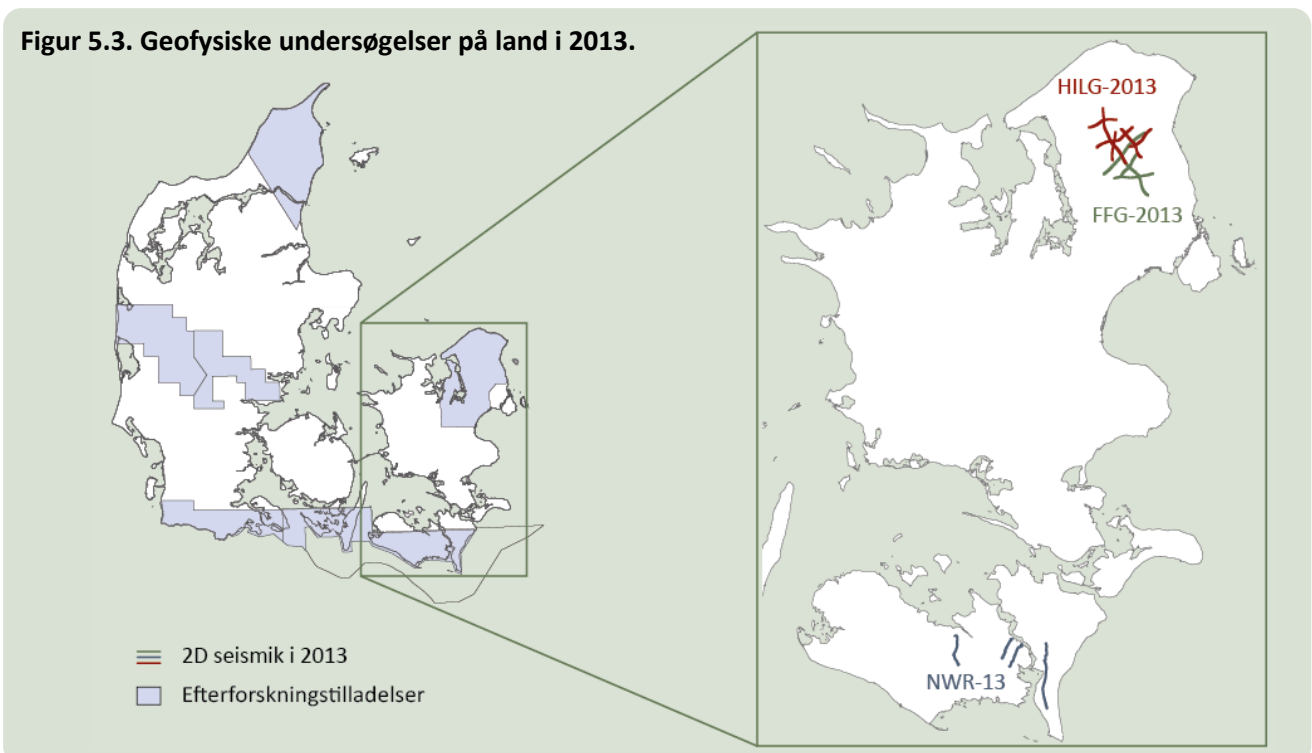




Tabel 5.1. Forundersøgelser i 2013.

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Kontraktør	On-/Offshore Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 2013
NWR-13 1/08	New World Operations ApS Tesla Exploration International Limited	Onshore 2D seismik	21-01-2013 30-01-2013	Lolland	38,5 km
DKR13 § 3	TGS-Nopec Geophysical Company ASA TGS-Nopec Geophysical Company ASA	Offshore 2D seismik	24-04-2013 06-08-2013	Nordsøen	8.575,8 km
FFG-2013 G2012-06 & § 3	Farum Fjernvarme a.m.b.a. DMT GmbH & Co. KG	Onshore 2D seismik	24-05-2013 17-06-2013	Sjælland	40,4 km
Denmark AGG Survey 2/10	Total E&P Denmark B.V. Fugro	Onshore Airborne Gravity Gradiometer (AGG) survey	19-08-2013 19-09-2013	Sjælland	12.607,3 km
HILG-2013 G2013-02	Hillerød Varme A/S Geofizyka Kraków S.A.	Onshore 2D seismik	07-09-2013 26-09-2013	Sjælland	46,9 km
MC3D TEG2013 § 3	PGS Geophysical AS PGS Geophysical AS	Offshore 3D seismik	18-10-2013 21-11-2013	Nordsøen	540,4 km ²

Figur 5.3. Geofysiske undersøgelser på land i 2013.





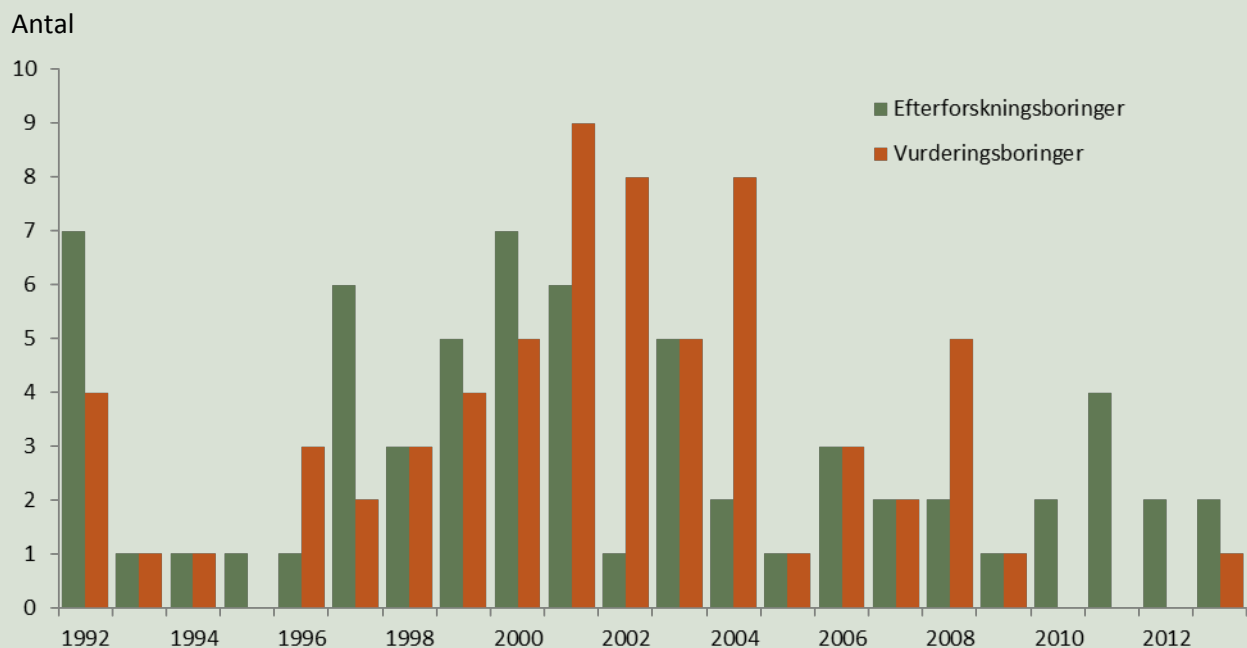
Boringer

Tabel 5.2. Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2013 og første halvdel af 2014.

Boring *	Formål	Tilladelse	Operatør	Boreperiode	Område	Boringsresultat
SPURV-1 5504/01-04	Efterforskning	4/06	Wintershall Noordzee	2013-04-21 2013-06-12	Offshore Centralgraven	Tør
SOLSORT-2 5604/26-06	Vurdering	3/09	DONG E&P A/S	2013-08-21 2013-12-20	Offshore Centralgraven	Olie i Paleocæn sandsten
BO-4X 5504/07-16	Vurdering og efterforskning	Eneretsbevillingen	Mærsk olie og Gas A/S	2013-09-05 2013-10-05	Offshore Centralgraven	Tør
NENA-1 5605/14-01	Efterforskning	1/12	DONG E&P A/S	2014-01-24 2014-02-14	Offshore Det norsk-danske bassin	Tør

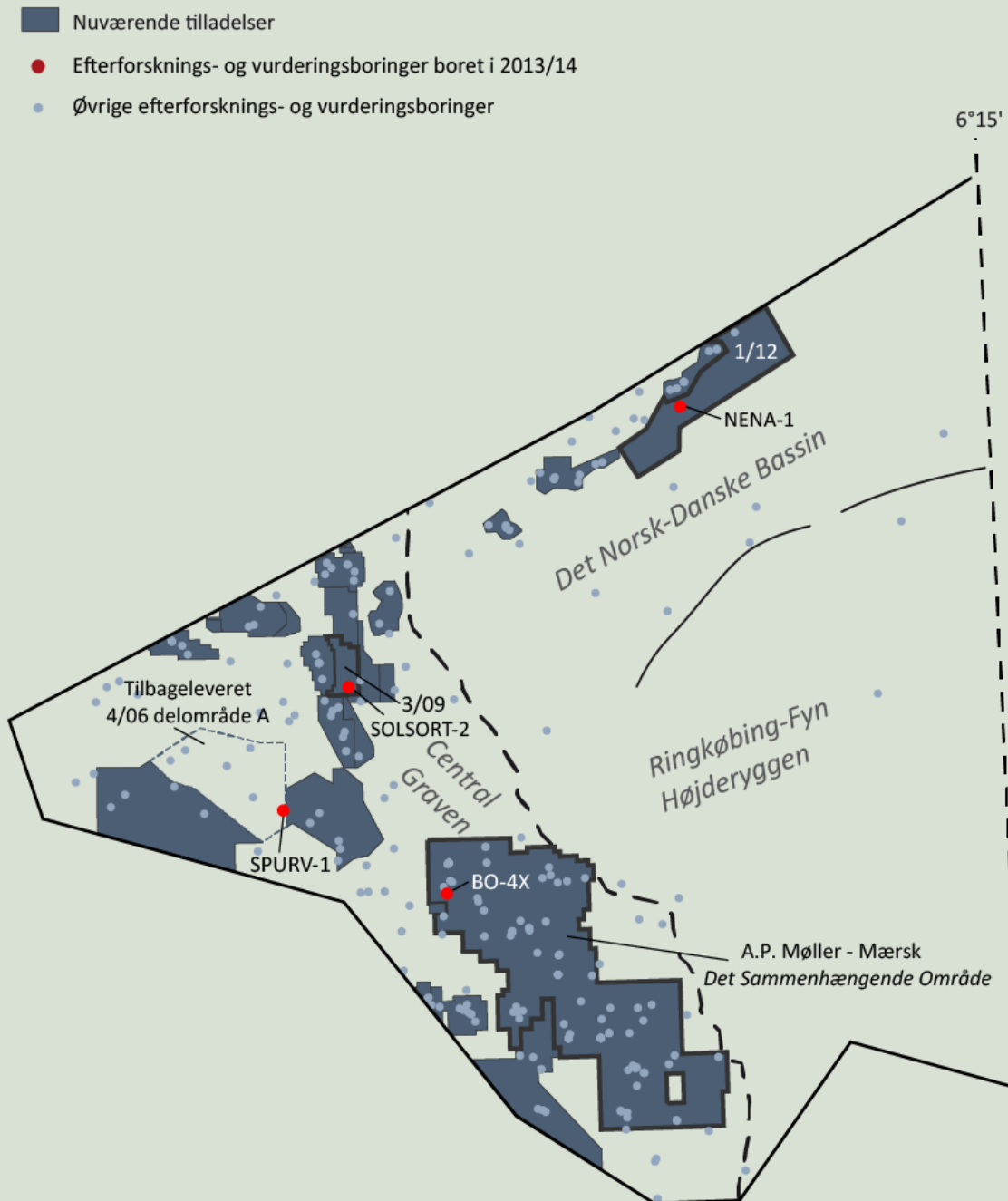
* Boringsnavn linker til pressemeddelelse

Figur 5.4. Efterforsknings- og vurderingsboringer udført i perioden fra 1992 til 2013.

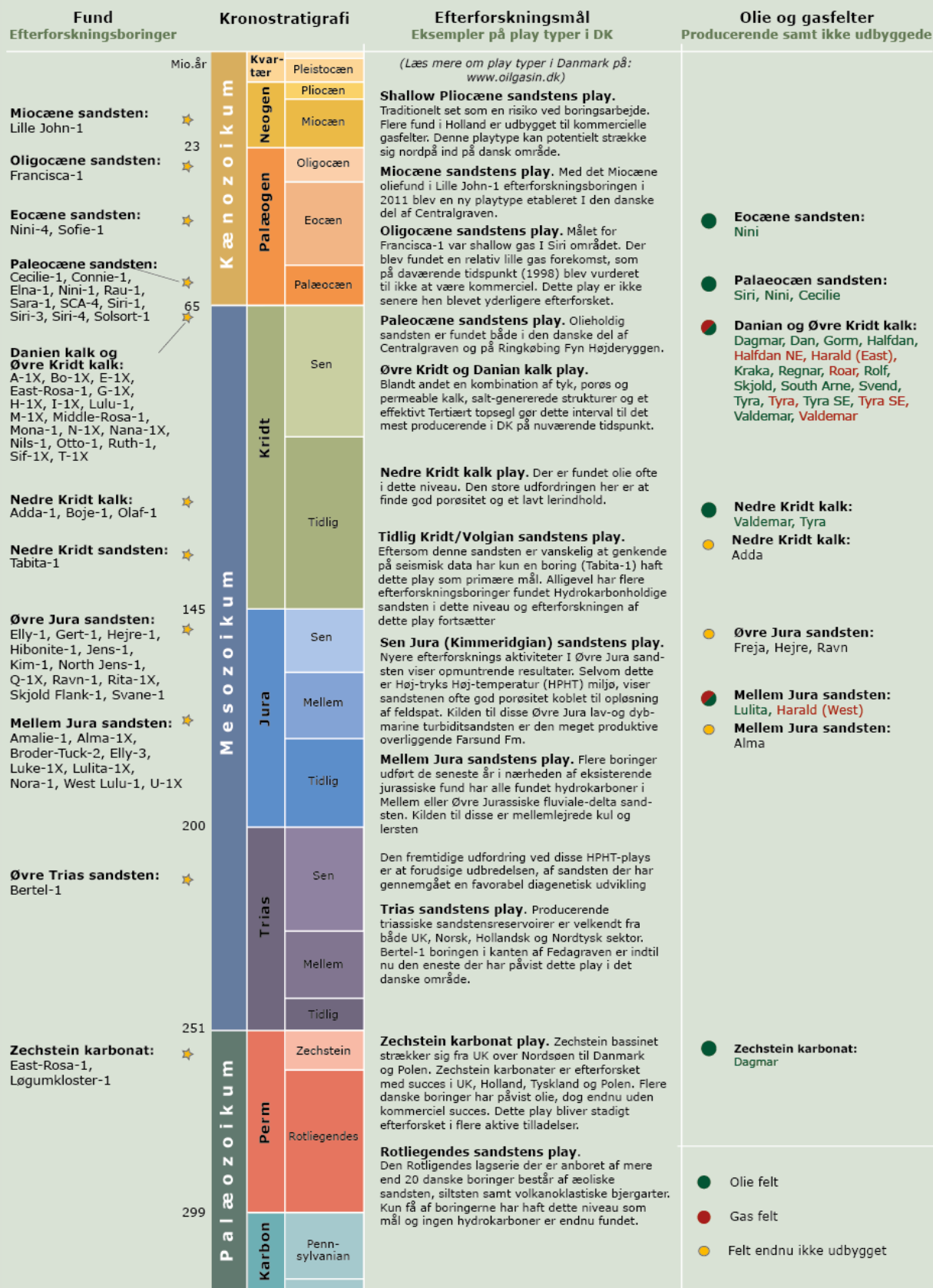




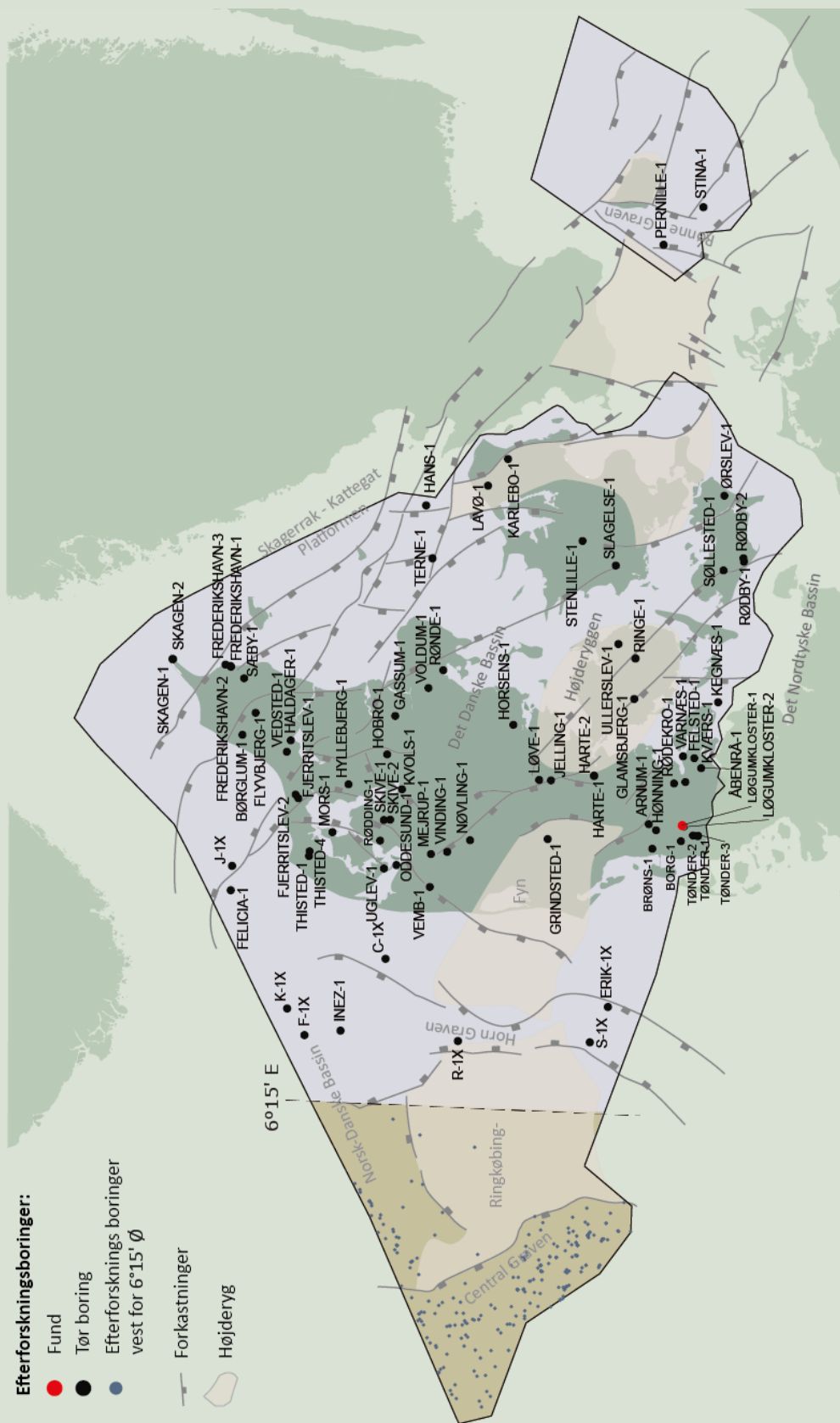
Figur 5.5. Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2013/14 vest for 6° 15' østlig længde.



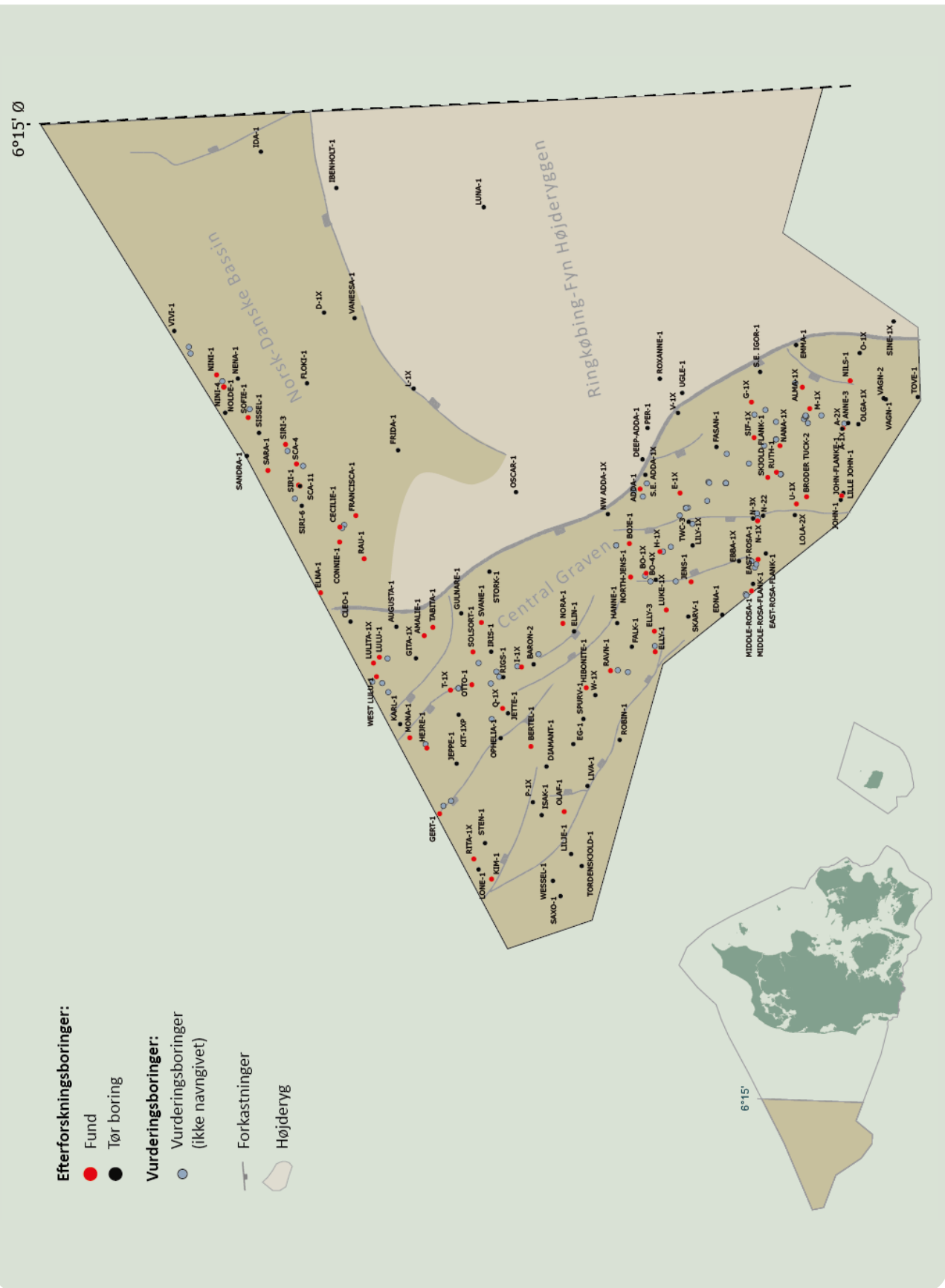
Figur 5.6. Geologisk tidssøjle



Figur 5.7. Efterforskningsboringer og fund i åben dør-området.



Figur 5.8. Efterforskningsboringer og fund i runde-området.





6. UDBYGNING AF NYE FELTER

Når et fund vurderes til at være kommercielt påbegyndes overvejelserne om udbygning af feltet. Dette kan ske via eksisterende infrastruktur eller via nye udbygninger.

I år introduceres et kapitel som præsenterer godkendte udbygningsplaner. Hensigten er at sikre et overblik over fremtidige produktionsfaciliteter mm.

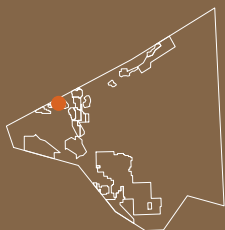
Hejre feltet som blev godkendt tilbage i 2011, er ved at blive udbygget i Nordsøen. Hejre feltet præsenteres nedenfor på samme måde som de producerende felter, jf. kapitel 7.

Beskrivelse af udbygninger, der i 2013 er foretaget på allerede producerende felter, kan findes i kapitel 7 *Producerende felter*.



Jacket med brøndhovedmodul på Hejre feltet, juni 2014.

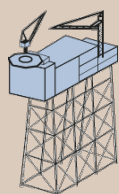
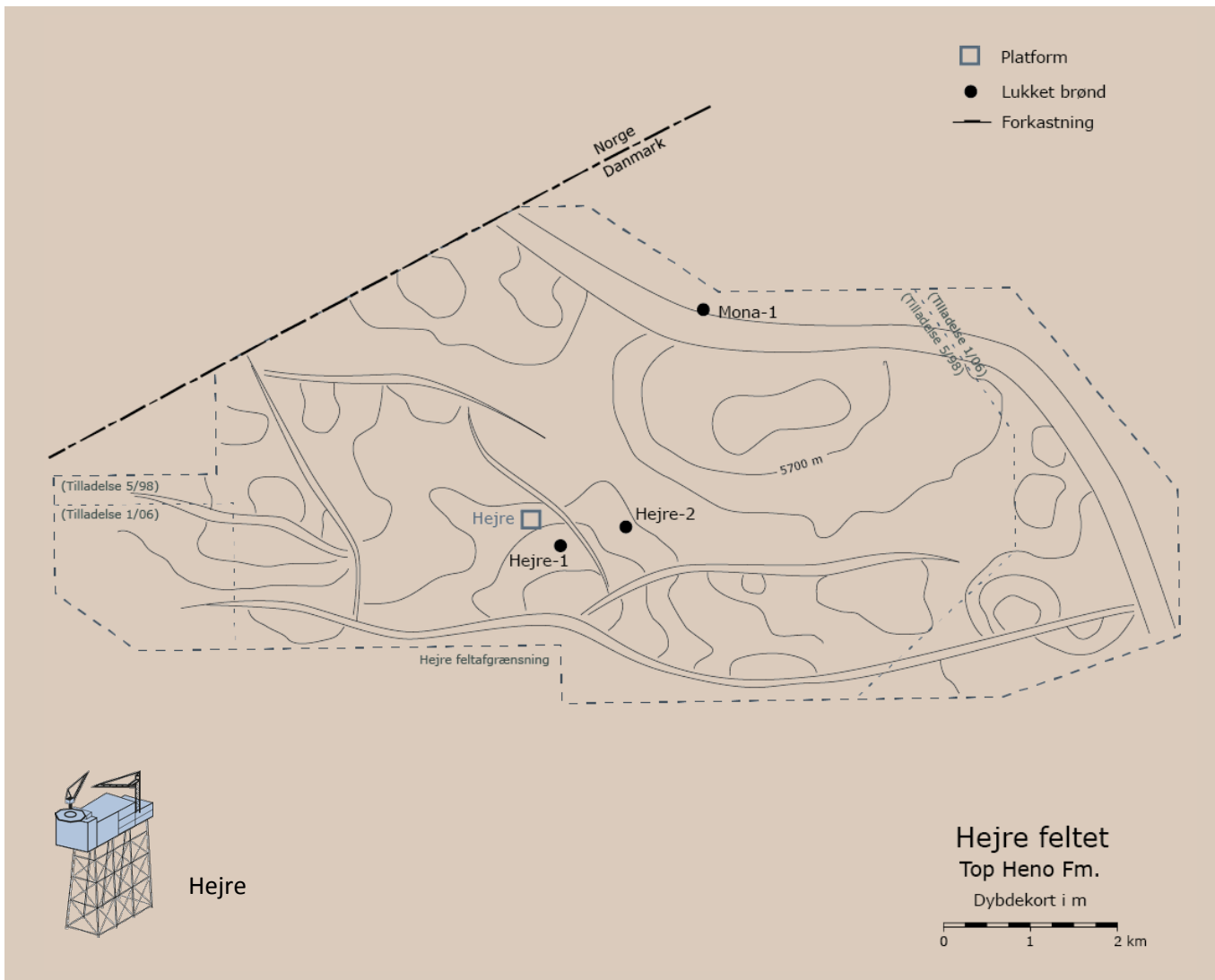
HEJRE FELTET



Felt data

PR. 1.1. 2014

Tilladelse:	5/98 og 1/06
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	2001
Forventet "first oil":	2016
Vanddybde:	68 m
Feltafgrænsning:	98,6 km ²



Hejre

RESERVOIR DATA

Bjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre Jura
Dybde:	5000-6000 m (HPHT)
Reservoirtykkelse:	Ca. 30 m
Væske:	Let olie
Tryk:	1010 bar
Temperatur:	160 °C
Reserver:	Olie: ca. 16 mio. m ³ Gas: ca. 10 mia. Nm ³

ANLÆGS DATA

Planlagte brønde:	
Produktions:	5
Vandinjektion:	0
Bemanding:	max. 70 pers.
Platformstype:	Ottebenet kombi. beboelse-, brøndhoved- og procesplatform
Eksport:	
Olie:	90 km ny rørledning til Gorm E
Gas:	24 km ny rørledning til eksisterende infrastruktur



7. PRODUCERENDE FELTER

Der var ved indgangen til 2014 i alt godt 55 platforme og 19 producerende olie- og gasfelter i den danske del af Nordsøen, som løbende udbygges. Mærsk Olie og Gas er operatør på 15 felter, mens DONG er operatør på tre felter og Hess på et felt.

Indvindingen fra de danske felter blev i 2013 foretaget ved hjælp af ca. 400 brønde. Der blev injiceret vand og/eller gas i 106 boreriger for at øge indvindingen fra de i alt 270 brønde som bidrog til produktionen.

Det er etableret to nye olieproducere i 2013 SAN-1 på Syd Arne feltet og HBB-3 på Halfdan feltet.

Der har fortsat været et fokus på optimering og vedligeholdelse af gamle brønde. 20 brønde på Dan, Gorm og Valdemar felterne har gennemgået reparations- eller vedligeholdelsesaktiviteter, der krævede anvendelse af en boreriger. En del andre brønde er vedligeholdt med andet udstyr.



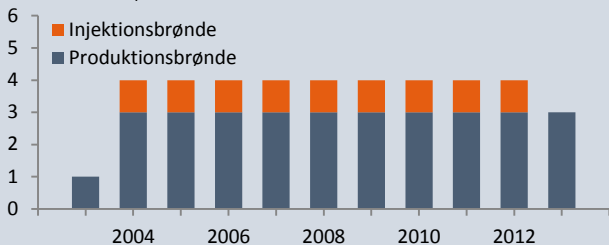


Signaturforklaring til producerende felter

UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2014
2013-priser 1,52 mia. kr.

Antal aktive brønde



UDBYGNING OG INVESTERING

Akkumulerede investeringer omfatter omkostninger til brønde og udbygning af anlæg.

Figuren viser antallet af aktive brønde det pågældende år, dvs. brønde kan således godt være nedlukket en periode og ikke indgå i tallene for enkelte år.

Brøndene er opdelt i produktionsbrønde og injektionsbrønde. Figuren viser brøndenes primære funktion i det pågældende år, dvs. enten produktion eller injektion. En brønd kan producere i en periode og derefter blive konverteret til injektor inden for samme år.

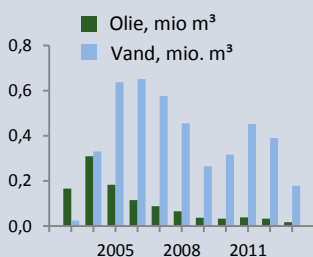
■ Injektionsbrønde ■ Produktionsbrønde ■ Prod./Injkt.-brønde*

*Kun for Tyra feltet. Enkelte brønde skifter mellem injektion og produktion.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 1,09 mio. m³
Gas: 0,08 mia. Nm³
Vand: 4,28 mio. m³



PRODUKTION AF OLIE, GAS OG VAND

Grafen viser de enkelte felters primære produktion, dvs. olie eller gas. Tallene viser den akkumulerede produktion af olie, gas og vand frem til 1. januar 2013.

Olifelt (f.eks. Dan) ■ Olie, mio. m³ ■ Gas, mia. Nm³ ■ Vand, mio. m³

Ved produktionens start er der en høj olieproduktion, men med tiden vil andelen af vandproduktion stige. Når olie kommer fra reservoiret til overfladen vil den afgasse, så der er ligeledes en mindre gasproduktion.

Gasfelt (f.eks. Harald) ■ Olie og kondensat, mio. m³ ■ Gas, mia. Nm³ ■ Vand, mio. m³

Produktionen fra et gasfelt består af gas, vand og kondensat, som er en let olie. Grundet trykforhold mellem reservoiret og overfladen bliver en del af gassen fortættet ved overfladen, således at der ligeledes produceres flydende kulbrinter, såkaldt kondensat.

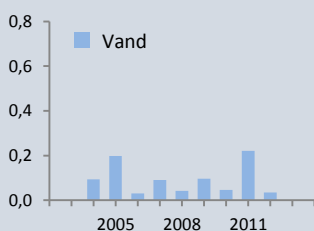
Olie- og gasfelt (f.eks. Tyra Sydøst) ■ Olie og kondensat, mio. m³ ■ Gas, mia. Nm³ ■ Vand, mio. m³

Visse felter indeholder både olie- og gasreservoirer. Fra disse felter produceres der olie, gas, kondensat og vand.

INJEKTION

Akk. injektion pr. 1. januar

Vand: 0,85 mio. m³



INJEKTION AF VAND OG GAS

Grafen viser de enkelte felters primære injektion dvs. vand eller gas. Tallene viser den akkumulerede injektion af vand og gas frem til 1. januar 2013. Der anvendes ikke injektion på alle felter.

Ved injektion af vand i oliereservoirer kan trykket opretholdes, og samtidig presses olien hen mod olieproduktionsbrønde. Injektion af gas kan ligeledes opretholde trykket i reservoiret, men gassen har ligeledes indflydelse på kulbrinternes flydeegenskaber (viskositet).

Felter med vandinjektion (f.eks. Halfdan) ■ Vand, mio. m³

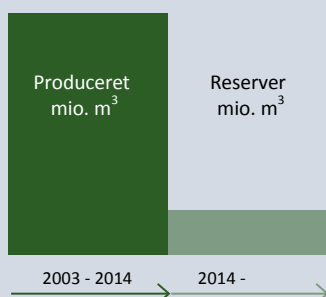
På f.eks. Halfdan feltet anvendes vandinjektion til at fortrænge olien mod olieproduktionsbrønde.

Felter med gasinjektion (f.eks. Tyra) ■ Gas, mia. Nm³

Enkelte felter anvender injektion af gas for at optimere produktionen af flydende kulbrinter.

RESERVER

Olie: 0,2 mio. m³
Gas: 0 mia. Nm³



RESERVER SAMMENHOLDT MED DEN AKKUMULEREDE PRODUKTION

Der er anført tal for såvel olie som gasreserverne for de enkelte felter.

Figuren viser forholdet mellem den producerede mængde frem til 1. januar 2014 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

Produceret

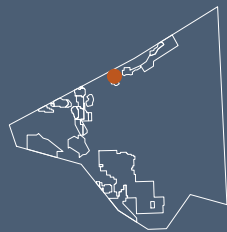
Akkumuleret produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2013.

Reserver

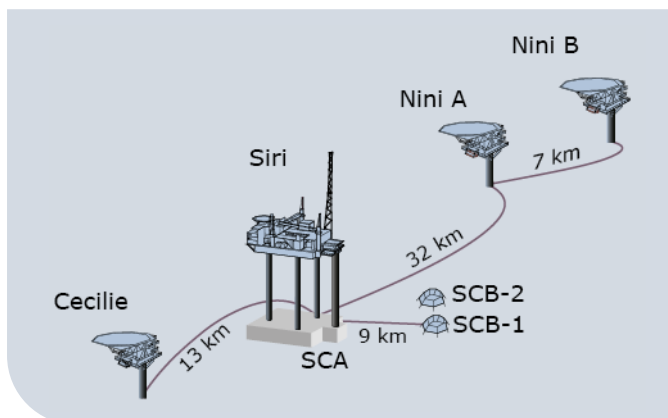
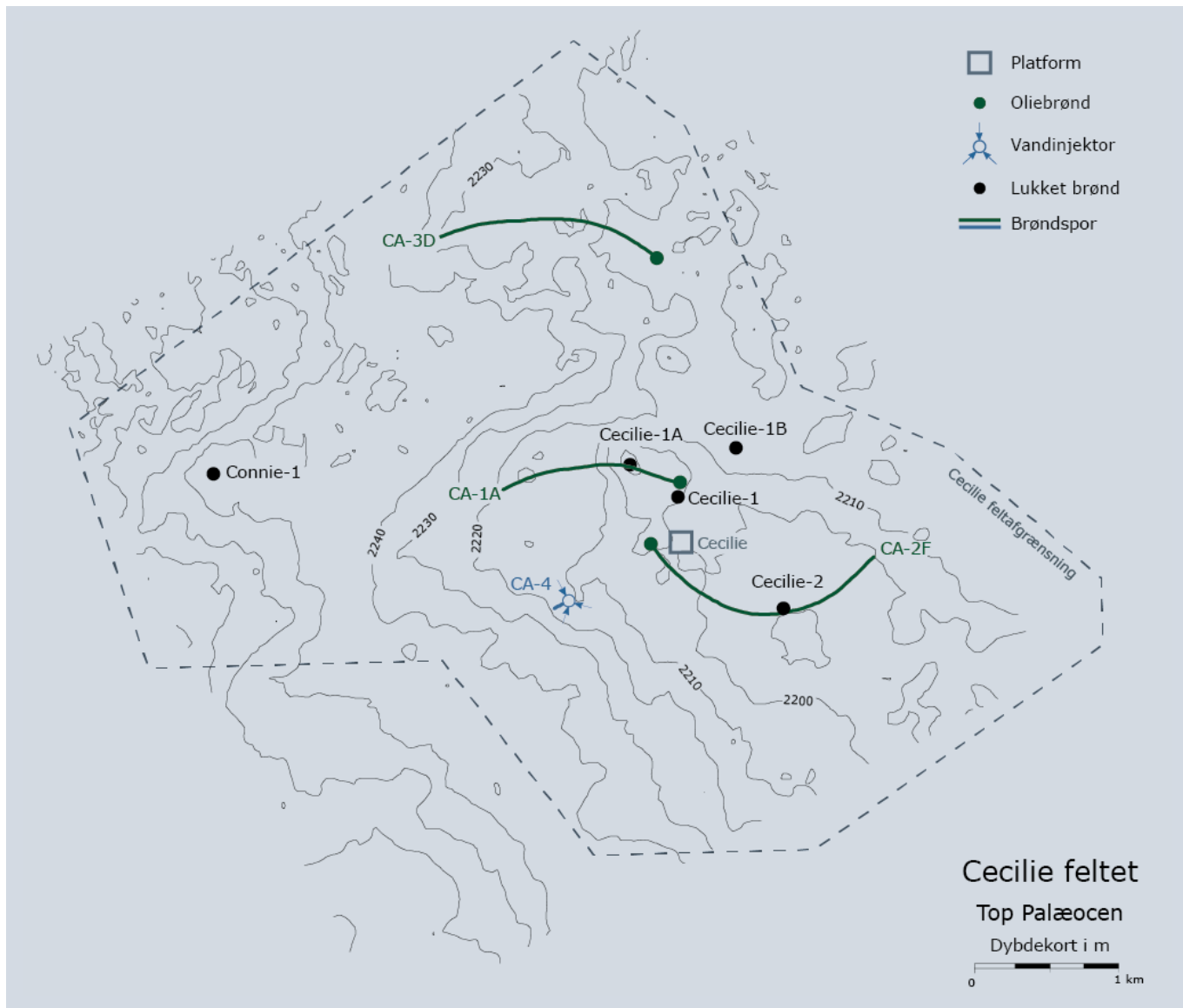
De opgjorte mængder af olie eller gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi.

For gasfelterne er både de producerede mængder og reserverne opgjort som nettogasmængder.

CECILIE FELTET



Beliggenhed: Blok 5604/19 og 20
Tilladelse: 16/98
Operatør: DONG E&P A/S
Fundet: 2000
I drift år: 2003

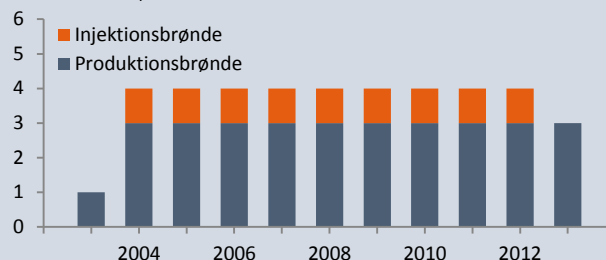


UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 1,52 mia. kr.

Antal aktive brønde

■ Injektionsbrønde
■ Produktionsbrønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

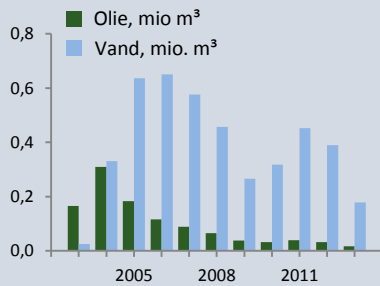
Olieprod. brønde: 3
Gasprod. Brønde: 1

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 23 km³
Reservoirdybde: 2.200 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

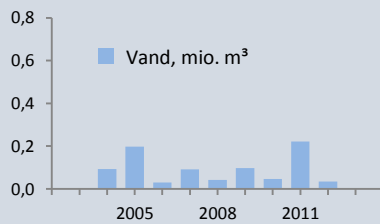
Olie: 1,09 mio. m³
Gas: 0,08 mia. Nm³
Vand: 4,28 mio. m³



INJEKTION

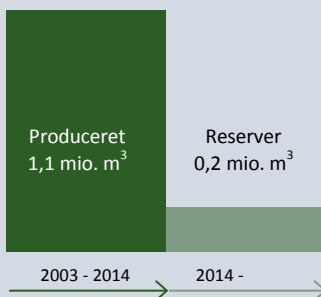
Akk. injektion pr. 1. januar

Vand: 0,85 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,2 mio. m³
Gas: 0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, CECILIE FELTET

Cecilie forekomsten er en kombination af en strukturel og en stratigrafisk fælde. Opskydning af lagene over en salthorst samt forkastninger og omløjring af sandet danner forekomstens grænser. Cecilie feltet omfatter også Connie forekomsten.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. I perioder har vandinjektionen været standset i forbindelse med vurdering af effekten af vandinjektion. Produktionsbrønde er placeret på toppen af strukturen, mens vandinjektion er placeret på flanken af feltet.

ANLÆG

Cecilie feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindings-platform med helidæk. Produktionen sendes ubehandlet til Siri platformen gennem en 12" flerfaserørledning. Olien færdigbehandles på Siri platformen og eksporteres via tankskib. Gassen fra Cecilie feltet injiceres i Siri feltet. Injektionsvand føres til Cecilie feltet gennem en 10" rørledning.

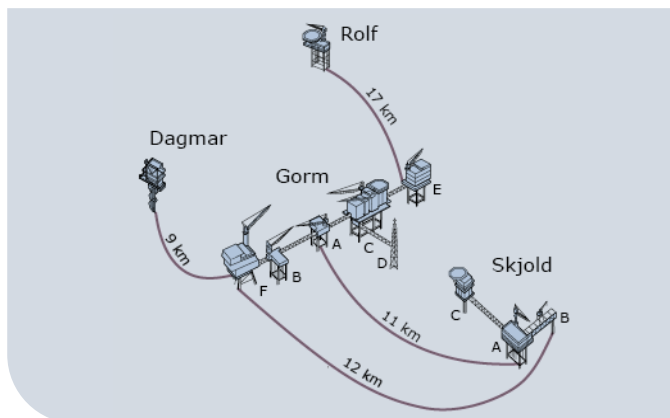
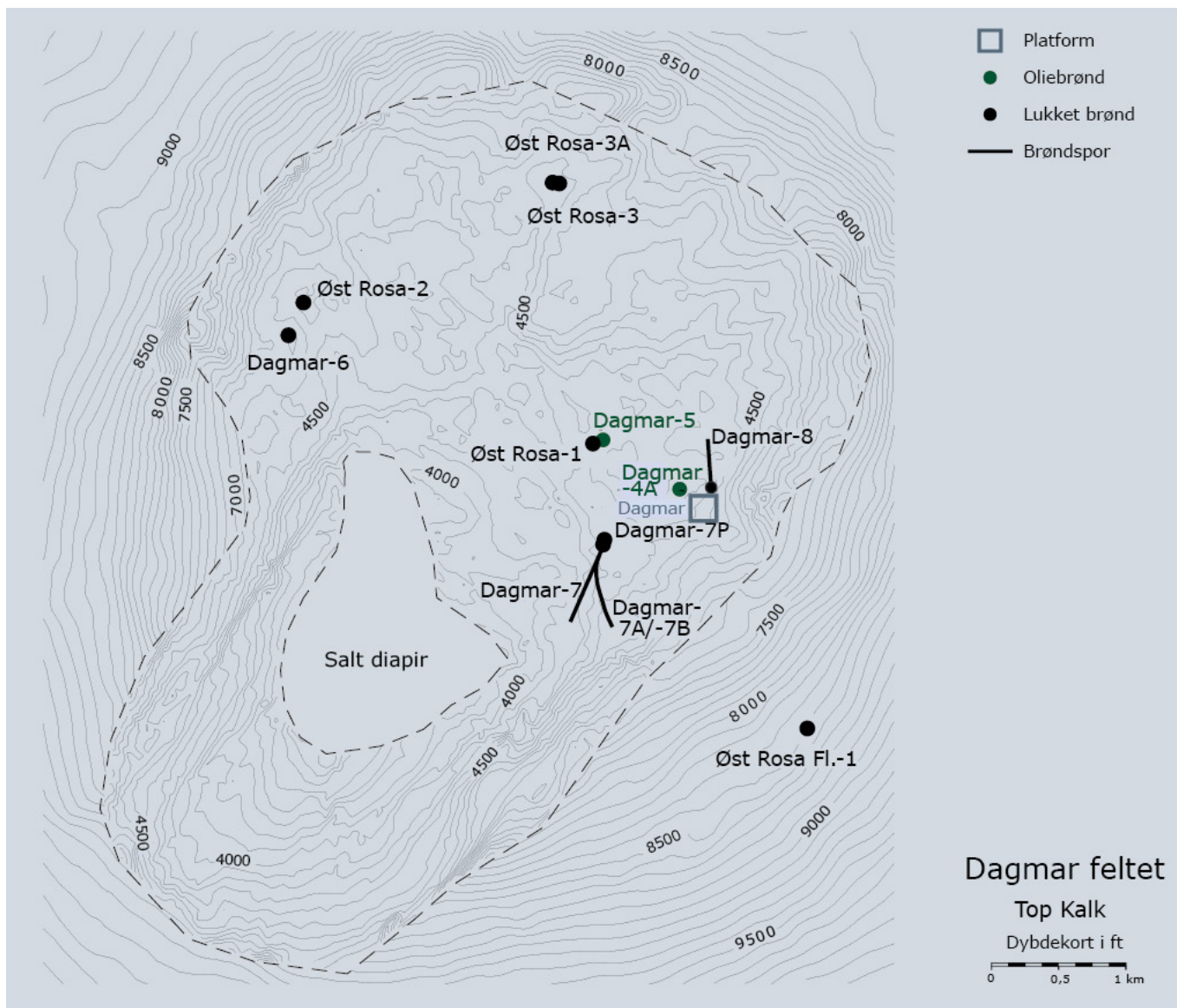
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

DAGMAR FELTET



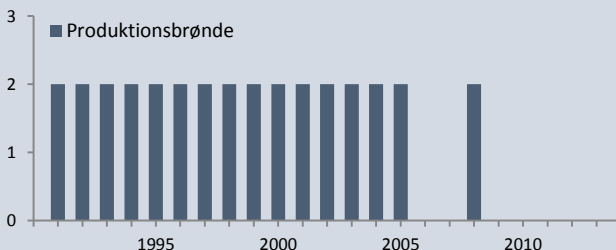
Tidligere navn: Øst Rosa
Beliggenhed: Blok 5504/15
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1983
I drift år: 1991



UDBYGNING OG INVESTERING

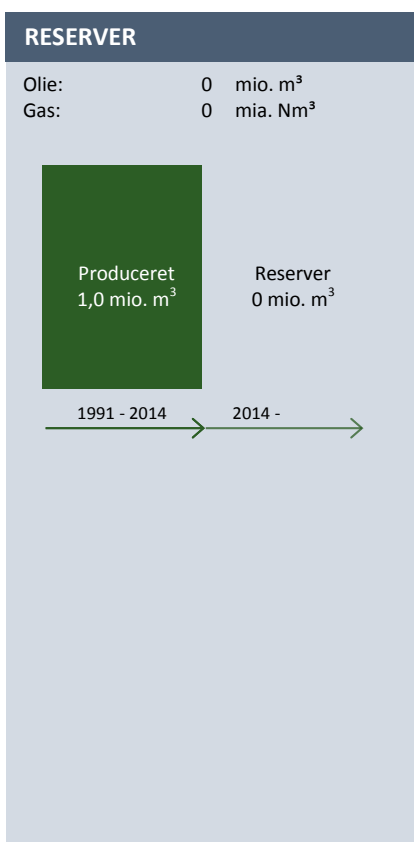
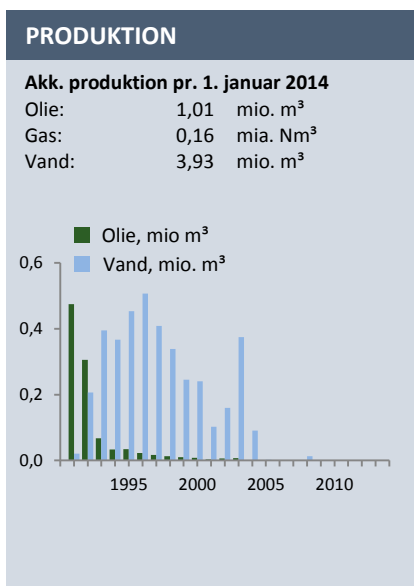
Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 0,54 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA		PR. 1.1 2014
Produktionsbrønde:	2	
Vanddybde:	34	
Feltafgrænsning:	50 km ²	
Reservoirdybde:	1.400 m	
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit	
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein	



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, DAGMAR FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Op-skydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, som ligger tættest på havbunden. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være tilsvarende op-sprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Begge brønde på feltet er midlertidigt lukket. Produktionsstrategien for Dagmar feltet var at producere brøndene med den størst mulige rate. Feltet udviste indledningsvis høje produktionsrater for olie, men efterfølgende udviste reservoiret ikke gode produktionsegenskaber fra matrix. I 2006 og 2007 har feltets to produktions-brønde været lukket. Ved en genåbning og test i 2008 blev der produceret meget lidt olie med en vandandel på 98 pct. Brøndene er derfor lukket igen og feltets po-tentiale revurderes.

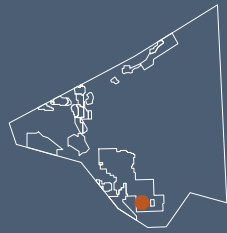
ANLÆG

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktion kan sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe gasproduktion fra Dagmar blev afbrændt grundet det høje svovlbrinteindhold.

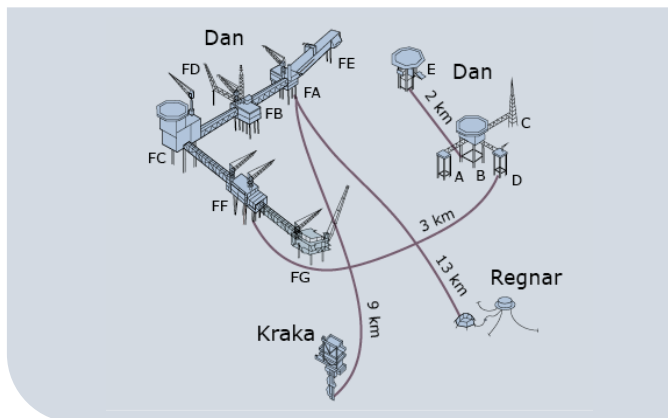
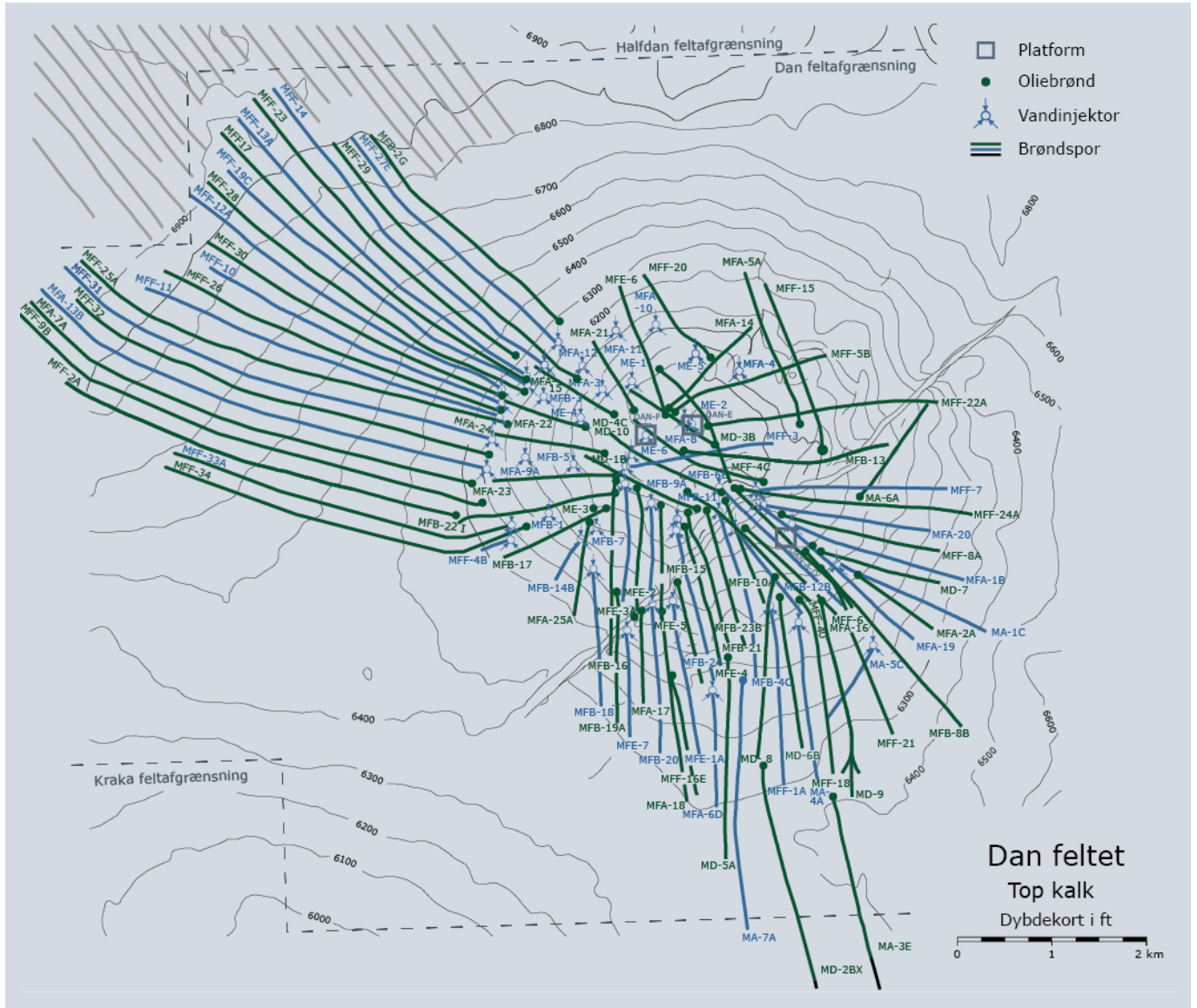
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

DAN FELTET



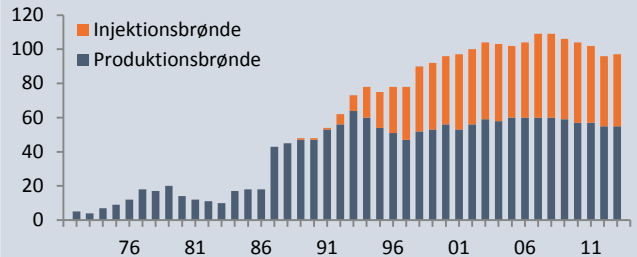
Tidligere navn: Abby
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk olie og Gas A/S
Fundet: 1971
I drift år: 1972



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 32,65 mia. kr.

Antal aktive brønde



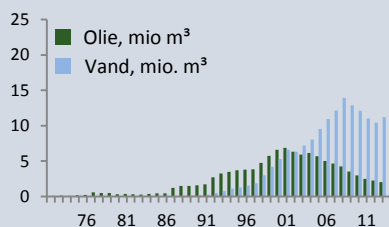


FELTDATA		PR. 1.1 2014
Olieprod. brønde:	61	
Gasprod. Brønde:	48	
Vanddybde:	40 m	
Feltafgrænsning:	104 km	
Reservoirdybde:	1.850 m	
Reservoirbjergart:	Kalksten	
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt	

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

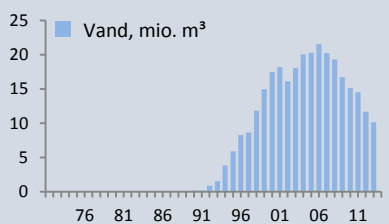
Olie:	108,55	mio. m ³
Gas:	23,80	mia. Nm ³
Vand:	153,02	mio. m ³



INJEKTION

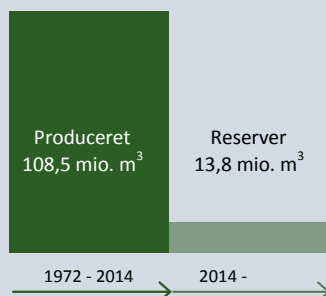
Akk. injektion pr. 1. januar 2014

Vand:	295,58	mio. m ³
-------	--------	---------------------



RESERVER

Olie:	13,8	mio. m ³
Gas:	2,6	mia. Nm ³



GEOLOGISK KARA KTERISTIK, DAN FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalk lag over en salthorst. En hoved-forkastning deler feltet i to reservoirblokke, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har høj porøsitet og lav permeabilitet. Dan feltet er et olie-felt med en gas kappe.

Der foregår indvinding fra den centrale del af Dan feltet samt fra store dele af feltets flanker. Især Dan feltets vestlige flanke mod Halfdan feltet har vist gode produktionsegenskaber. Tilstedeværelsen af olie på Dan feltets vestlige flanke blev først erkendt i 1998 med udførelsen af brønd MFF-19C, som også påviste Halfdan feltet.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand for at holde reservoirtrykket oppe. Vandinjektion blev indledt i 1989 og er efterhånden udbredt til hele feltet. Indvindingen af olie optimeres ved at gennem-skylle mest muligt af reservoiret med vand.

ANLÆG

Dan feltet er udbygget med to bemandede anlæg Dan B og Dan F, der udgøres af fem indvindings-platforme A, D, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrændingstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrændingsplatforme C og FD. På feltet er desuden placeret en ubemandet injektionsplatform E.

På Dan F anlægget modtages produktionen fra de omkringliggende ubemandede satellitfelter Kraka og Regnar samt noget af gasproduktionen fra Halfdan feltet. Dan F og Dan E anlæggene forsyner Halfdan feltet med injektionsvand.

Olien sendes færdigbehandlet til Gorm anlægget og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst anlægget for endelig behandling. Produktionsvandet fra Dan feltet og fra satellitfelterne renses på Dan F anlægget og udledes til havet.

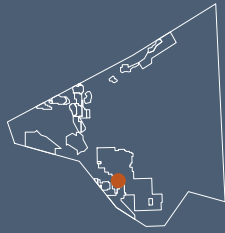
På Dan feltet er der på FC platformen indkvartering til 95 personer og på B platformen til fem personer. Ved udførelse af større konstruktionsarbejder eller gennem-førelse af vedligeholdskampagner suppleres indkvarteringen med flytbare hotelenheder.

UDBYGNING

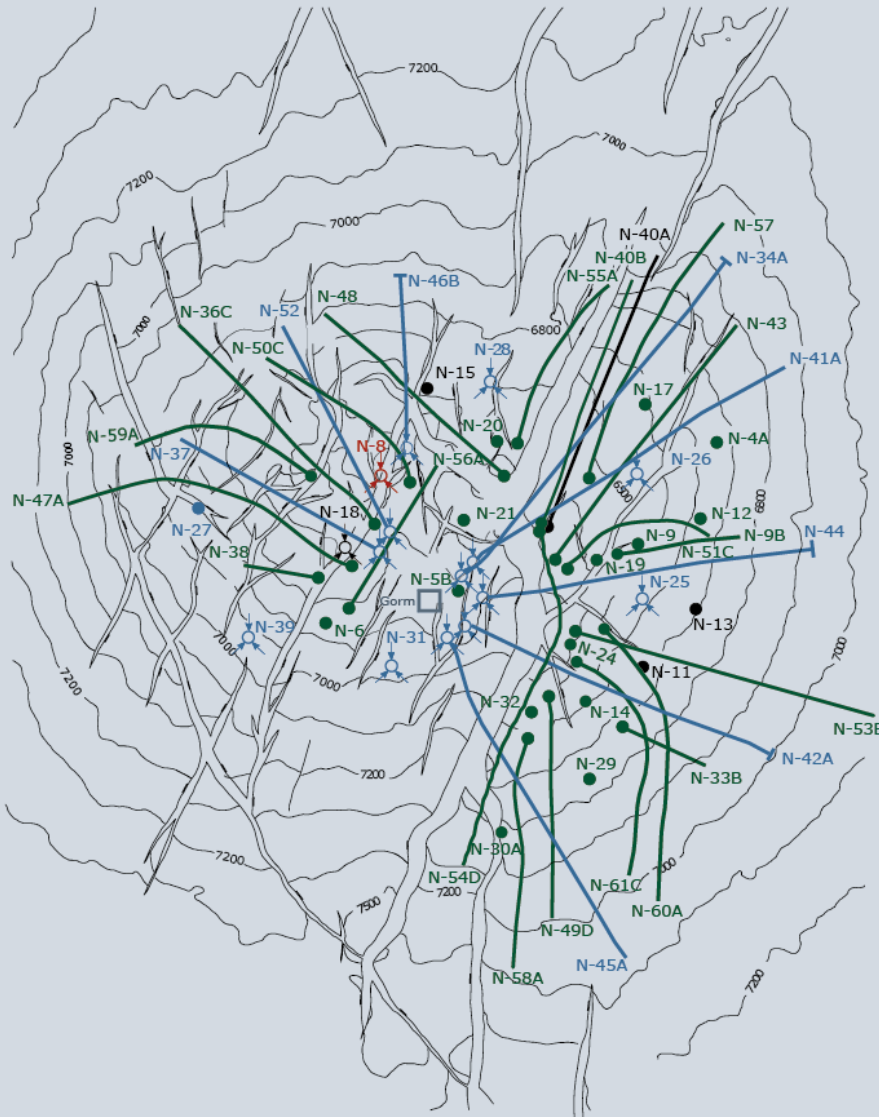
På Dan B gennemføres et større ombygnings projekt med henblik på at gøre anlægget ubemandet i 2015.

Der gennemføres en kampagne til vedligeholdelse og reparation af eksisterende brønde.

GORM FELTET



Tidligere navn: Vern
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1971
I drift år: 1981

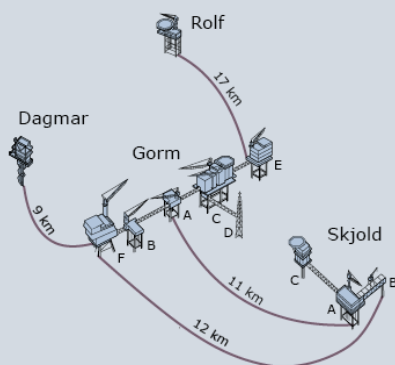
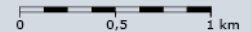


- Platform
- Oliebrønd
- Vandinjektor
- Gasinjektor
- Lukket brønd
- Brøndspor
- Top kalk, anboret nedfra
- Forkastning

Gorm feltet

Top Kalk

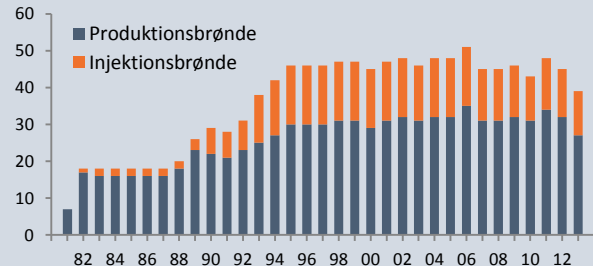
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

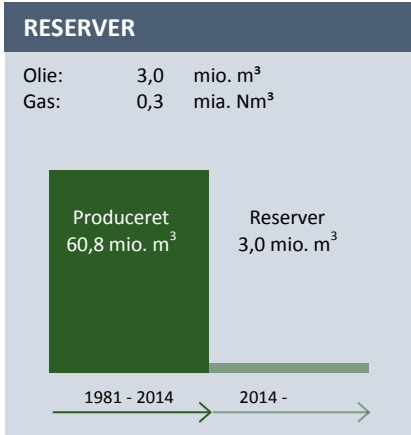
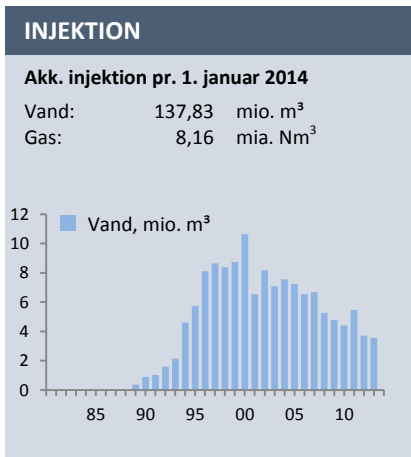
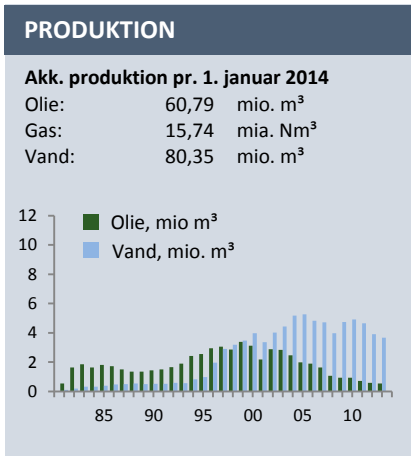
Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 15,91 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA		PR. 1.1 2014
Olieprod. brønde:	32	
Gasinj. brønde:	1	
Vandinj. Brønde:	14	
Vanddybde:	39 m	
Feltafgrænsning:	63 km ²	
Reservoirdybde:	2.100 m	
Reservoirbjergart:	Kalksten	
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt	



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, GORM FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. En nord-sydgående hovedforkastning deler forekomsten i to reservoirblokke. Derudover er især den vestlige reservoirblok gennemsat af en række mindre forkastninger.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Produktionsstrategien på Gorm feltet er at opretholde reservoirtrykket ved vandinjektion, som blev indledt i 1989. Derudover medvirker vandindtrængning fra vand-zonen og kompaktion af reservoiret til produktionen. Vandinjektionen på feltet sker både på flanken og i bunden af reservoiret. Reinjektion af produceret vand benyttes.

ANLÆG

Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme Gorm A og B, en behandlings- og beboelsesplatform Gorm C, en afbrændingsplatform Gorm D, en stigrørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af DONG Oil Pipe A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på samtlige af DUC's anlæg og fra Trym feltet i Norge bliver ført i land via pumpeplatformen Gorm E. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Olieproduktionen fra Halfdan feltet færdigbehandles på Gorm C.

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

UDBYGNING

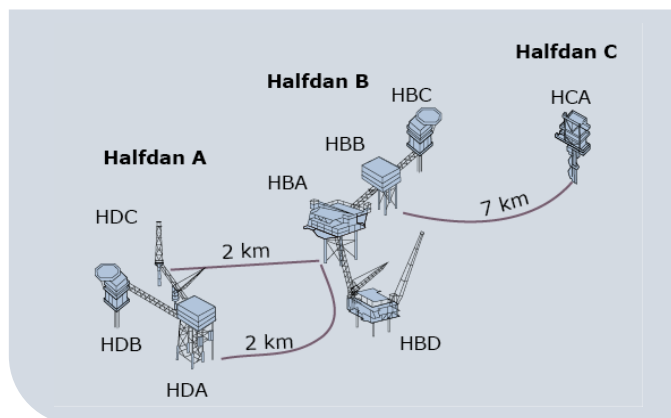
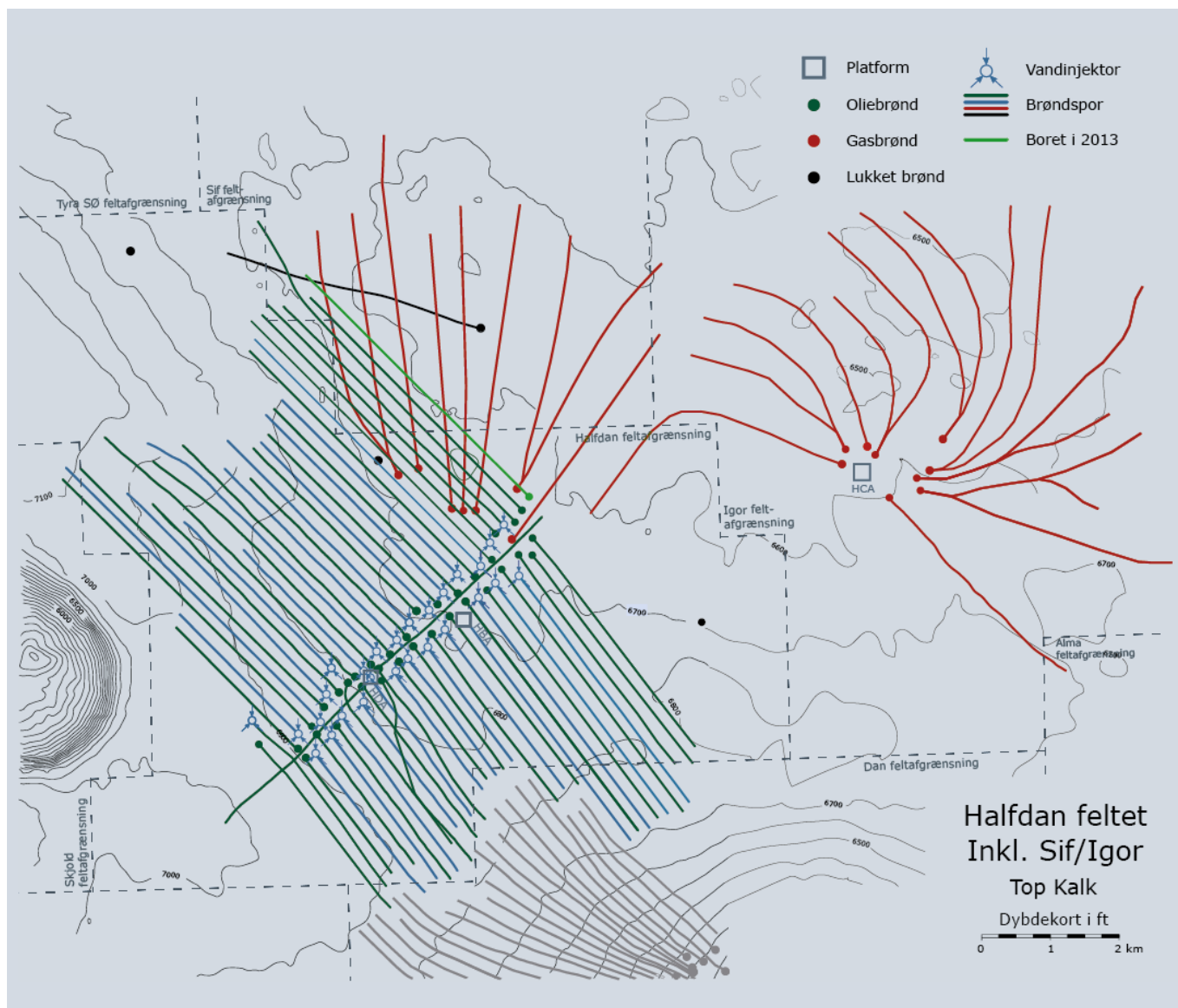
Forskelligt borearbejde er gennemført uden der er etableret ny produktion

HALFDAN FELTET

INKL. SIF OG IGOR



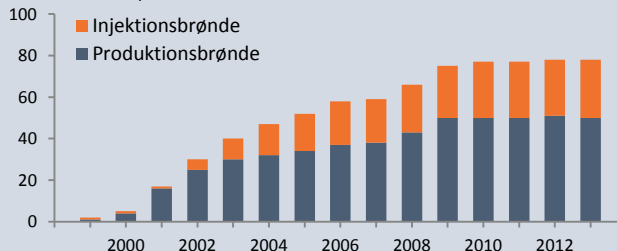
Tidligere navn: Nana, Sif og Igor
 Beliggenhed: Blok 5505/13 og 5504/16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet: 1968, 1999
 I drift år: 1999, 2004 og 2007



UDBYGNING OG INVESTERING

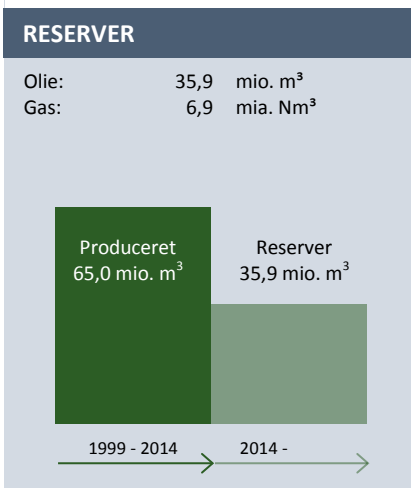
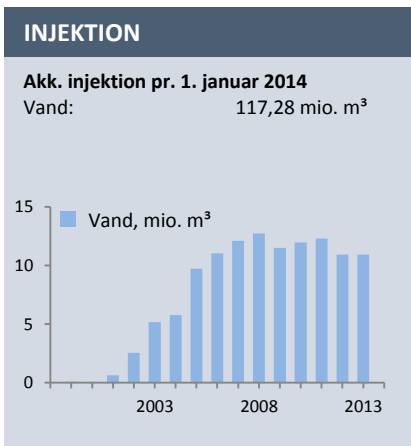
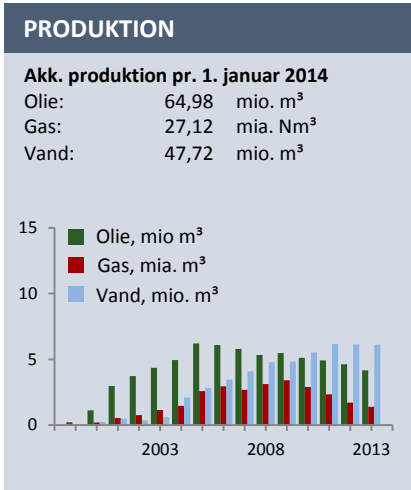
Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 23,27 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA		PR. 1.1 2014
Olieprod. brønde:	38 (Halfdan)	
Vandinjk. rønde:	27 (Halfdan)	
Gasprod. brønde:	16 (Sif og Igor)	
Reservoirdybde:	2.030-2.100	
Reservoirbjergart:	Kalksten	
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt	



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, HALFDAN FELTET

Halfdan feltet omfatter Halfdan, Sif og Igor områderne. Der er tale om en sammenhængende kulbrinteforekomst. Feltets sydvestlige del indeholder primært olie beliggende i lag af Maastrichtien alder, mens der mod nord og øst primært er tale om gas i lag af Danien alder.

Forekomsten findes i et afgrænset område af kalklagene, der tidligere i geologisk tid udgjorde en strukturel fælde. På grund af senere bevægelser i undergrunden er strukturen gradvis forsvundet, og olien er begyndt at strømme væk fra området. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at forekomsten af olie og gas ikke har flyttet sig særlig meget. Den porøse uopsprækkede kalksten svarer til den vestlige flanke af Dan feltet.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen foregår her ved hjælp af FAST-teknikken (Fracture Aligned Sweep Technology), hvor lange vandrette brønde ligger parallelt som skiftevis produktions- og vandinjektionsbrønde. Ved at variere injektionstrykket i brønden opsprækkes bjergarten. Herved skabes en sammenhængende vandfront i hele brøndens længde, som kan presse olien hen mod produktionsbrøndene.

Produktionen af gas på Danien niveau foregår ved trykafastning med flergrenede vandrette brønde. På Sif ligger brøndene i et vifteformet mønster ud fra Halfdan BA platformen, mens de på Igor ligger i et spirallignende mønster ud fra Halfdan CA platformen.

ANLÆG

Halfdan feltet er udbygget med to anlæg, Halfdan A og Halfdan B, samt en ubemandet brøndhovedplatform, Halfdan CA. Afstanden mellem Halfdan A og Halfdan B er ca. 2 km.

Halfdan CA er placeret ca. 7 km nordøst for Halfdan B anlægget.

På Halfdan A anlægget er der indkvartering til 32 personer, mens der på Halfdan B anlægget er indkvartering til 80 personer.

Der er fra Halfdan A anlægget (HDA) via en 12" rørledning til Dan anlægget mulighed for at importere og eksportere HP Gas og via en anden 12" rørledning er det muligt at eksportere LP gas. Der eksporteres/importeres løftegas mellem Halfdan A og Halfdan B via en 6" rørledning.

Dan anlægget forsyner både Halfdan A og Halfdan B med injektionsvand via en 16" rørledning. Injektionsvand ledes til Halfdan B via Halfdan A.

Produceret vand fra Halfdan A og Halfdan B udledes til havet efter rensning. Der udledes ikke produceret vand fra Halfdan CA.

Halfdan A og Halfdan B har egen elforsyning, men der er etableret et 3 kW kabel mellem Halfdan A og Halfdan B, som kan anvendes i tilfælde af forsyningssvigt mv. Halfdan CA forsynes med el fra Halfdan B.

UDBYGNING

Der er i 2013 udført en ny olieproduktionsbrønd, HBB-3 som blev godkendt i 2012.

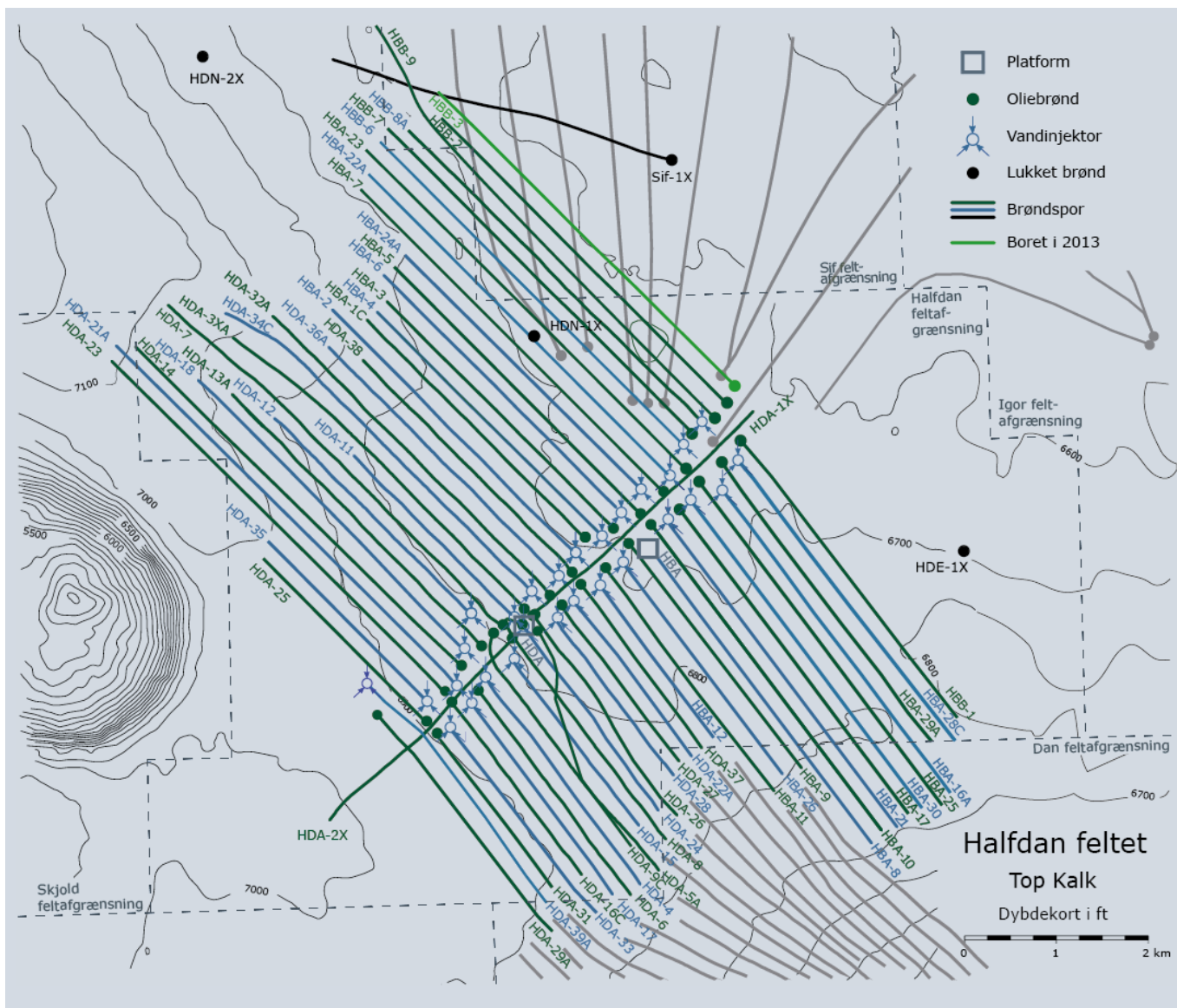
Den 1. oktober 2013 godkendte Energistyrelsen en plan for videreudbygning af Halfdan Nordøst feltet med en gasproduktionsbrønd. Udgifterne til udførelse og opkobling af brønden, forventes at andrage ca. 280 mio. kr. og produktionen fra brønden vil udgøre ca. 270 mio. Nm³ gas og 27.000 m³ olie i brøndens levetid.

Flere detaljer om anlæggene findes på de to næste sider.

HALFDAN FELTET (HOVEDFELT)



Tidligere navn: Nana, Sif og Igor
 Beliggenhed: Blok 5505/13 og 5504/16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet: 1999
 I drift år: 1999



FELT DATA

PR. 1.1.2014

Olieprod. brønde: 38 (Halfdan)
 Vandinjk. rønde: 27 (Halfdan)

Vanddybde: 43 m
 Feltafgrænsning: 100 km²
 Reservoirdybde: 2.100
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Øvre Kridt

Halfdan A består af en kombineret behandlings- og brøndhovedplatform HDA, en beboelsesplatform HDB og en afbrændingsplatform HDC. Platformene er indbyrdes forbundne via kombinerede gang- og rørbroer.

Gasproduktionen på Halfdan A ledes via en 24" rørledning til Tyra Vest. Olien ledes via en 14" rørledning til Gorm.

Halfdan B består af en brøndhovedplatform HBA, en stigrørs- og brøndhovedplatform HBB, en beboelsesplatform HBC og en behandlingsplatform HBD. Platformene er indbyrdes forbundne via kombinerede gang- og rørbroer.

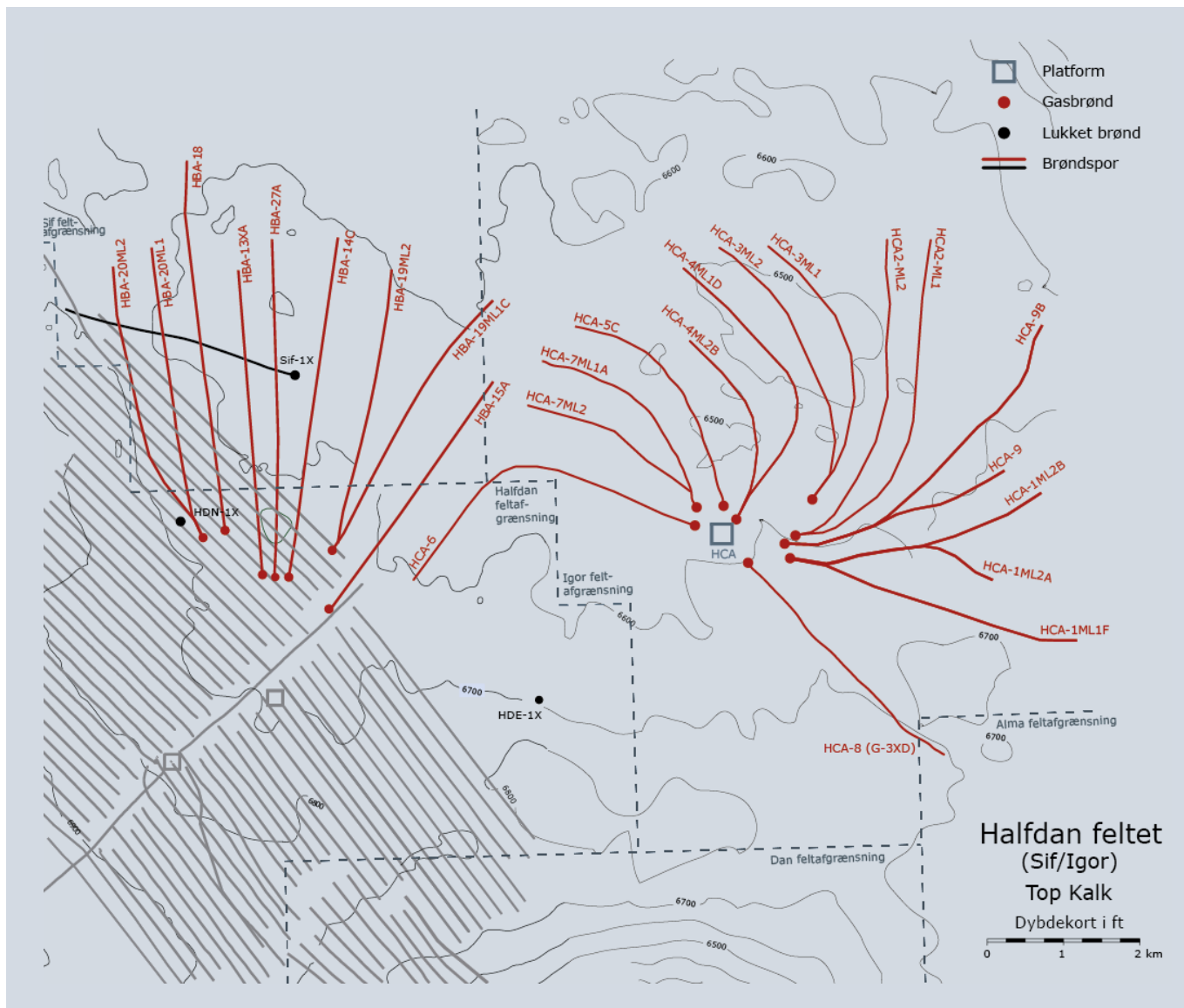
Gassen sendes via en 16" rørledning koblet til en 24" rørledning mod Tyra Vest. Olien ledes via en 14" rørledning og riser på Halfdan A, videre til Gorm via 14" rørledningen.

HALFDAN FELTET

(NORDØST)



Tidligere navn:	Sif og Igor
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet:	1968 (Igor), 1999 (Sif)
I drift år:	2004 (Sif) og 2007 (Igor)



Halfdan feltet
(Sif/Igor)
Top Kalk
Dybdekort i ft

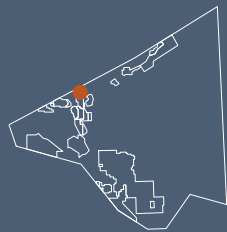
FELT DATA PR. 1.1.2014

- Gasprod. brønde: 7 (Sif) og 9 (Igor)
- Vanddybde: 44 m (Sif) og 45 m (Igor)
- Feltafgrænsning: 40 km² (Sif)
109 km² (Igor)
- Reservoirdybde: 2.030
- Reservoirbjergart: Kalksten
- Geologisk alder: Danien

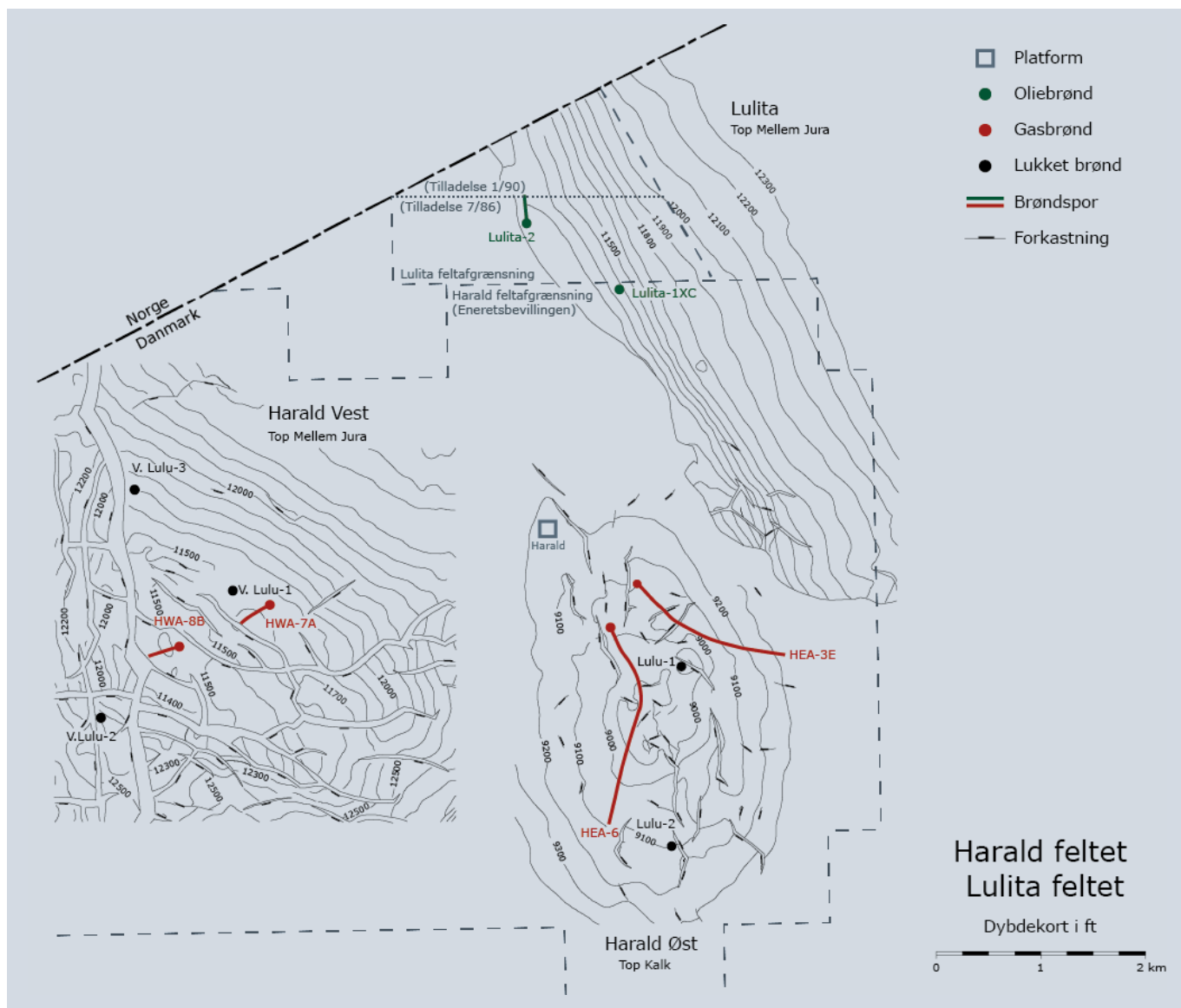
Produktionen på Halfdan CA føres efter separation i en væske- og en gasfase gennem to rørledninger til Halfdan B anlægget.

Gassen føres via Halfdan B riser til Tyra Vest, mens kondensat ledes til behandling på Halfdan B (HBD). Fra Halfdan B ledes olien derefter via riser på Halfdan A anlægget (HDA), videre til Gorm anlægget.

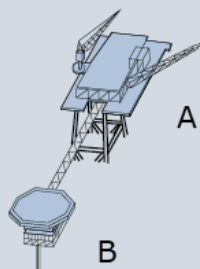
HARALD FELTET



Tidligere navn: Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed: Blok 5604/21 og 22
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1980 (Lulu) - 1983 (Vest Lulu)
I drift år: 1997



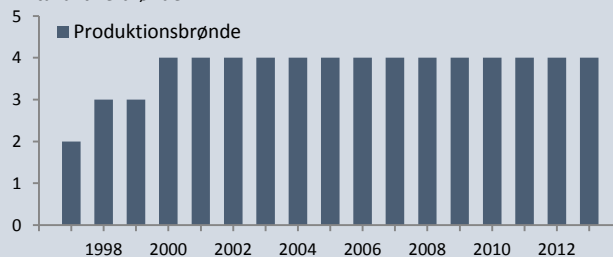
Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 4,41 mia. kr.

Antal aktive brønde





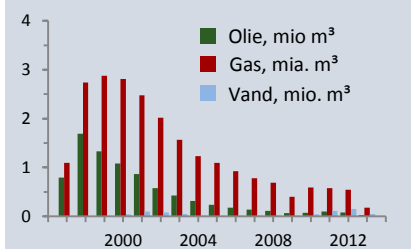
FELTDATA PR. 1.1 2014

Gasprod. brønde:	2 (Harald Øst)
Gasprod. Brønde:	2 (Harald vest)
Vanddybde:	64 m
Feltafgrænsning:	56 km ²
Reservoirdybde:	2.700 m (Harald Øst) 2.650 m (Harald Vest)
Reservoirbjergart:	Kalksten (Harald Øst) Sandsten (Harald Vest)
Geologisk alder:	Danien/Øvre Kridt (Harald Øst) Mellem Jura (Harald Vest)

PRODUKTION

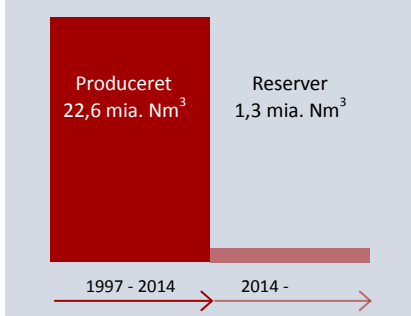
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie:	8,08	mio. m ³
Gas:	22,58	mia. Nm ³
Vand:	0,72	mio. m ³



RESERVER

Olie:	0,2	mio. m ³
Gas:	1,3	mia. Nm ³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, HARALD FELTET

Harald feltet består af to akkumulationer, Harald Øst (Lulu) og Harald Vest (Vest Lulu), med gas som det overvejende indhold.

Harald Øst strukturen er dannet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Gaszonen er op til 75 m tyk.

Harald Vest strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoirret er af Mellem Jura alder og har en tykkelse på 100 m.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Både Harald Øst og Harald Vest reservoirerne produceres ved at lade gassen ekspandere med en moderat, naturlig vandtilstrømning i reservoirret.

Tilrettelæggelse af produktionen fra Harald feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet. Ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter minimeres gasaftrækket fra Tyra.

ANLÆG

Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform, Harald A, samt en beboelsesplatform, Harald B med helidæk. Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst. Det producerede vand udledes til havet efter rensning.

Der er forbindelse fra Harald til den gasrørledning, som fører gassen fra Syd Arne feltet til Nybro gasbehandlingsanlæg. Normalt eksporteres der ikke gas fra Harald til Syd Arne rørledningen.

Det norske gasfelt Trym er via en 8" multifaserørledning tilsluttet Harald feltet, hvorfra produktionen bliver sendt videre til Tyra Øst. På Harald A platformen er der etableret særligt måleudstyr til separat måling af olie- og gasproduktionen fra Trym.

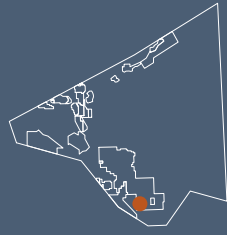
På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.

Se mere information under Lulita feltet, der også anvender Harald A platformen som behandlingsplatform.

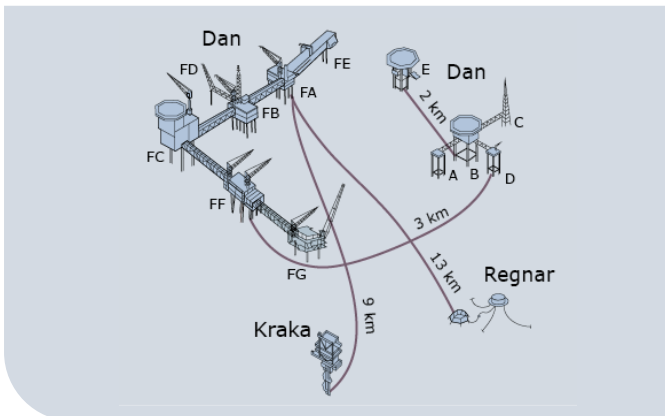
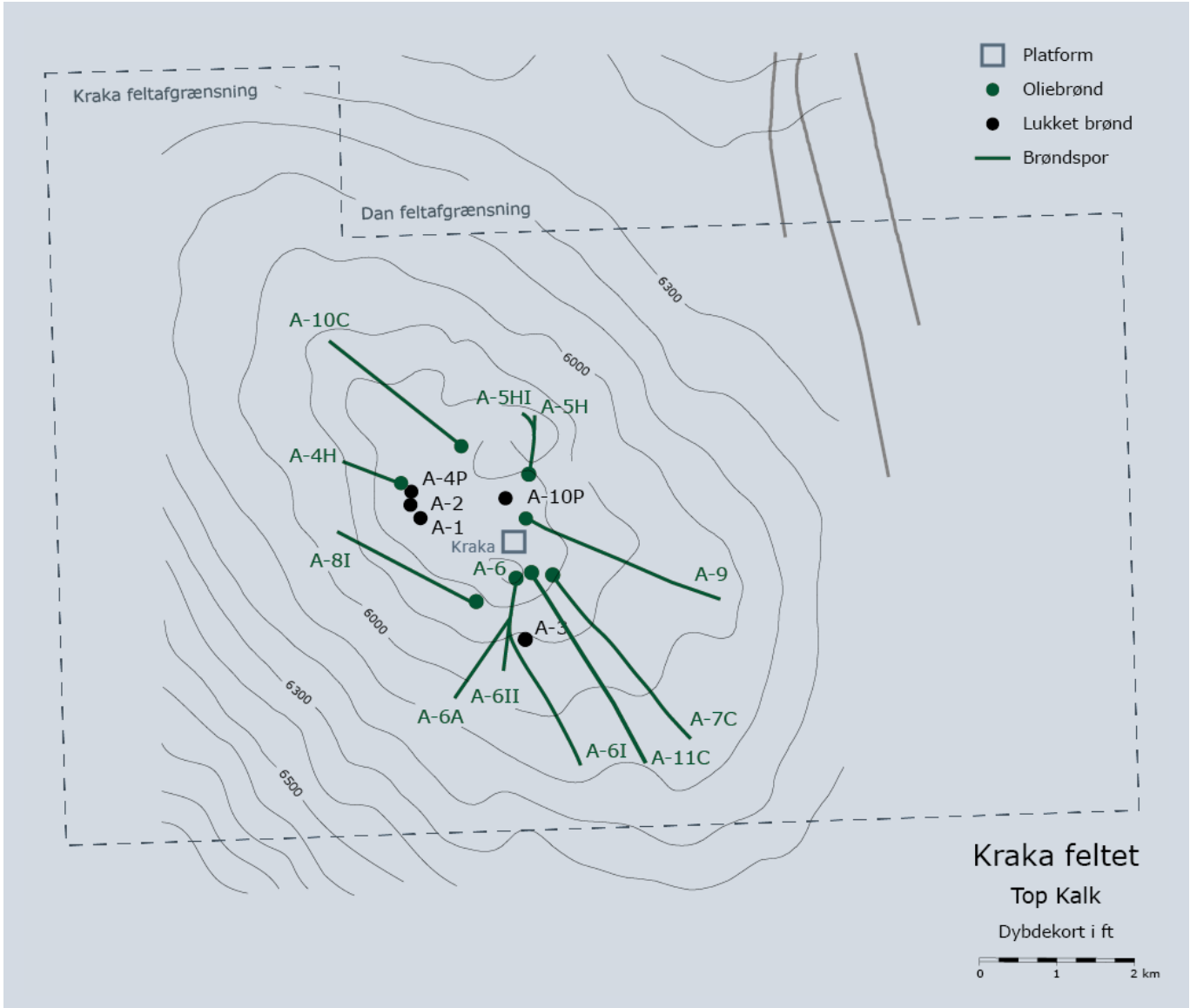
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

KRAKA FELTET



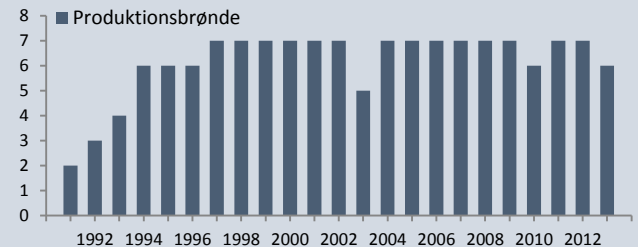
Tidligere navn: Anne
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1966
I drift år: 1991



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 2,04 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

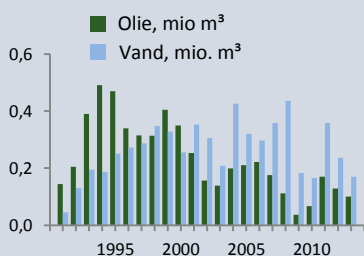
Produktionsbrønde: 8

Vandybde: 45 m
Feltafgrænsning: 81 km²
Reservoirdybde: 1.800 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

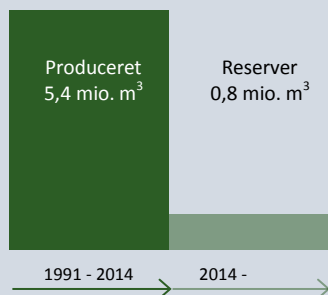
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 5,39 mio. m³
Gas: 1,50 mia. Nm³
Vand: 6,12 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,8 mio. m³
Gas: 0,2 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, KRAKA FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalk lag over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har middel god porøsitet, men lav permeabilitet. Oliezone er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Feltet har en mindre gas kappe.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Kraka produceres ved naturlig ekspansion af gas kappen samt ved støtte fra akviferen. De enkelte brønde produceres med det lavest mulige bundhulstryk. Feltets olieproduktion maksimeres ved at prioritere gasløft i brønde med lavt vandindhold og lavt gas/olie-forhold.

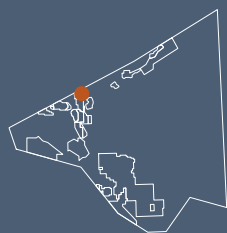
ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindings-platform uden helidæk. Produktionen sendes til behandling på Dan F anlægget og videre transport derfra. Der importeres løftegas fra Dan F anlægget.

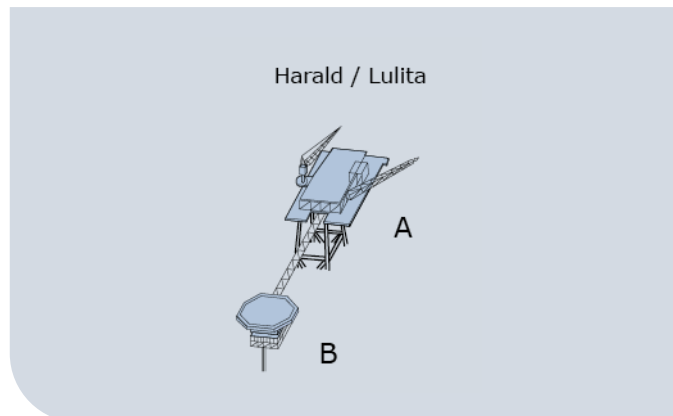
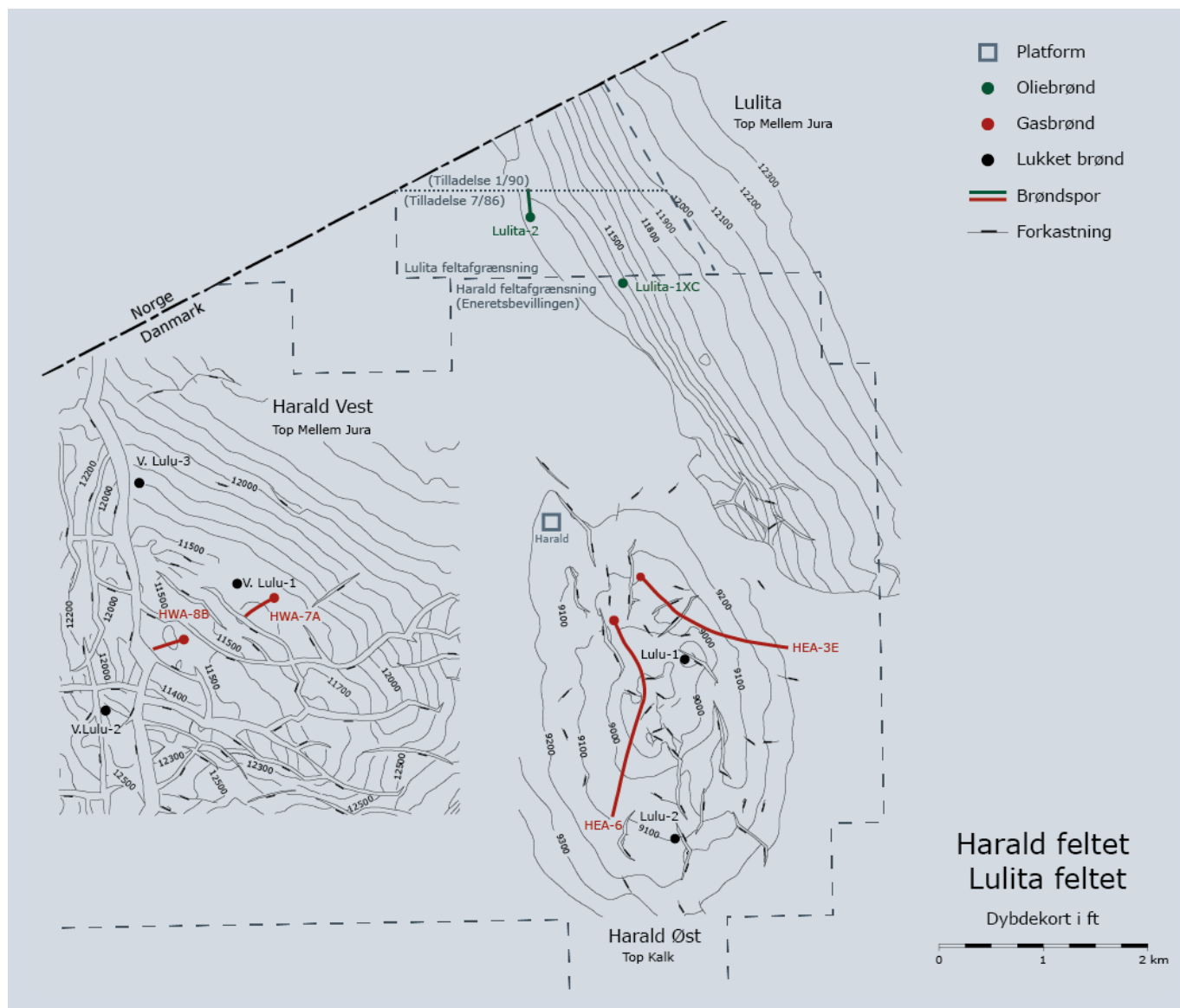
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

LULITA FELTET



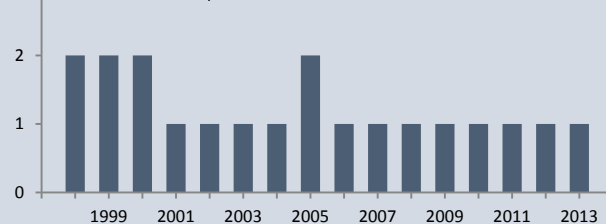
Beliggenhed: Blok 5604/22
Tilladelse: Eneretsbevillingen (50 pct.), 7/86 (34,5 pct) og 1/90 (15,5 pct)
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1992
I drift år: 1998



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 0,11 mia. kr.

Antal aktive brønde
 ■ Produktionsbrønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

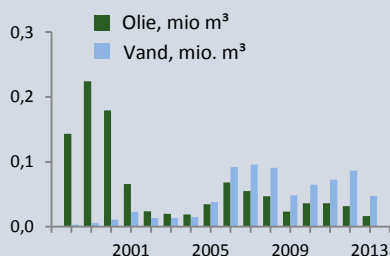
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 65 m
Feltafgrænsning: 4 km²
Reservoirdybde: 3.525 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Mellem Jura

PRODUKTION

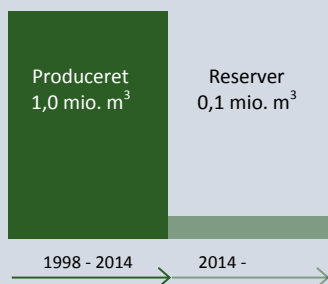
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 1,02 mio. m³
Gas: 0,65 mia. Nm³
Vand: 0,72 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,1 mio. m³
Gas: 0,1 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, LULITA FELTET

Lulita forekomsten findes i en strukturel, forkastningsbetinget fælde, hvor sandsten af Mellem Jura alder udgør reservoiret. Forekomsten består af olie med en overliggende gaskappe.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning.

ANLÆG

Lulita feltet er udbygget fra de faste installationer på Harald feltet. Brøndhovederne til Lulita brøndene er således anbragt på Harald A platformen, hvor udstyret også håndterer produktionen fra Lulita.

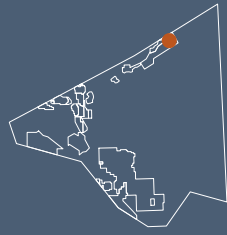
Olien fra Lulita føres sammen med Harald feltets kondensat via en 16" rørledning til Tyra Øst og videre til land. Gassen fra Lulita sendes til Tyra via 24" rørledningen mellem Harald og Tyra Øst og videre til land. Produktionsvandet fra Lulita behandles på Harald feltets udstyr og udledes til havet efter rensning.

På Harald A platformen er der etableret særligt måleudstyr til separat måling af olie- og gasproduktionen fra Lulita.

UDBYGNING

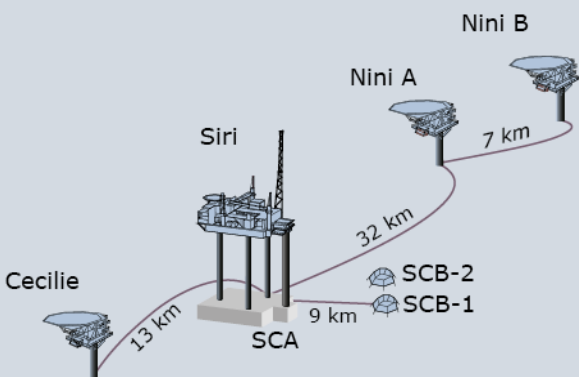
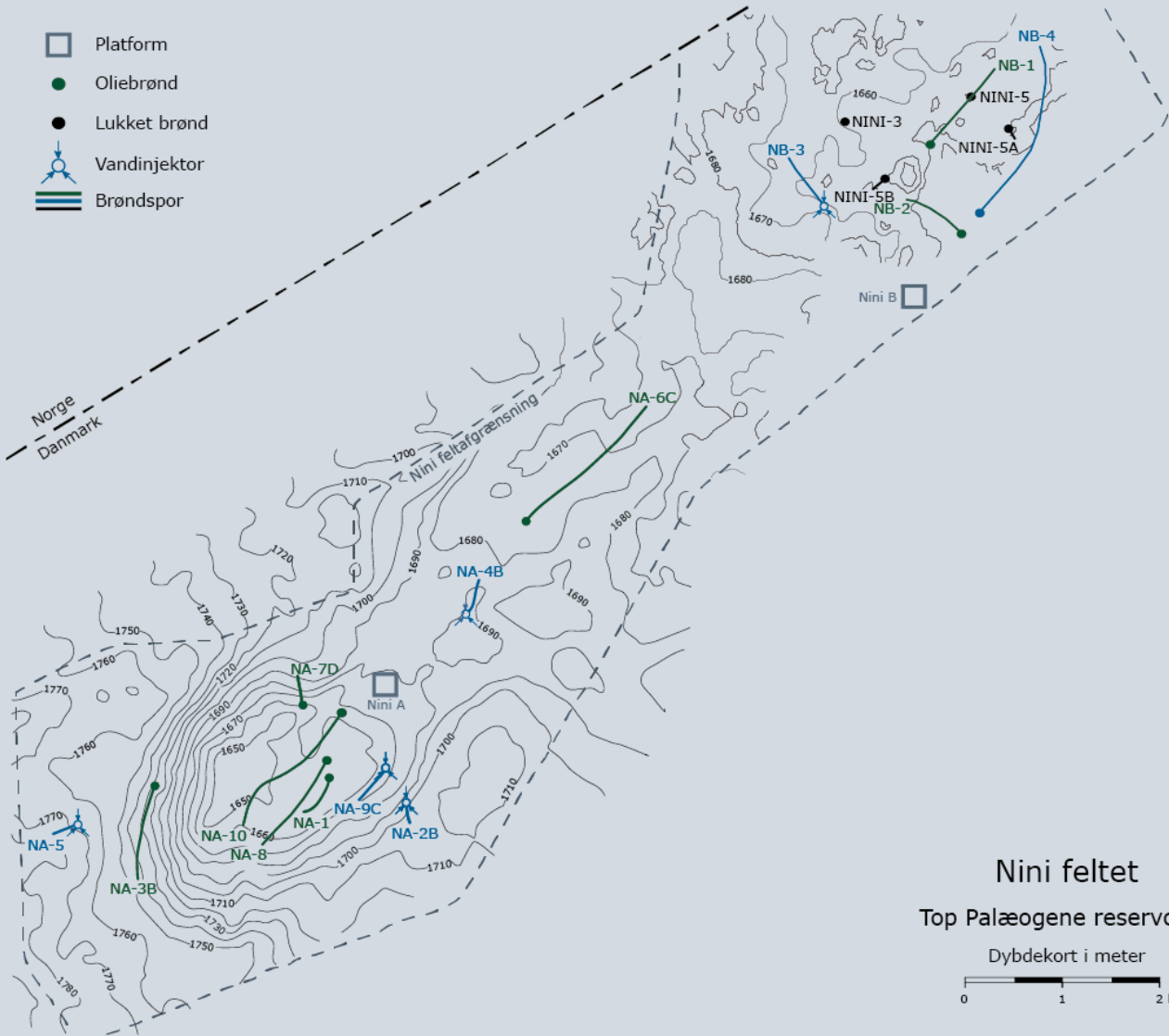
Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

NINI FELTET



Beliggenhed: Blok 5605/10 og 14
Tilladelse: 4/95
Operatør: DONG E&P A/S
Fundet: 2000
I drift år: 2003

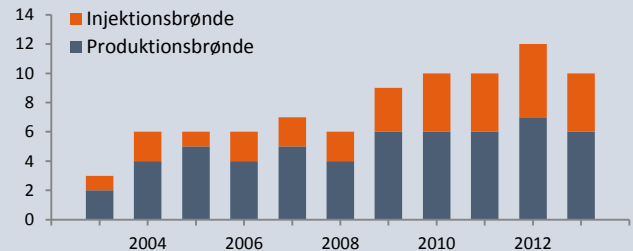
- Platform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Vandinjektor
- Brøndspor



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 5,26 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

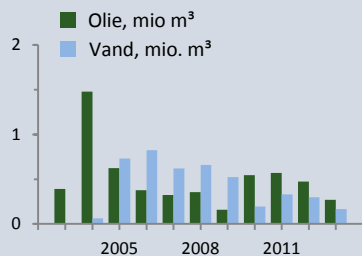
Produktionsbrønde: 8
Vand injek. brønde: 6

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 45 km²
Reservoirdybde: 1.700 m
Reservoirtjergart: Sandsten
Geologisk alder: Eocæn/Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

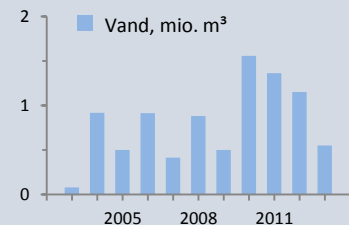
Olie: 5,56 mio. m³
Gas: 0,47 mia. Nm³
Vand: 4,40 mio. m³



INJEKTION

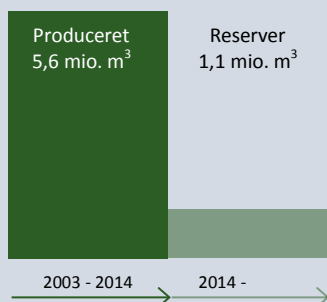
Akk. injektion pr. 1. januar 2014

Vand: 8,83 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,1 mio. m³
Gas: 0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, NINI FELTET

Nini forekomsten er defineret ved en kombination af en strukturel og en stratigrafisk fælde i forbindelse med opskydning af en salthorst. Reservoiret udgøres af sand aflejret i Siri kanalen. Feltet omfatter flere mere eller mindre afgrænsede forekomster.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Produktionsstrategien er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Gassen fra Nini feltet injiceres i Siri feltet.

ANLÆG

Nini (NA) og Nini Øst (NB) er udbygget som satellitter til Siri feltet og består af to ubemandede indvindingsplatforme, der begge har helidæk. Nini Øst platformen blev installeret i 2009 og produktionen herfra startede i 2010.

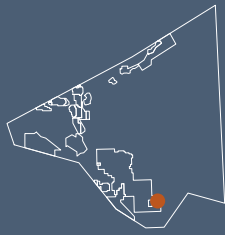
Produktionen fra Nini Øst sendes ubehandlet gennem en 8" flerfaserørledning til Nini, hvorfra den samlede produktion fra både Nini Øst og Nini sendes videre til Siri platformen gennem en 14" flerfaserørledning. På Siri platformen behandles produktionen inden den eksporteres via tankskib. Injektionsvand og løftegas til Nini og Nini Øst leveres fra Siri via Nini platformen. Injektionsvandet transporteres i en 10" rørledning, mens løftegassen leveres gennem en 4" rørledning.

Den gamle 10" vandinjektionsrørledning fra Siri (SCA) til Nini (NA) er erstattet af en ny i 2009, hvor den samtidigt blev suppleret med forbindelse videre til Nini Øst (NB).

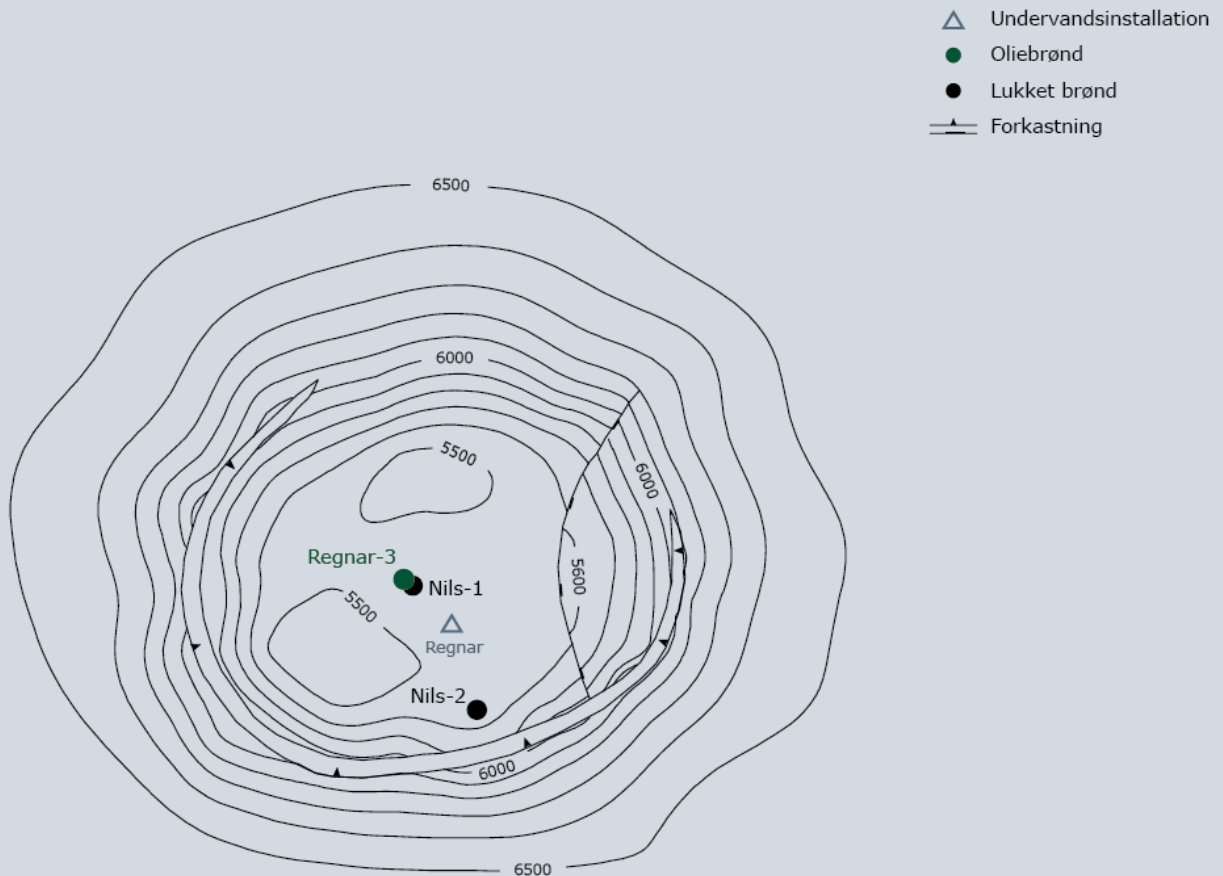
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

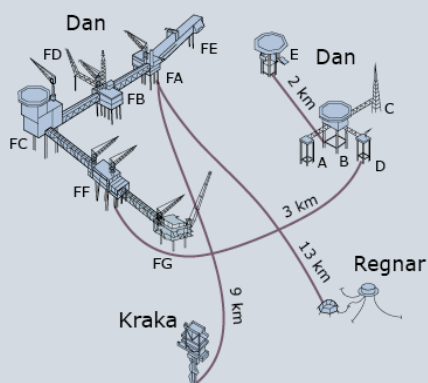
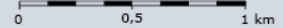
REGNAR FELTET



Tidligere navn: Nils
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1979
I drift år: 1993



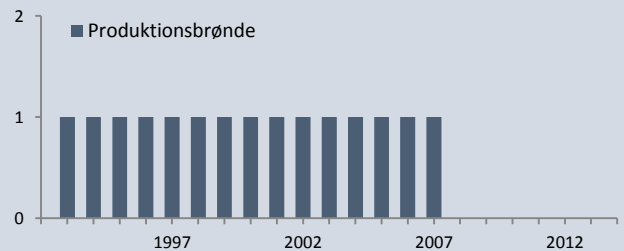
Regnar feltet
 Top Kalk
 Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 0,29 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

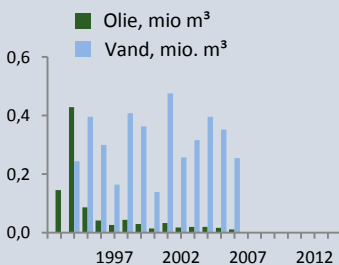
Produktionsbrønde: 1

Vanddybde: 45 m
Feltafgrænsning: 34 km²
Reservoirdybde: 1.700 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Øvre Kridt

PRODUKTION

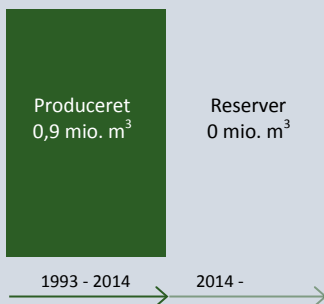
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 0,93 mio. m³
Gas: 0,06 mia. Nm³
Vand: 4,06 mio. m³



RESERVER

Olie: 0 mio. m³
Gas: 0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, REGNAR FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalk lag over en salthorst. Reservoiret er stærkt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Regnar produceres fra en lodret brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Målet for indvindingen er at fortrænge og producere mest mulig af olien fra den tætte del af formationen.

Regnar har de seneste år været nedlukket på grund af udstyrsproblemer.

ANLÆG

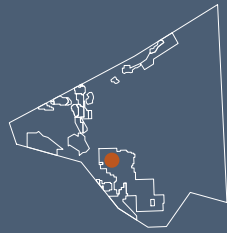
Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet, og indvinding foregår fra en undervandsinstallation. Produktionen føres via en flerfaserørledning til Dan F anlægget for behandling og videretransport.

Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan F anlægget.

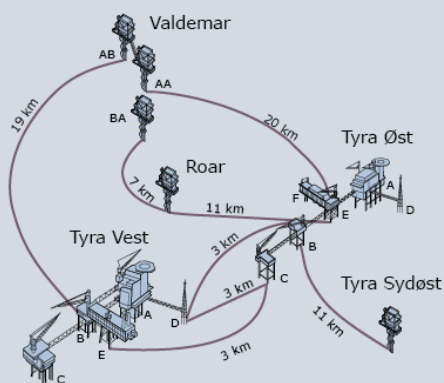
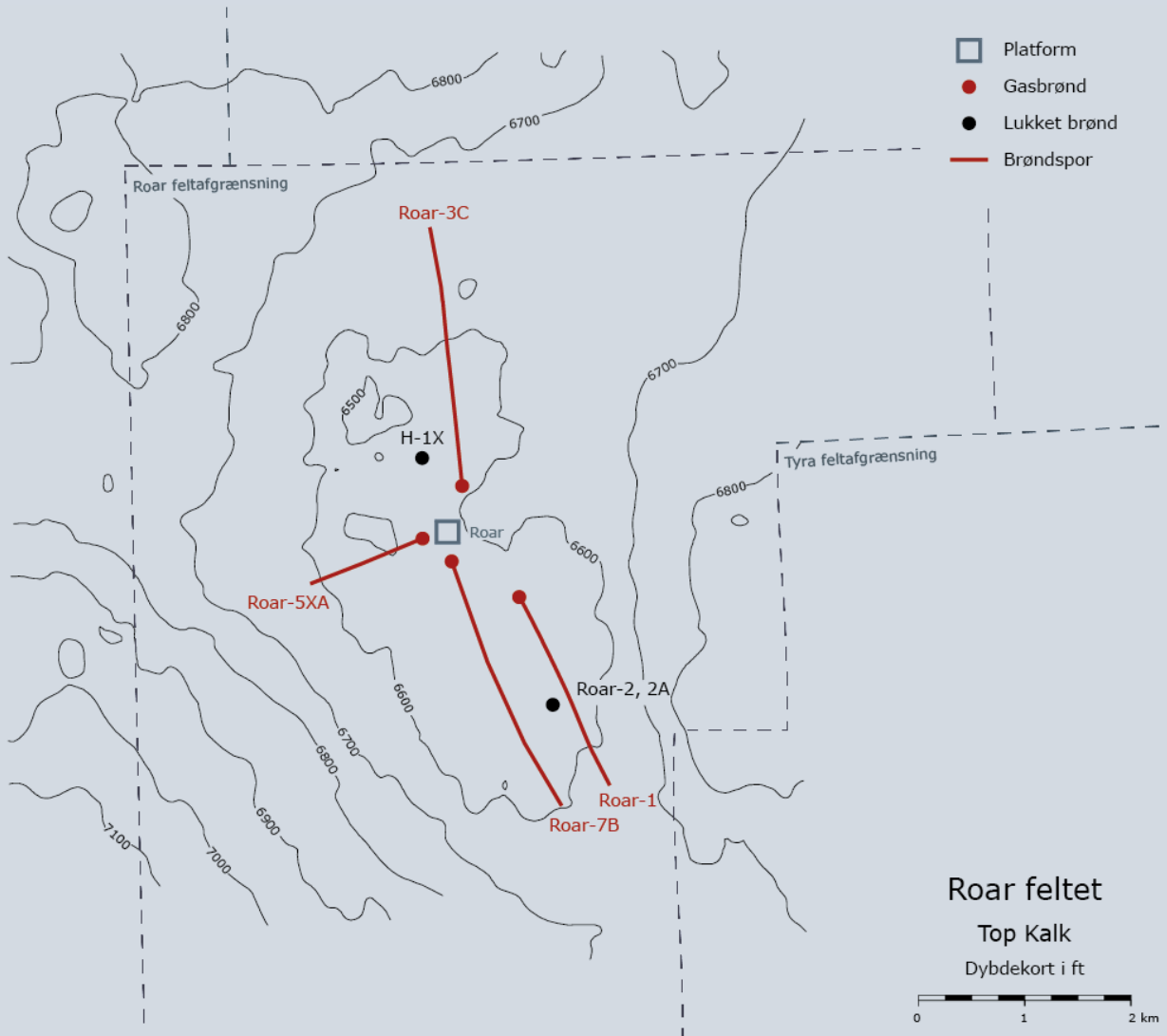
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

ROAR FELTET



Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet:	1968
I drift år:	1996



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
2013-priser 0,74 mia. kr.

Antal aktive brønde
■ Produktionsbrønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

Gasprod. Brønde:	4
Vanddybde:	46 m
Feltafgrænsning:	84 km ²
Reservoirdybde:	2.025
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, ROAR FELTET

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Roar feltet produceres ved at lade gassen ekspandere. Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere gasaftrækket fra Tyra.

ANLÆG

Roar feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen uden helidæk. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Roar platformen forsynes med kemikalier via en rørledning fra Tyra Øst.

En 16" flerfaserørledning er etableret fra Valdemar BA platformen via Roar til Tyra Øst, hvori gassen fra Roar nu føres til Tyra Øst.

UDBYGNING

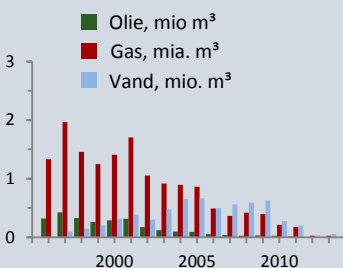
Den 8. november 2013 godkendte Energistyrelsen en plan for videreudbygning af Roar feltet med op til 3 nye brønde. Brøndene planlægges udført fra eksisterende brøndstyr på Roar platformen hvor netop tre er til rådighed. Udgifterne til udførelse af hver af brøndene, forventes at andrage ca. 300 mio. kr.

Indledningsvist planlægges den første brønd udført i sommeren 2015 og produktionen fra brønden forventes at udgøre ca. 0,3 mia. Nm³ gas i brøndens levetid.

PRODUKTION

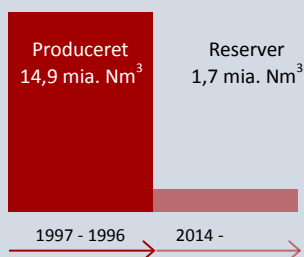
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie:	2,61	mio. m ³
Gas:	14,94	mia. Nm ³
Vand:	6,09	mio. m ³

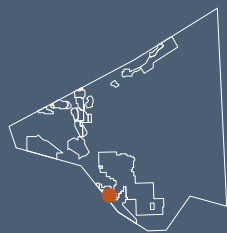


RESERVER

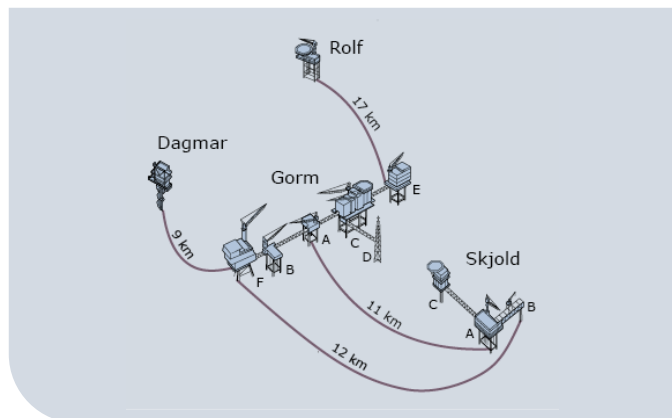
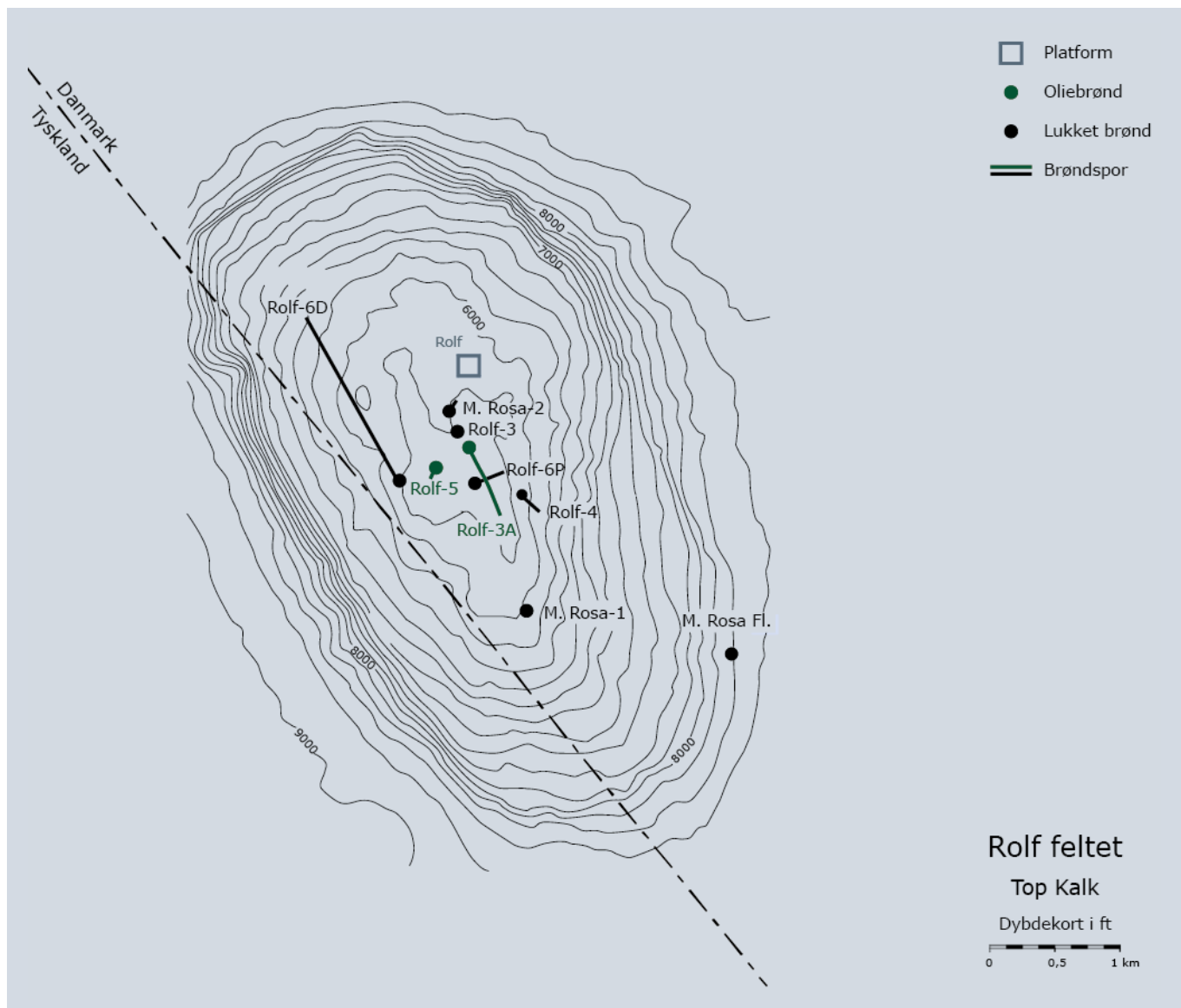
Olie:	0,1	mio. m ³
Gas:	1,7	mia. Nm ³



ROLF FELTET



Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet:	1981
I drift år:	1986



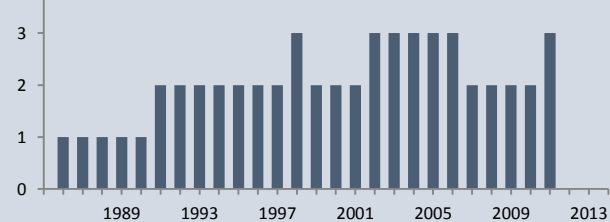
UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014

2013-priser 1,27 mia. kr.

Antal aktive brønde

■ Produktionsbrønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

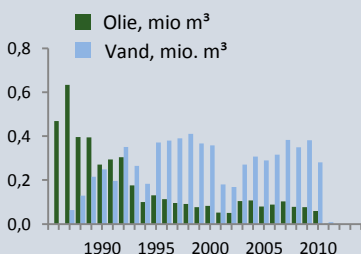
Produktions brønde: 3

Vanddybde: 34 m
Feltafgrænsning: 22 km²
Reservoirdybde: 1.800 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

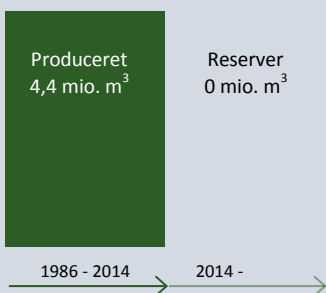
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 4,43 mio. m³
Gas: 0,19 mia. Nm³
Vand: 6,86 mio. m³



RESERVER

Olie: 0 mio. m³
Gas: 0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, ROLF FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er stærkt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Oliens fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen svarer til det volumen, som fjernes ved produktionen centralt på strukturen.

Rolf feltet har været lukket siden marts 2011 på grund af lækage på rørledningen fra Rolf feltet til Gorm feltet. Der arbejdes på at finde en løsning.

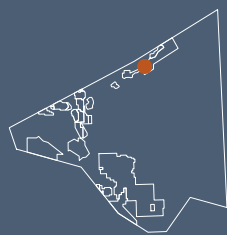
ANLÆG

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindings-plattform med helidæk. Produktionen føres ubehandlet til Gorm C platformen, hvor behandling af produktionen finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med løftegas fra Gorm. El-forsyningskablet fra Gorm til Rolf har i længere tid været beskadiget, så det anvendes ikke. I stedet anvendes dieselgeneratorer på Rolf til elforsyning.

UDBYGNING

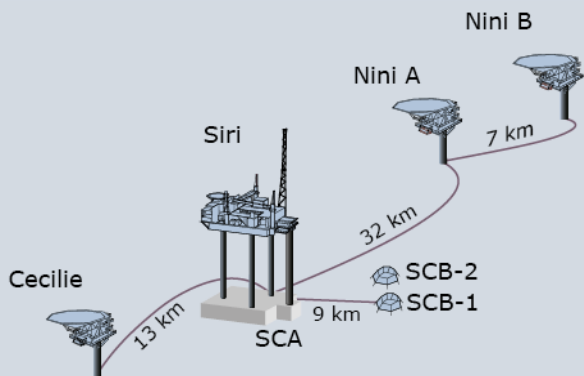
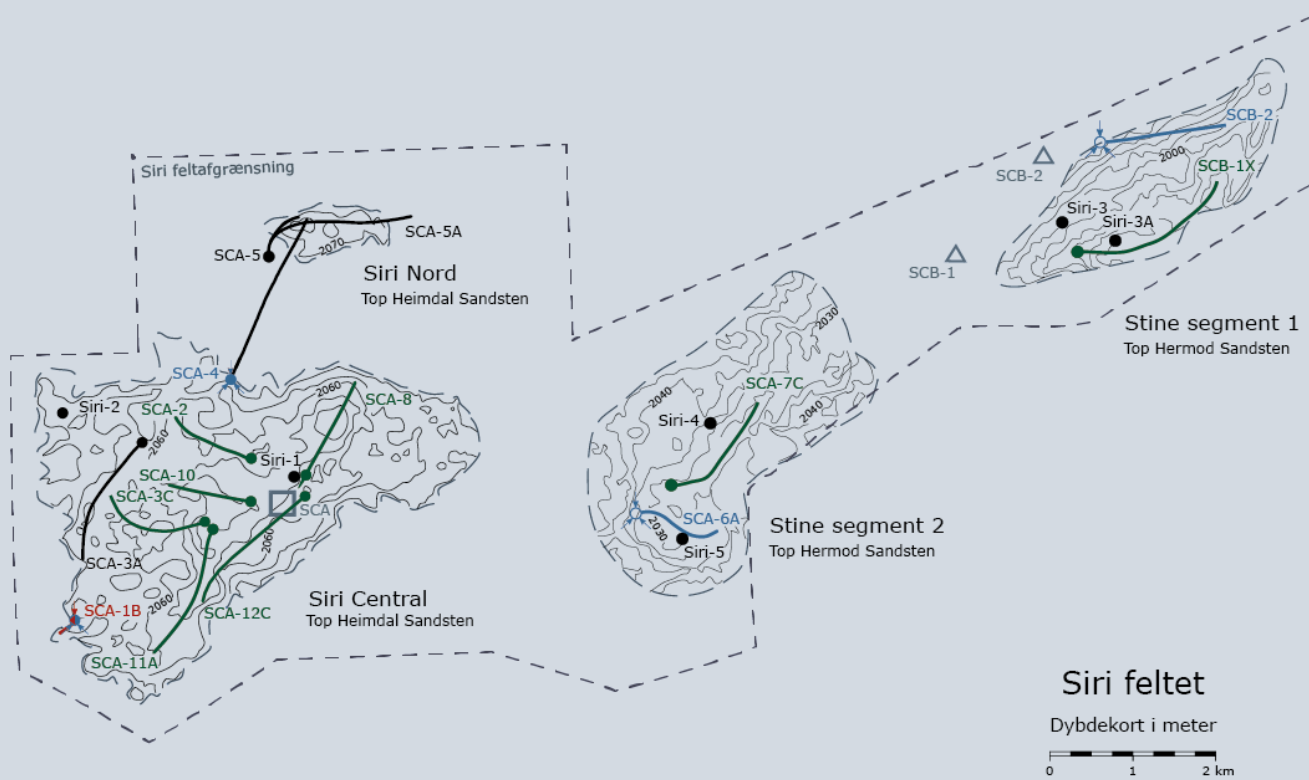
Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

SIRI FELTET



Beliggenhed: Blok 5604/20
Tilladelse: 6/95
Operatør: DONG E&P A/S
Fundet: 1995
I drift år: 1999

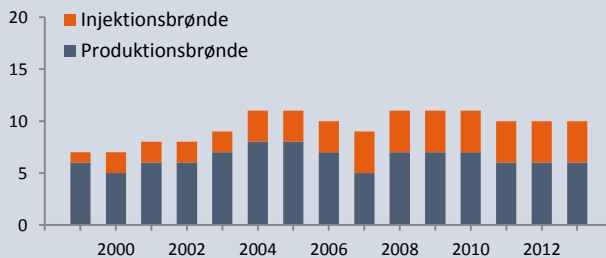
- Platform
- Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Gas- og vandinjektor
- Lukket brønd
- Brøndspor



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 7,39 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

Produktionsbrønde: 6 (Siri central)
 1 (Stine segment 1)
 1 (Stine segment 1)

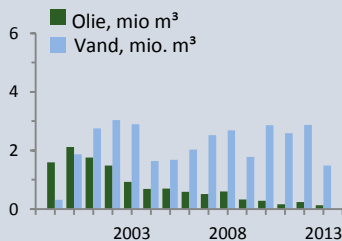
Vand/gas
 injektionsbrønde: 2 (Siri central)
 1 (Stine segment 1)
 1 (Stine segment 1)

Vanddybde: 60 m
 Feltafgrænsning: 63 km²
 Reservoirdybde: 2.060 m
 Reservoirbjergart: Sandsten
 Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

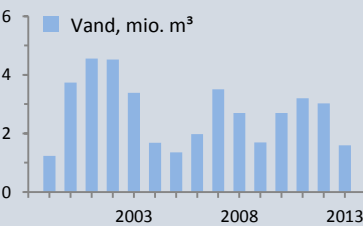
Olie: 12,12 mio. m³
 Gas: 1,36 mia. Nm³
 Vand: 33,04 mio. m³



INJEKTION

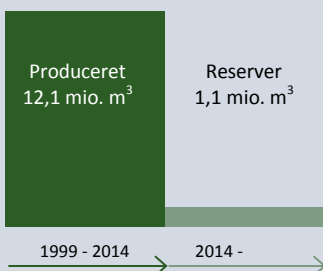
Akk. injektion pr. 1. januar 2014

Gas: 1,28 mia. Nm³
 Vand: 40,81 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,1 mio. m³
 Gas: 0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SIRI FELTET

Siri forekomsten findes i en strukturel fælde, hvor sandsten af Paleocæn alder udgør reservoiret. Forekomsten indeholder olie med et relativt lavt indhold af gas.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Der indvindes fra Siri Central samt fra de nærliggende forekomster, Stine segment 1 og 2. Indvindingen fra Siri Central er baseret på produktion af olie under trykvedligeholdelse ved hjælp af injektion af vand og gas. I Siri feltet injiceres desuden gas fra Cecilie og Nini felterne.

Indvinding fra Stine segment 1 foregår med trykvedligeholdelse ved hjælp af vand-injektion. Indvinding fra Stine segment 2 har frem til 2006 foregået ved naturlig dræning, men i 2006 er der påbegyndt vandinjektion.

ANLÆG

Siri og Stine segment 2 (SCA) er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for produktionsvandet. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

Stine segment 1 (SCB) er udbygget som satellit til Siri platformen og består af to undervandsinstallationer med en produktionsbrønd og en injektionsbrønd.

Produktionen fra SCB føres til SCA platformen for behandling. Injektionsvand og løftegas til satellitinstallationerne på SCB, Nini, Nini Øst og Cecilie leveres fra SCA platformen. Vandinjektionsrørledningen til Nini blev fornyet i 2009 og suppleret med forbindelse videre til Nini Øst. Injektionsvandet til SCB leveres gennem en afgrening på denne rørledning.

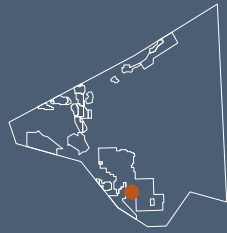
Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m³. Herfra eksporteres olien via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering til 60 personer.

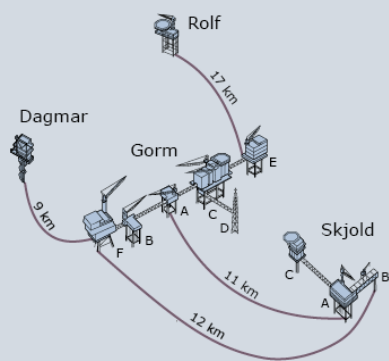
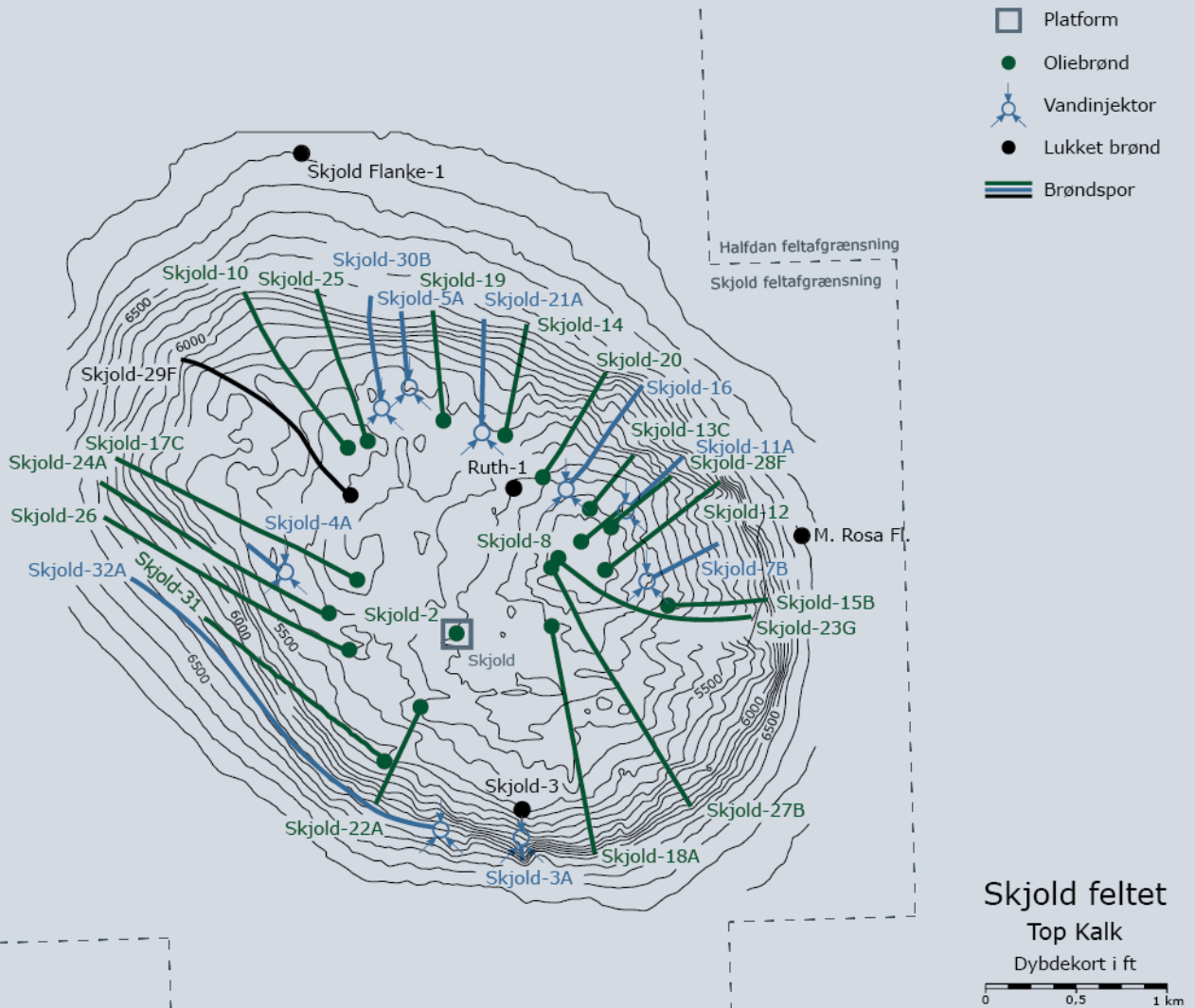
UDBYGNING

Der arbejdes fortsat med etablering af forstærkning af undervandskonstruktionen. Indtil en stabil løsning er etableret bliver anlægget af sikkerhedsmæssige årsager lukket ned i perioder, hvor den forventede bølgehøjde er over 6 m.

SKJOLD FELTET



Tidligere navn: Ruth
Beliggenhed: Blok 5504/16
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1977
I drift år: 1982

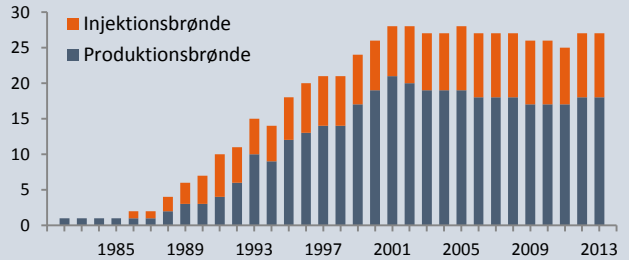


UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014

2013-priser 6,65 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

Produktions brønde: 19
 Injektionsbrønde: 9

Vanddybde: 40 m
 Feltafgrænsning: 33 km²
 Reservoirdybde: 1.600 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SKJOLD FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er gennemsat af talrige, mindre forkastninger centralt på strukturen. På strukturens flanker er reservoiret mindre opsprækket. Reservoiret har vist usædvanligt gode produktionsegenskaber.

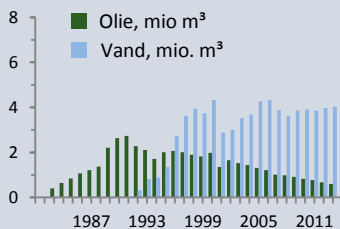
PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Olien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radiale mønster.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 45,38 mio. m³
 Gas: 3,75 mia. Nm³
 Vand: 70,65 mio. m³



ANLÆG

Skjold feltet er, som satellit til Gorm feltet, udstyret med to indvindingsplatforme Skjold A og B samt en beboelsesplatform Skjold C. Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet. Produktionen sendes til Gorm F platformen for behandling. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas. Reinjektion af produceret vand benyttes.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

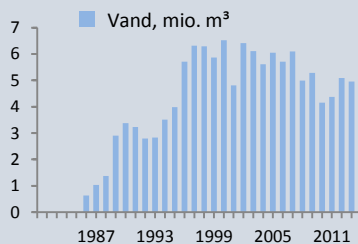
UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

INJEKTION

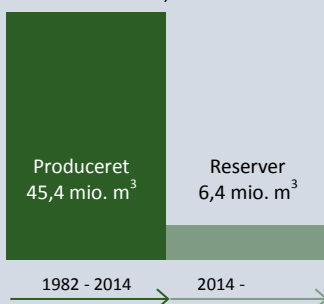
Akk. injektion pr. 1. januar 2014

Vand: 126,04 mio. m³

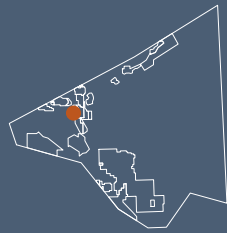


RESERVER

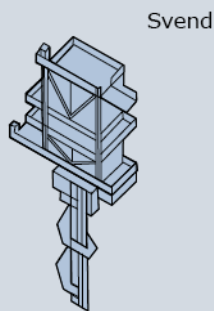
Olie: 6,4 mio. m³
 Gas: 0,4 mia. Nm³



SVEND FELTET



Tidligere navn: Nord Arne/Otto
Beliggenhed: Blok 5604/25
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk olie og Gas A/S
Fundet: 1975 (Nord Arne) - 1982 (Otto)
I drift år: 1996



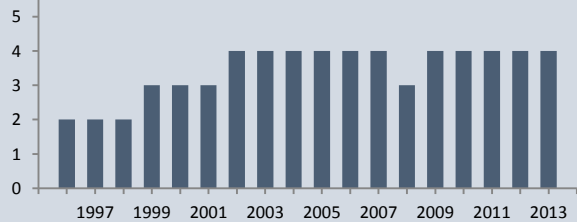
UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014

2013-priser 1,37 mia. kr.

Antal aktive brønde

■ Produktionsbrønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

Produktionsbrønde: 4

Vanddybde: 65 m
Feltafgrænsning: 48 km²
Reservoirdybde: 2.500 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SVEND FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en todelt salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en større nord-sydgående forkastning, der opdeler feltet i en vestlig og en østlig blok. Derudover er den sydlige del af Svend feltet beliggende ca. 250 m dybere end den nordlige del. Reservoiret i den nordlige del har vist usædvanligt gode produktionsegenskaber.

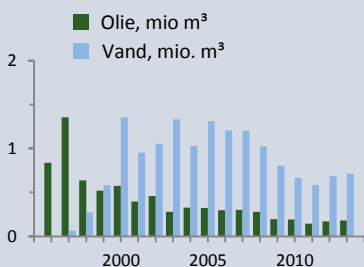
PRODUKTIONSSTRATEGI

Olieproduktionen maksimeres ved naturlig dræning over oliens boblepunkt samtidig med at brøndenes produktionstid maksimeres.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie: 7,46 mio. m³
Gas: 0,88 mia. Nm³
Vand: 14,83 mio. m³



ANLÆG

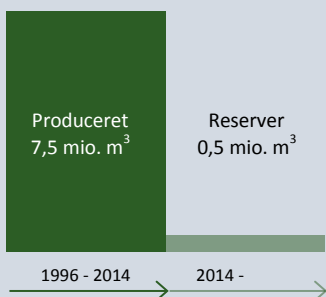
Svend feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen uden helidæk. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Svend er tilsluttet 16" rørledningen fra Harald til Tyra Øst.

UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.

RESERVER

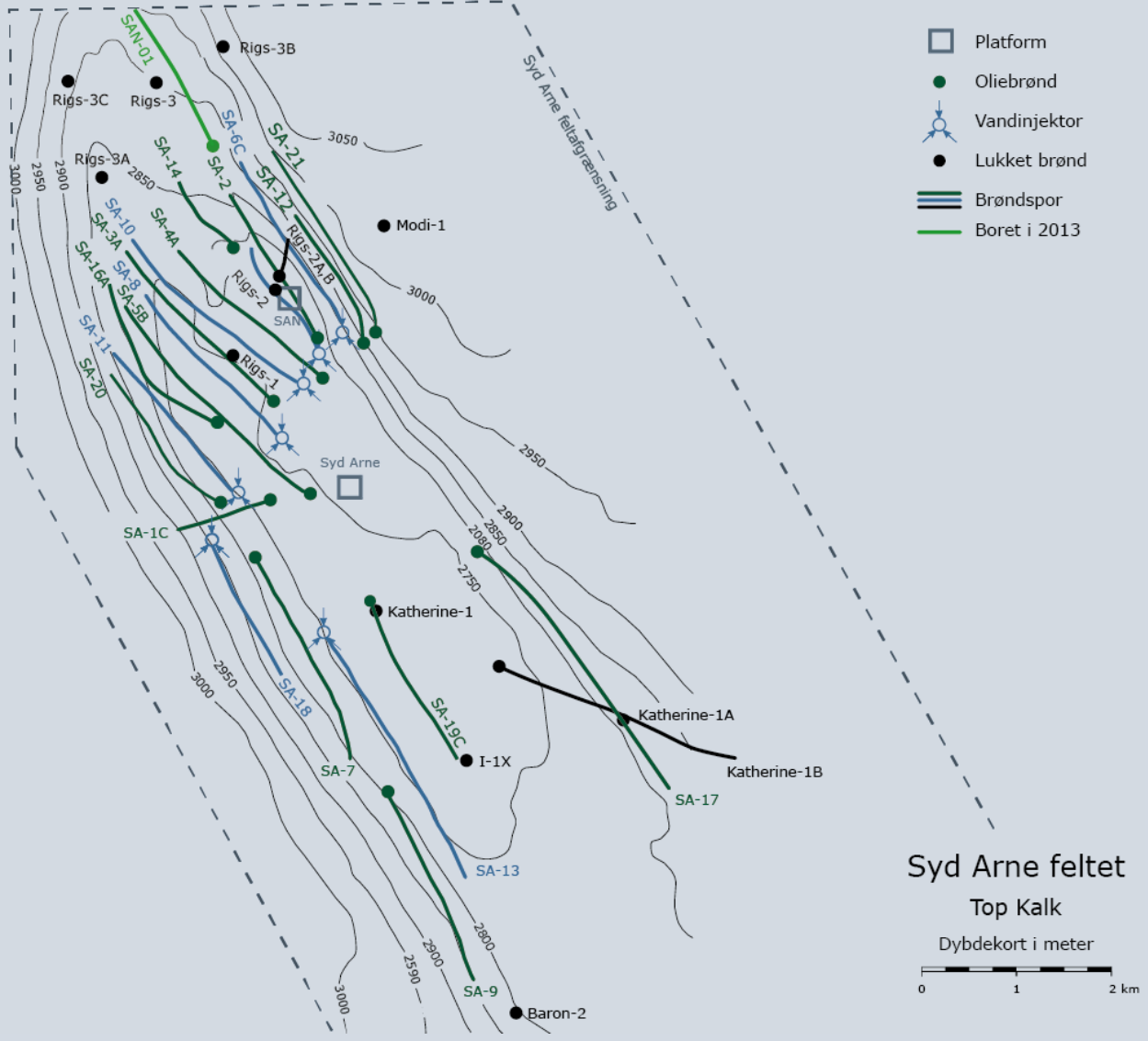
Olie: 0,5 mio. m³
Gas: 0,1 mia. Nm³



SYD ARNE FELTET



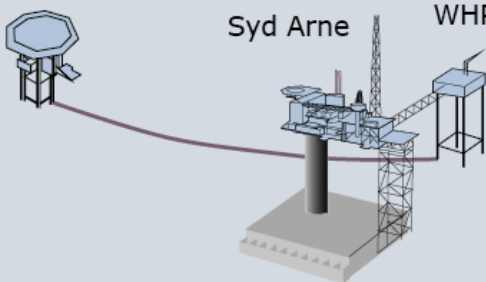
Beliggenhed: Blok 5604/29 og 30
Tilladelse: 7/89
Operatør: Hess Denmark A/S
Fundet: 1969
I drift år: 1999



WHPN

Syd Arne

WHPE

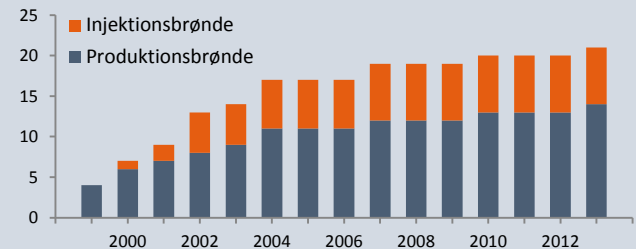


UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014

2013-priser 17,45 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

PR. 1.1 2014

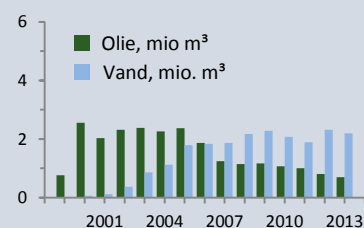
Produktions brønde: 14
Vandinjek. Brønde: 7

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 93 km²
Reservoirdybde: 2.800 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2014

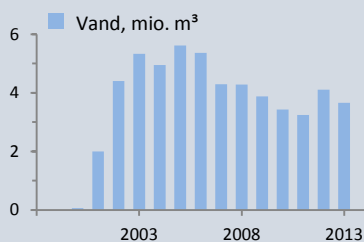
Olie: 23,66 mio. m³
Gas: 5,77 mia. Nm³
Vand: 20,95 mio. m³



INJEKTION

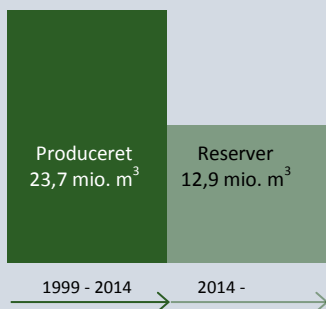
Akk. injektion pr. 1. januar 2014

Gas: 4,20 mia. Nm³
Vand: 54,58 mio. m³



RESERVER

Olie: 12,9 mio. m³
Gas: 2,6 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SYD ARNE FELTET

Syd Arne strukturen er fremkommet ved en kraftig ophvælvning af kalklagene, hvilket har forårsaget opsprækning af kalken. Strukturen indeholder olie med et forholdsvis højt indhold af gas.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår med trykstøtte ved injektion af vand.

ANLÆG

Syd Arne komplekset består af en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform med en broforbunden brøndhovedplatform WHPE samt en ubemandet satellit platform WHPN.

Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for kulbrinteproduktionen. Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden, hvorfra olien kan eksporteres til tankskib. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000. Gassen føres efter behandling via rørledning til Nybro. En del af produktionsvandet injiceres, mens resten udledes til havet efter rensning. Der er installeret et behandlingsanlæg for injektionsvandet, inden det injiceres

De to nye brøndhovedplatforme er opkoblet til Syd Arne platformen og tilhørende infrastruktur. WHPN er en ubemandet platform med helidæk og placeret ca. 2,5 km nord for den eksisterende Syd Arne platform. WHPE er forbundet med en kombineret rør- og gangbro til den eksisterende Syd Arne platform og placeret ca. 80 m øst for denne.

Der er etableret en bundlerørledning (rør i rør) mellem WHPN og WHPE. Rørledningen omfatter bl.a. produktionsrørledning samt løftegas-, vandinjektionsrørledninger og elforsyningskabler mv.

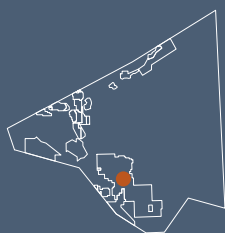
På Syd Arne er der indkvartering for 75 personer.

UDBYGNING

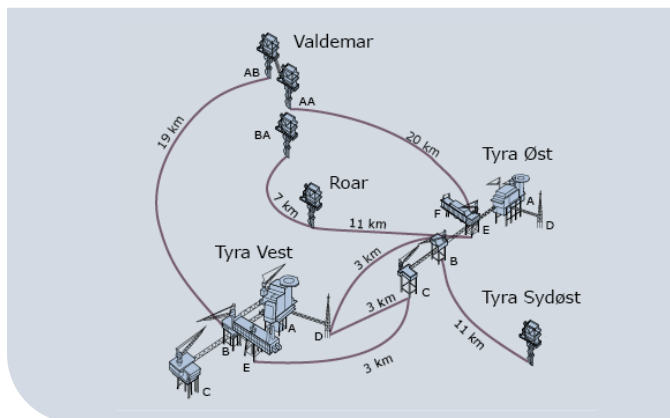
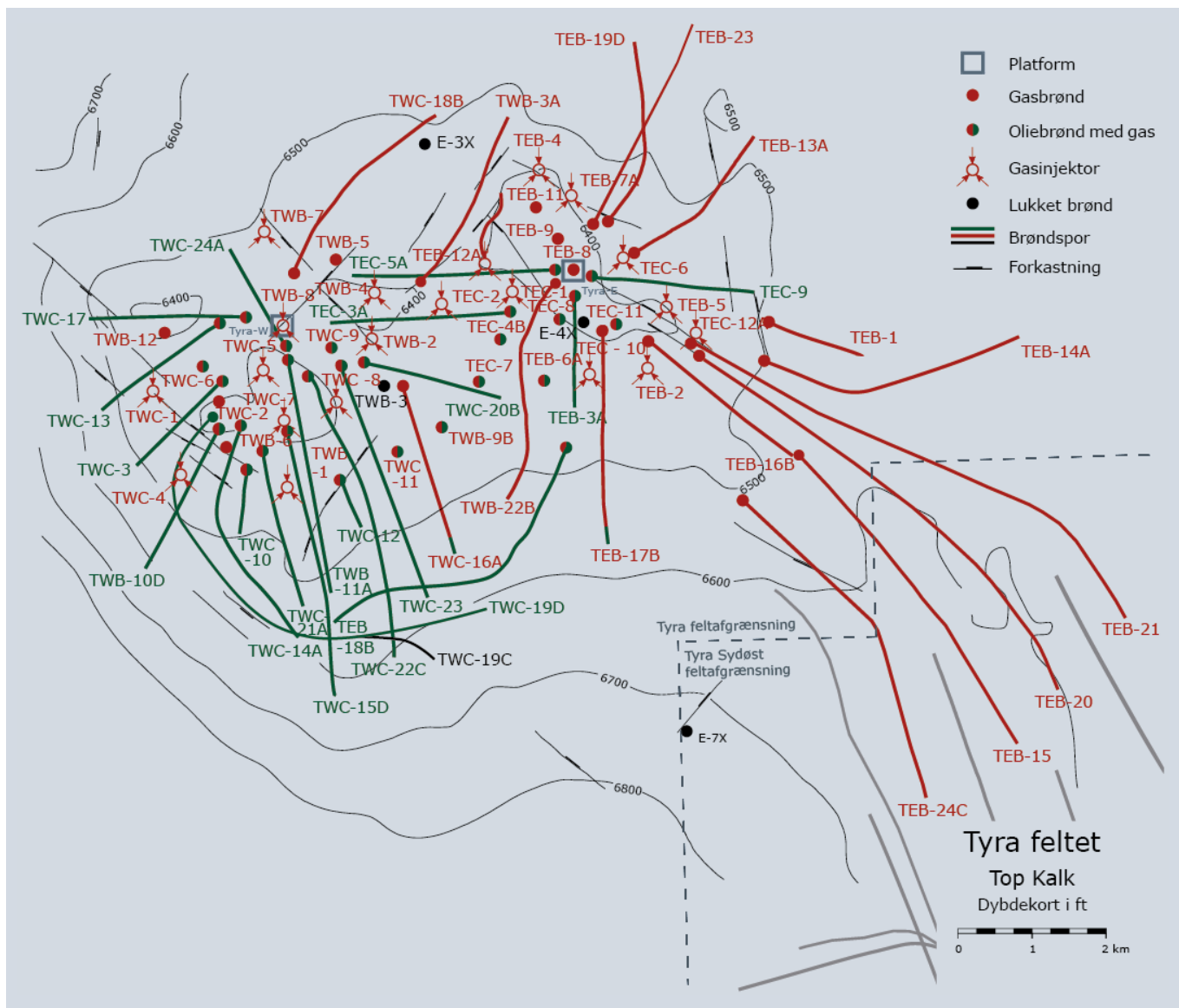
I 2013 blev der udført en ny olieproduktionsbrønd, SAN-1.

I 2014 er indkvarteringsfaciliteterne blevet udbygget med 18 enkeltmandskamre.

TYRA FELTET



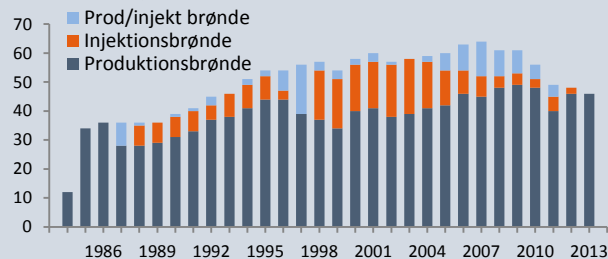
Tidligere navn: Cora
Beliggenhed: 5504/11 og 12
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1968
I drift år: 1984



UDBYGNING OG INVESTERING

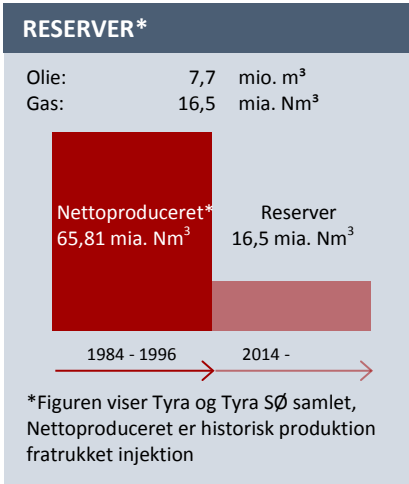
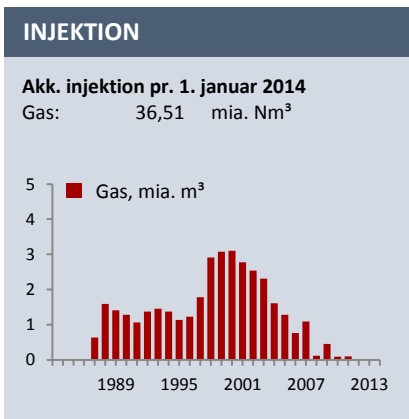
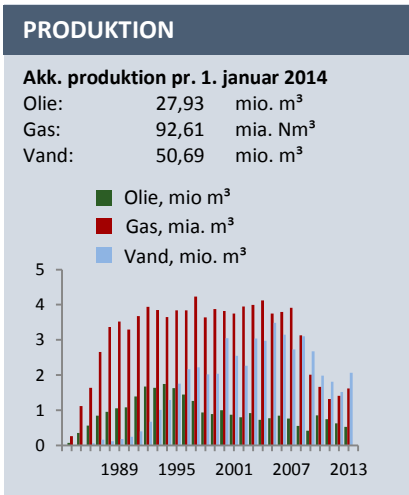
Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 37,80 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA		PR. 1.1 2014
Gasprod. Brønde:	22	
Olie/gasprod. brønde:	29	
Prod / injk. Brønde:	18	
Vanddybde:	37-40 m	
Feltafgrænsning:	177 km ²	
Reservoirdybde:	2.000	
Reservoirbjergart:	Kalksten	
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt	



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, TYRA FELTET

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvelvning af kalklagene. Forekomsten består af kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. Reservoiret er kun svagt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Tyra feltet anvendes som svingproducent for gasproduktionen. Det vil sige, at gas fra andre felter kan injiceres i Tyra feltet i perioder med lavt gasforbrug og dermed lavt salg af gas, f.eks. om sommeren. Når efterspørgslen på gas stiger, produceres den injicerede gas igen fra Tyra feltet. Den injicerede tørre gas medvirker til at forsinke tryktabet i feltets gaskappe, hvorved olieindvindingen fra Tyra feltet optimeres. Anvendelsen af Tyra feltet som svingproducent støtter således, at forholdene for indvinding af kondensat og olie ikke forringes gennem en for tidlig sænkning af reservoirtrykket. En øget produktion af gas fra DUC's øvrige felter, herunder specielt gasfelterne Harald og Roar, optimerer derfor indvinding af flydende kulbrinter på Tyra.

ANLÆG

Tyra feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Vest (TW) og Tyra Øst (TE).

Tyra Vest består af to indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TWA med helidæk, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul TWE til gasbehandling og kompression placeret ved TWB.

Procesanlægget på Tyra Vest anvendes til en forbehandling af olie- og kondensatproduktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret gasbehandlingsanlæg og anlæg til injektion og/eller eksport af gas samt behandlingsanlæg for produceret vand. Tyra Vest fungerer som center for færdigbehandling til salgs gas specifikationer, af al gassen fra DUC platformene før denne eksporteres til NOGAT eller Nybro gasbehandlingsanlæg via Tyra Øst. Produktionsvandet behandlet på Tyra Vest udledes til havet efter endt rensning.

Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA med helidæk, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul TEF med modtagefaciliteter.

På Tyra Øst modtages produktion fra satellitfelterne Valdemar AA/AB og BA, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita/Trym samt gasproduktionen fra Gorm, Dan og Halfdan felterne. Gassen fra Dan og Halfdan routes primært via TYW, men kan routes via TYE. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til behandling af både gas, olie/kondensat og vand. Produktionsvandet behandlet på Tyra Øst udledes til havet efter rensning.

Tyra Vest og Tyra Øst er indbyrdes forbundet med rørledninger som en del af infrastrukturen. Enkelte rørledninger kan skabe fleksibilitet, dog primært gældende for oliefelternes produktion. Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og tilhørende satellitfelter føres i land via Gorm E. Størstedelen af gasproduktionen ilandføres til Nybro gasbehandlingsanlæg fra TEE på Tyra Øst og resten eksporteres fra E-plattformen på Tyra Vest til NOGAT rørledningen.

På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.

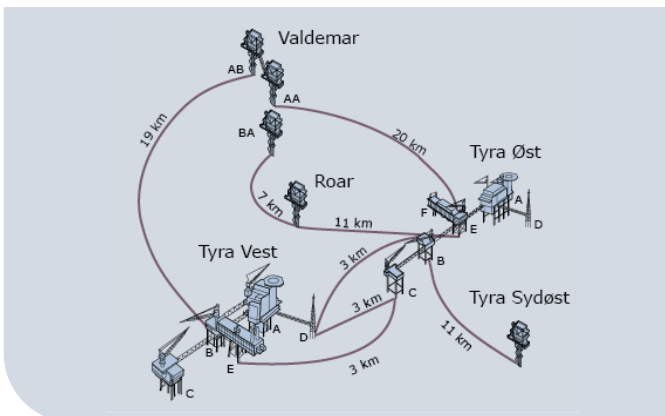
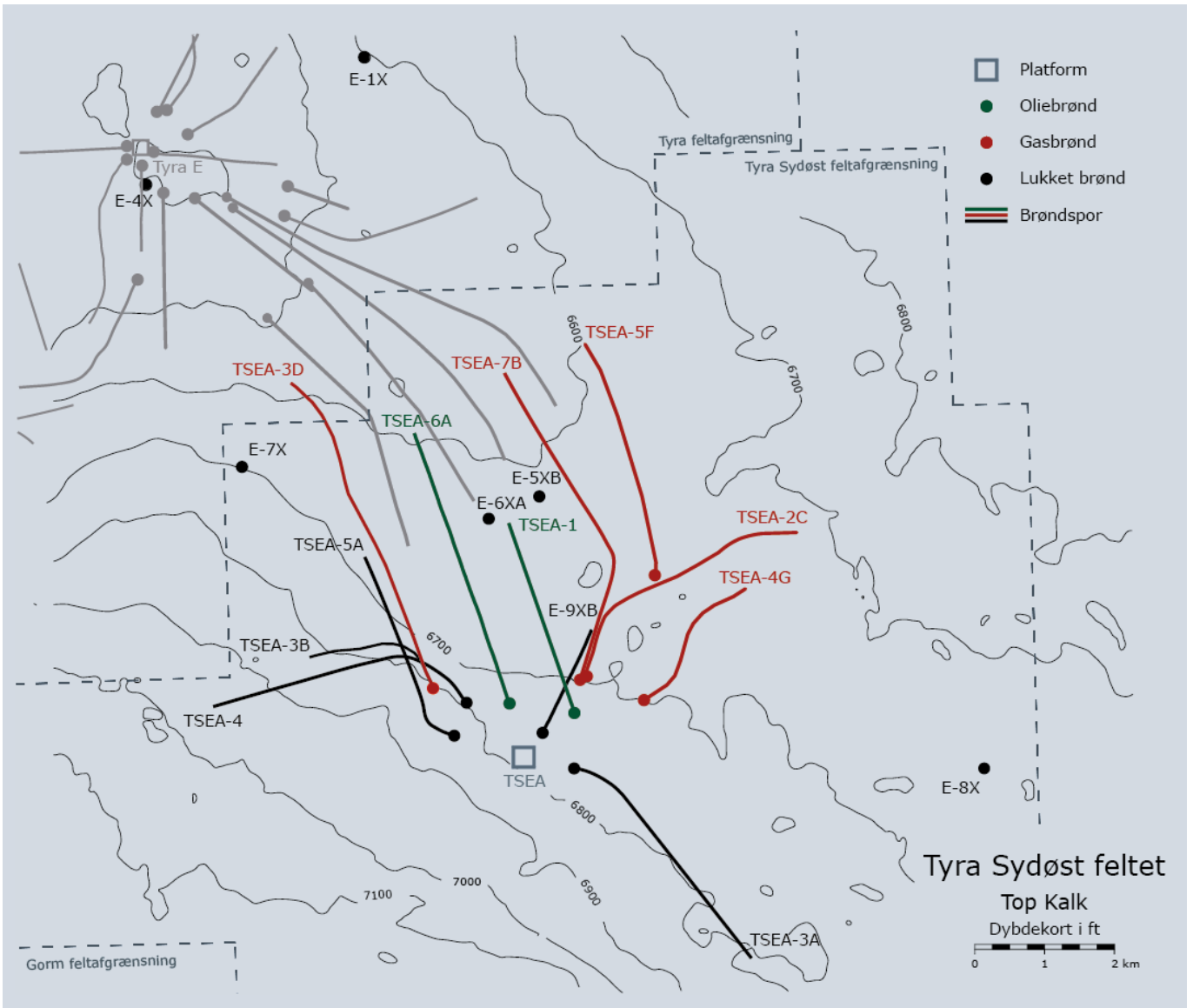
UDBYGNING

Der er arbejdet med en strukturel ombygning af anlægget i 2013.

TYRA SYDØST FELTET



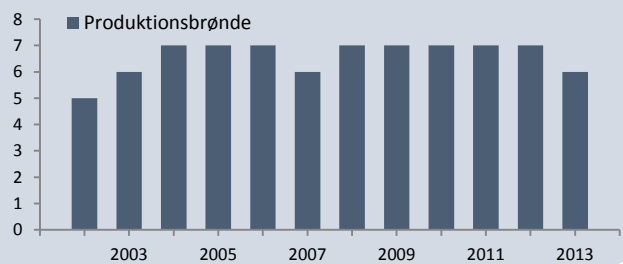
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet:	1992
I drift år:	2002



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
2013-priser 2,64 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

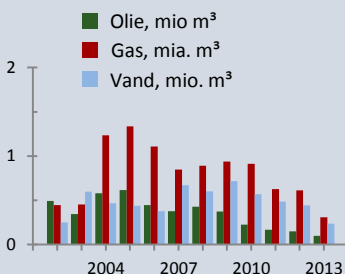
PR. 1.1 2014

Oliefprod. brønde:	2
Gasprod. Brønde:	5
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	142 km ²
Reservoirdybde:	2.050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

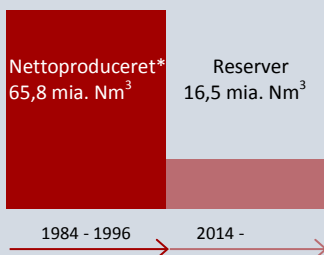
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie:	4,29 mio. m ³
Gas:	9,71 mia. Nm ³
Vand:	5,84 mio. m ³



RESERVER*

Olie:	7,7 mio. m ³
Gas:	16,5 mia. Nm ³



*Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet, Nettoproduceret er historisk produktion fratrukket injektion.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, TYRA SYDØST FELTET

Tyra Sydøst strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af Øvre Kridt kalklagene. Strukturen er opdelt i to blokke adskilt af en NØ-SV gående forkastningszone. Strukturen er en del af den større ophvælvningszone, som også omfatter Roar, Tyra og dele af Halfdan feltet.

Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

ANLÆG

Tyra Sydøst feltet er udbygget som satellit (TSEA) til Tyra feltet med en ubemandet platform af STAR typen.

UDBYGNING

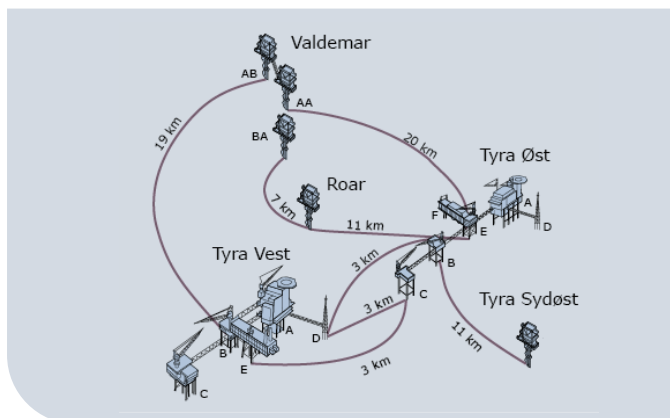
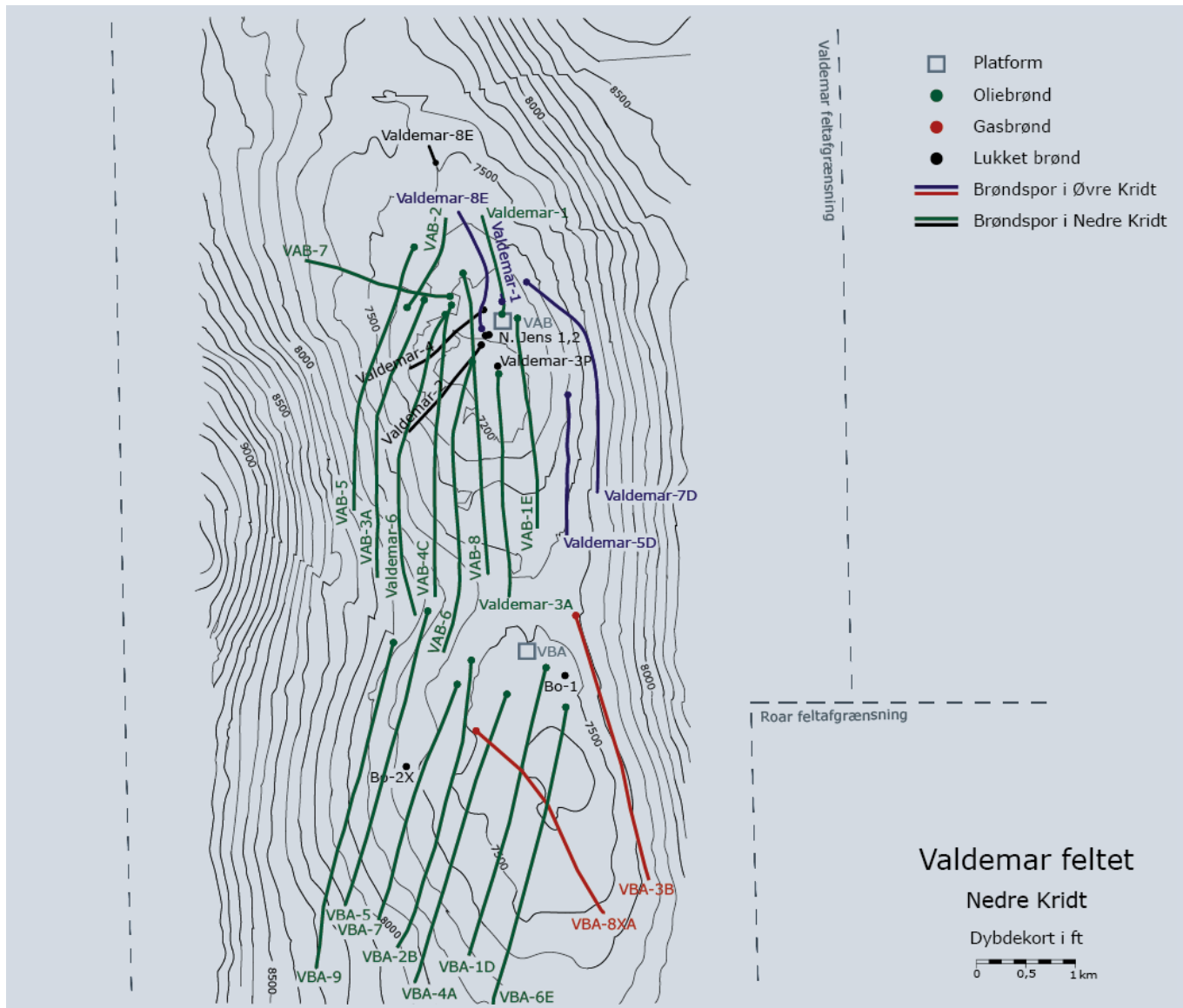
I 2013 blev der givet tilladelse til udbygning af Tyra Sydøst med en ny fire-benet platform (TSEB) med plads til 16 brønde og broforbundet til TSEA samt en ny gasløftrørledning mellem Tyra Øst og Tyra Sydøst til forsyning af nye og eksisterende brønde. Rørledningen opkøbes til TSEB. Parallelt etableres der elforsynings- og kontrolsignalkabler. TSEB, rørledningen samt broforbindelsen til TSEA installeres i 2014.

Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase til Tyra Øst for behandling.

VALDEMAR FELTET



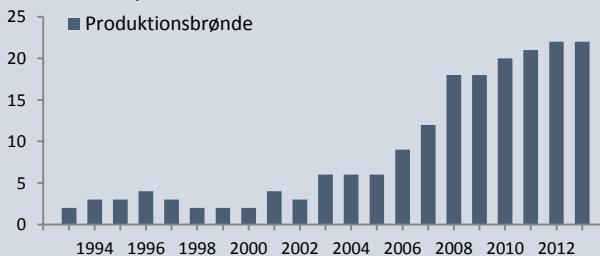
Tidligere navn: Bo/Nord Jens
Beliggenhed: Blok 5504/7 og 11
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet: 1977 (Bo) - 1985 (Nord Jens)
I drift år: 1993 (Nord Jens) - 2007 (Bo)



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2014
 2013-priser 9,11 mia. kr.

Antal aktive brønde





FELTDATA

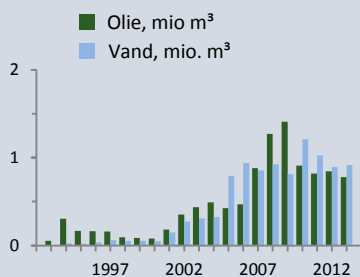
PR. 1.1 2014

Olieprod. brønde:	21
Gasprod. Brønde:	2
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	110 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt

PRODUKTION

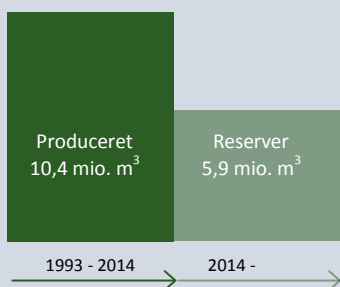
Akk. produktion pr. 1. januar 2014

Olie:	10,36	mio. m ³
Gas:	5,16	mia. Nm ³
Vand:	9,71	mio. m ³



RESERVER

Olie:	5,9	mio. m ³
Gas:	2,6	mia. Nm ³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, VALDEMAR FELTET

Valdemar feltet består af en nordlig beliggende del kaldet Nord Jens og en sydlig beliggende del kaldet Bo. Strukturerne er fremkommet ved ophvælvning af kalk lagene.

Valdemar feltet består af flere adskilte forekomster. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. De meget lavpermeable lag i Nedre Kridt udviser meget vanskelige produktionsegenskaber i visse dele af Valdemar feltet, mens de i Bo området har vist sig, at have bedre produktionsegenskaber. Reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra.

Reservoirerne af både Øvre og Nedre Kridt alder er udbyggede i både Bo og Nord Jens områderne.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie foregår med naturlig dræning. Udviklingen af indvindingsteknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Desuden foregår der **indvinding** fra Danien/Øvre Kridt.

ANLÆG

Nord Jens området i Valdemar feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med to broforbundne, ubemandede indvindingsplatforme af STAR typen uden helidæk, Valdemar AA og AB. På Valdemar AB platformen separeres produktionen. Væskeproduktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring, mens gassen føres til Tyra Vest. Valdemar AA/AB komplekset forsynes med kemikalier fra Tyra Øst og med elforsyning fra Tyra Vest.

Bo området i Valdemar feltet er udbygget med en ubemandet indvindingsplatform, Valdemar BA af STAR typen uden helidæk. Produktionen herfra føres i en 16" flerfaserørledning til Tyra Øst via Roar.

UDBYGNING

Ingen større udbygningsaktiviteter i 2013.



8. GEOTERMI OG ANDEN ANVENDELSE AF UNDERGRUNDEN

Dette kapitel omhandler anden brug af undergrunden end olie- og gasindvinding. I Danmark foregår der også produktion af salt fra undergrunden, efterforskning og indvinding af geotermisk varme og lagring af naturgas. Alle disse aktiviteter reguleres af lov om anvendelse af Danmarks undergrund. Loven omtales normalt som undergrundsloven.

Geotermisk varme indvindes fra det varme og salte vand, som naturligt findes i porøse og permeable sandstenslag i undergrunden. Geotermisk varme kan findes i meget store dele af Danmark og kan udnyttes til produktion af fjernvarme. Der findes i dag tre geotermiske anlæg, der producerer geotermisk varme til fjernvarmeforsyning. Et anlæg ved Thisted har produceret varme siden 1984, et anlæg i København siden 2005 og siden 2013 et nyt anlæg ved Sønderborg.

I forbindelse med indgåelse af den energipolitiske aftale af 22. marts 2012 blev der afsat en pulje til fremme af ny VE-teknologi i fjernvarme (geotermi, store varmepumper mv.) på 35 mio. kr. i alt i 2012-2015. I slutningen af 2013 kunne Udredning vedr. varmepumper og varmelagringsteknologier offentliggøres og i januar 2014 blev de to rapporter om henholdsvis Udredning om muligheder for risikoafdækning og Drejebog om geotermi præsenteret (de kan bl.a. findes på Energistyrelsens hjemmeside). I de kommende år færdiggøres en screening af geotermiske muligheder i en række danske byer og indpasning af geotermi i fjernvarmenet, samt arbejde med en web-baseret GIS-plattform med data om undergrunden.

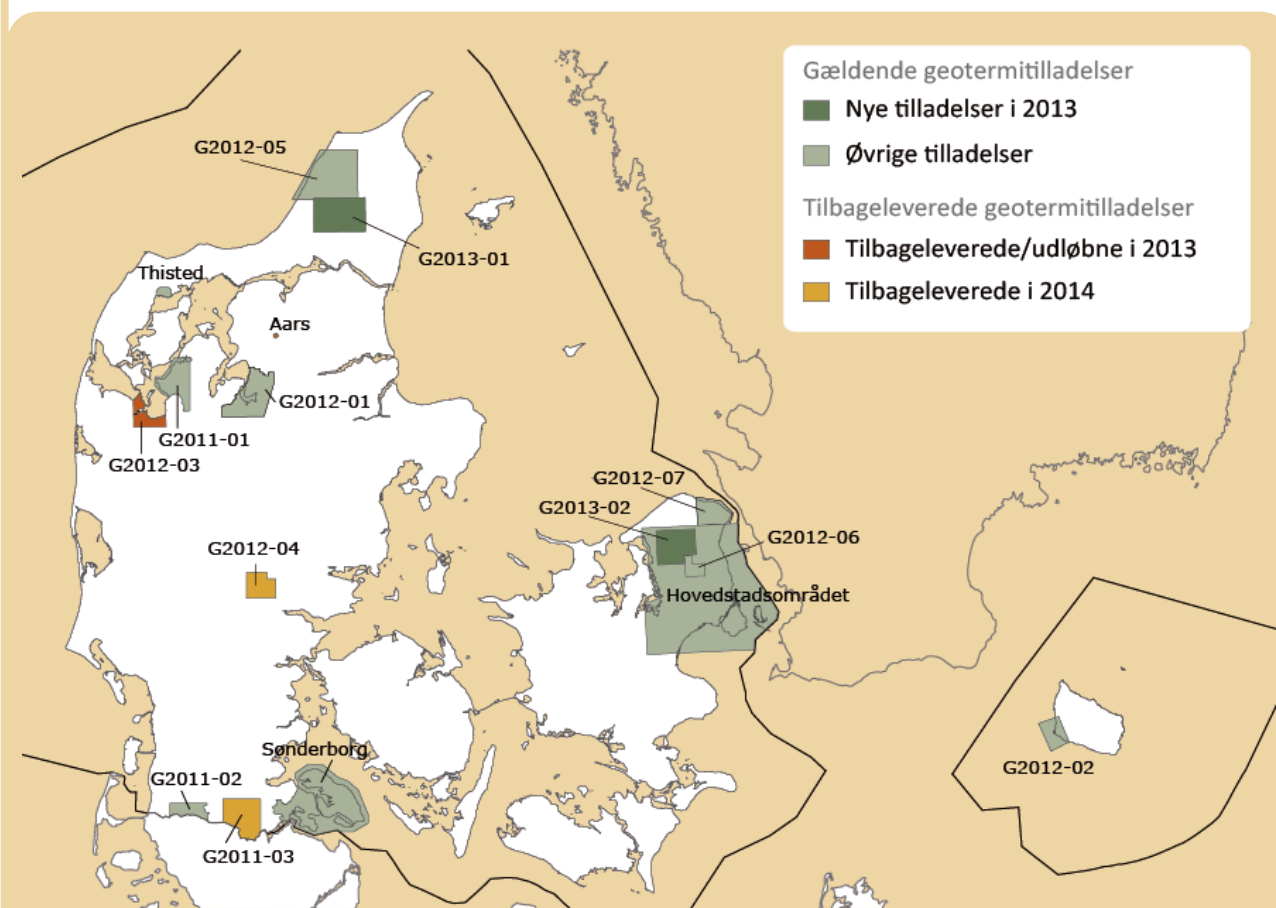


Figur 8.1. Geotermittilladelser pr. 1. juni 2014.

Der er i 2013 udstedt to nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Tilladelserne dækker områder ved Brønderslev og Hillerød. Områderne for de nye tilladelser udstedt i 2013, samt tilbageleverede og udløbne tilladelser i 2013 og frem til 1. juni 2014 kan ses af figuren.

Farum Fjernvarme og Hillerød Kraftvarme har i løbet af henholdsvis sommeren og efteråret af 2013 foretaget seismiske forundersøgelser med henblik på kortlægning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi. Farum Fjernvarme har indsamlet ca. 40 km og Hillerød Kraftvarme har indsamlet ca. 48 km 2D seismiske linjer ved brug af vibroseismisk udstyr.

Der kan ansøges om nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi tilladelser to gange om året med ansøgningsfrist den 1. februar og den 1. september. De nærmere bestemmelser herom kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.



Tabel 8.1. Tilbageleverede og udløbne tilladelser i 2013 og første halvdel af 2014.

Tilbageleverede/udløbne tilladelser i 2013		Tilbageleverede/udløbne tilladelser i 2014	
Aars	DONG VE A/S	G2011-03	Aabenraa-Rødekreto Fjernvarme A.m.b.a.
G2012-03	Struer Forsyning Fjernvarme A/S	G2012-04	Givskud Zoo



Tabel 8.2. Gældende geotermi-tilladelser og -rettighedshavere pr. 1. juni 2014.

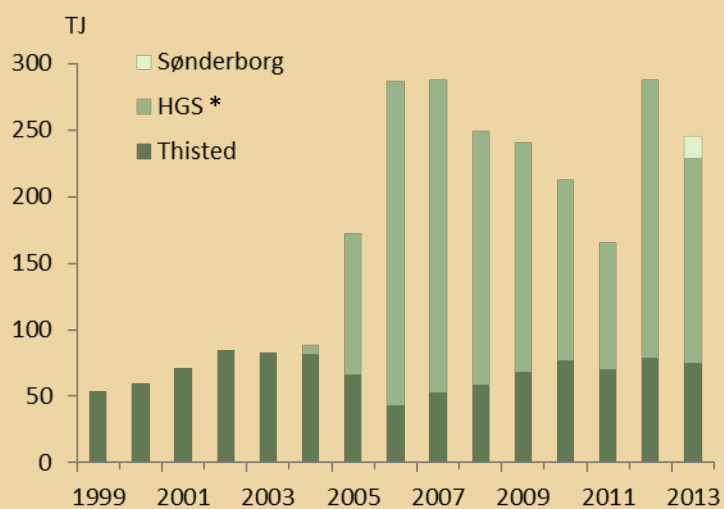
Tilladelse	Operatør	Meddelt
Eneretsbevilling af 8. december 1983 til at efterforske og indvinde geotermisk energi	Thisted Varmeforsyning A.m.b.a.	1983-12-08
Tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i Hovedstadsområdet	DONG VE A/S	2001-02-19
Tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i Sønderborg-området	Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a.	2007-10-11
G2011-01	Skive Geotermi A/S	2011-11-30
G2011-02	Tønder Fjernvarme-selskab A.m.b.a.	2011-11-30
G2012-01	Energi Viborg Kraftvarme A/S	2012-01-26
G2012-02	Rønne Varme A/S	2012-01-26
G2012-05	Hjørring Varmeforsyning	2012-06-14
G2012-06	Farum Fjernvarme A.m.b.a.	2012-06-14
G2012-07	Forsyning Helsingør Varme A/S	2012-06-14
G2013-01	Brønderslev Varme A/S	2013-06-27
G2013-02	Hillerød Kraftvarme ApS	2013-06-27

Produktion af geotermisk energi

Figur 8.2. Produktion af geotermisk energi de seneste 15 år, 1999-2013.

Samlet set blev der i 2013 produceret 245 TJ geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Det svarer til varmeforbruget i ca. 3.700 husstande og er et fald i samlet produktion på 14,7 pct. i forhold til 2012.

Faldet i produktion skyldes hovedsageligt hovedsagligt faldende injektionskapacitet ved HGS geotermianlæg i København.



* Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (DONG VE er operatør).



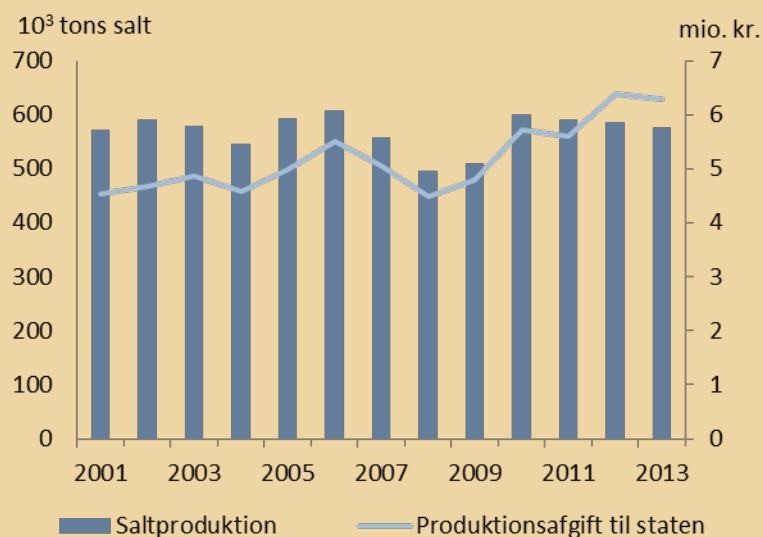
Gaslager

Der findes i dag to gaslagre i Danmark. Det ene ligger ved Stenlille på Sjælland og er ejet af DONG Storage A/S. Det andet gaslager ligger ved Lille Torup i det nordlige Jylland og ejes af Energinet.dk Gaslager A/S.

Saltindvinding

Figur 8.3. Saltproduktion og statens indtægter fra produktionsafgiften 2001-2013.

Den årlige produktion af salt i 2013 er opgjort til knap 580.000 ton og statens indtægter fra produktionsafgift er ca. 6,2 mio. kr. for året.



I Danmark indvindes salt et enkelt sted ved Hvornum ca. 8 km sydvest for Hobro. Selskabet Akzo Nobel Salt A/S står for produktionen af salt fra Danmarks undergrund. Selskabet har haft en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Bevillingen blev udstedt i 1963 for en 50-årig periode og udløb således i 2013. Selskabet fik i 2010 en ny tilladelse til afløsning for den eksisterende. Den nye tilladelse omfatter fra 2013 kun Hvornum salthorsten og et område omkring Suldrup salthorsten sydvest for Aalborg. Saltet anvendes til konsumsalt, industrisalt og vejsalt.

Omregningsfaktorer

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

		TEMP.	TRYK
Råolie	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	stb	60°F	14,73 psia ⁱⁱ
Naturgas	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	Nm ³	0°C	101,325 kPa
	scf	60°F	14,73 psia

ii) referencetrykket 14,73 psia benyttes blandt andet i Danmark og i enkelte stater i USA samt offshore USA.

Nogle enheders forkortelser:

kPa	Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.
psia	Pound per square inch absolute; pund per kvadrattomme, absolut målt.
m ³ (st)	Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.
Nm ³	Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.
scf	standard cubic feet; standardkubikfod. Benyttes om naturgas ved en referencetilstand; her 60°F og 14,73 kPa.
stb	Stock tank barrel; tønde ved referencetilstanden 60°F og 14,73 kPa. Benyttes om olie.
bbf	Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.
kg · mol	kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.
γ	gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.
Btu	British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).
t.o.e.	ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e.=10 Gcal.
in	inch; engelsk tomme. 1 inch=2,54 cm.
ft	feet; engelsk fod. 1fod=12 in=0,3048 m.

I oliebranchen benyttes jævnligt to typer enheder: SI enhederne, også kaldet de metriske enheder, og de såkaldte oil field units, der oprindeligt kommer fra USA. For de metriske enheder findes internationalt fastlagte definitioner, mens der kan være traditionsbestemte forskelle på de oil field units, der anvendes i forskellige lande.

For oil field units benyttes de forkortelser, som SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien kan presses sammen, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Sammensætningen og dermed brændværdien af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til ton (t) og gigajoule (GJ) tidsafhængige. Den nedre brændværdi er angivet.

SI præfikserne m (milli), k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10⁻³, 10³, 10⁶, 10⁹, 10¹² og 10¹⁵.

I oil field units benyttes et lidt specielt præfiks: M (romertal 1.000). Én million stock tank barrels skrives 1 MMstb og én milliard standard cubic feet skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk billion).

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,55 ⁱ
	m ³ (st)	t	0,85 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03955 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,49 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03741 ⁱ
Rummål	m ³ (st)	kg · mol	0,0422932
	m ³	bbf	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
Energi	bbf	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947.817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m ³	141.364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter for 2012



Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Klima-, Energi- og Bygningsministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig nationalt og internationalt med opgaver i relation med energiforsyning og -forbrug samt indsatsen for at nedbringe CO₂-udledningen. Energistyrelsen har dermed ansvaret for hele kæden af opgaver knyttet til produktion og forsyning, transport og forbrug af energi, herunder energieffektivisering og -besparelser samt nationale CO₂-mål og indsats til begrænsning af udledningen af drivhusgasser.

Derudover gennemfører Energistyrelsen analyser og vurderinger af udviklingen på klima-, energi- og bygningsområdet nationalt som internationalt og varetager danske politiske interesser på klima-, energi- og bygningsområdet i det internationale samarbejde.

Energistyrelsen rådgiver ministeren om klima-, energi- og bygnings spørgsmål og varetager administrationen af den danske lovgivning på områderne.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Telefon 33 92 67 00
Telefax 33 11 47 43
Hjemmeside www.ens.dk

Udgivet: 26 juni 2014

Forsidefoto: Tyre Øst platformen
Øvrige fotos: Energistyrelsen

Redaktør: Sarah Christiansen, Energistyrelsen
Illustrationer og kort: Energistyrelsen
Layout: Energistyrelsen

ISBN: www-978-87-93071-70-4
ISSN: 1398-4349

Redaktionen blev afsluttet den 1. juni 2014.

Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

I 1966 blev der for første gang fundet olie og naturgas i Danmark. Energistyrelsen har siden 1986 årligt udgivet rapporten ”Danmarks olie- og gasproduktion”.

Rapporten ”Danmarks Olie- og Gasproduktion 2013” beskriver som de tidligere år efterforsknings og udbygningsaktiviteterne på dansk område og indeholder en gennemgang af produktionen. Anden anvendelse af den danske undergrund end olie- og gasindvinding med fokus på efterforskning og indvinding af geotermisk energi til fjernvarmeforsyning beskrives også i rapporten

Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske reserver af olie og gas samt et kapitel om kulbrinteproduktionens betydning for den danske økonomi.

Som de seneste to år offentliggøres rapporten alene elektronisk på Energi-
styrelsens hjemmeside www.ens.dk

Energistyrelsen
44 Amaliegade
1256 København K

Tel 33 92 67 00
ens@ens.dk
www.ens.dk

CVR-nr.: 59 77 87 14